

Combustão e Gasificação de Biomassa Sólida

Soluções Energéticas para a Amazônia

Eduardo José Fagundes Barreto
(Coordenador)

Gonçalo Rendeiro
Manoel Nogueira



Gonçalo Rendeiro
Manoel Fernandes Martins Nogueira
Augusto César de Mendonça Brasil
Daniel Onofre de Almeida Cruz
Danielle Regina da Silva Guerra
Emanuel Negrão Macêdo
Jorge de Araújo Ichihara

COMBUSTÃO E GASIFICAÇÃO DE BIOMASSA SÓLIDA
Soluções Energéticas para a Amazônia

1ª Edição
Brasília
Ministério de Minas e Energia
2008

Ministro de Minas e Energia

Edison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Zimmermann

Secretário de Energia

Josias Matos de Araújo

Diretor do Programa Luz para Todos

Hélio Morito Shinoda

Diretor Nacional do Projeto PNUD BRA 99/011

Programa de Erradicação da Exclusão da Energia Elétrica

Jeová Silva Andrade

Coordenador da Região Norte

Aurélio Pavão de Farias

Coordenador de Universalização

Manoel Soares Dutra Neto

Coordenação Técnica

Eduardo José Fagundes Barreto

Assessoria de Comunicação do Programa Luz para Todos

Lucia Mitico Seo

Jose Renato Penna Esteves

Unidade e Gestão de Projetos – Projeto PNUD BRA 99/011

Antonio João da Silva – Coordenador Técnico

Eder Júlio Ferreira

Manoel Antonio do Prado

Novembro, 2008

COMBUSTÃO E GASIFICAÇÃO DE BIOMASSA SÓLIDA

Soluções Energéticas para a Amazônia

Coordenador Geral:

Eduardo José Fagundes Barreto

Autores:

Gonçalo Rendeiro (*Coordenador*)

Manoel Fernandes Martins Nogueira (*Editor*)

Augusto César de Mendonça Brasil

Daniel Onofre de Almeida Cruz

Danielle Regina da Silva Guerra

Emanuel Negrão Macêdo

Jorge de Araújo Ichihara

Co-autores:

André Augusto Azevedo Montenegro Duarte

Antonio Geraldo de Paula Oliveira

Hendrick Maxil Zárate Rocha

Robson Evilácio de Jesus Santos

Sergio Aruana Elarrat Canto

Wilson Negrão Macêdo



Ideorama Design e Comunicação Ltda.
www.ideorama.com.br

Projeto Gráfico e Diagramação

Sílvio Spannenberg
Aline Weirich de Paula
Carolina Farion
Gustavo Aguiar

Capa

Sílvio Spannenberg

Revisão de Textos

Bárbara Fernandes

Produção Gráfica

Rafael Milani Medeiros

Dados internacionais de catalogação na publicação

Bibliotecária responsável: Mara Rejane Vicente Teixeira

Combustão e gasificação de biomassa sólida / Gonçalo Rendeiro... [et al.].

Brasília : Ministério de Minas e Energia, 2008.

192p. : il. ; 21 × 30cm. – (Soluções energéticas para a Amazônia)

ISBN 978-85-98341-05-7

Inclui bibliografia.

1. Energia – Fontes alternativas – Brasil.
2. Recursos energéticos – Brasil.
3. Biomassa florestal.
4. Biomassa vegetal. I. Rendeiro, Gonçalo. II. Brasil. Ministério das Minas e Energia. III. Série.

CDD (22ª ed.) 333.79

Sumário

Apresentação	11
Prefácio	13
1 Caracterização da Geração de Energia Elétrica na Amazônia.....	19
1.1 Introdução.....	19
1.2 A Amazônia do Sistema Interligado.....	20
1.3 A Amazônia do Sistema Isolado	21
1.4 Lógica Operacional dos Sistemas Isolados.....	24
1.4.1 Simplicidade de Instalação, Operação e Manutenção.....	24
1.4.2 Conta de Consumo de Combustível para os sistemas isolados, CCC-Isol	25
1.5 Sub-Rogação da CCC – ISOL.....	26
1.6 Centrais Termoelétricas a Biomassa na Amazônia	27
2 Princípios para Uso de Biomassa como Combustível	29
2.1 Conceitos Básicos de Combustão	29
2.2 Combustão de Gases.....	30
2.2.1 Combustão com ar.....	31
2.2.2 Reagentes com misturas ricas e pobres – Razão de Equivalência	32
2.2.3 Frações Molares e Frações Mássicas	35
2.2.4 Calor de Reação e Poder Calorífico.....	37
2.2.5 Temperatura adiabática de chama	42
2.3 Combustão dos Líquidos e Sólidos	42
2.3.1 Combustão de Líquidos	42
2.3.2 Combustão dos Sólidos.....	42
2.4 Processo de Gasificação de Sólidos.....	44
2.4.1 Etapas do processo de gasificação de sólidos	44
2.4.2 Efeito da Razão de Equivalência no Processo de Gasificação	46
2.4.3 Efeito da Temperatura no Processo de gasificação.....	47
2.4.4 Efeito da Pressão no Processo de gasificação	48
2.4.5 Teor de umidade	49
2.4.6 Balanços de Massa/Energia e Eficiência Energética.....	50
3 Caracterização Energética da Biomassa Vegetal	52
3.1 Estrutura da Biomassa	52
3.2 Propriedades Físicas da Biomassa	54

3.2.1	Teor de umidade	54
3.2.2	Massa específica	55
3.2.3	Densidade.....	56
3.3	Análise imediata	56
3.3.1	Determinação do Teor de Umidade (NBR 8112 e E871).....	56
3.3.2	Determinação do Teor de Voláteis (NBR 8112 e E872)	56
3.3.3	Determinação do Teor de Cinzas (NBR 8112 e D1102)	57
3.3.4	Determinação do Teor de Carbono Fixo (NBR 8112)	57
3.4	Análise das Cinzas (ASTM D1102)	57
3.5	Análise Elementar: CHNOS (E775, 777, 778 e 870).....	58
3.6	Poder Calorífico.....	60
3.6.1	Poder Calorífico Superior por Bomba Calorimétrica (NBR 8633 e ASTM E711) .	60
3.6.2	Poder Calorífico Superior por Análise Elementar	60
3.6.3	Determinação do Poder Calorífico Inferior (PCI)	61
3.7	Caracterização Energética de Algumas Espécies Amazônicas	63
4	Pré-tratamento da biomassa	64
4.1	Secagem	64
4.2	Torrefação	65
4.2.1	Tecnologias de Torrefação	65
4.2.2	Aplicações da Torrefação	66
4.2.3	Perspectivas	66
4.3	Briquetes.....	66
4.3.1	Vantagens da utilização de briquetes	67
4.3.2	Sistema de produção de briquetes.....	67
4.3.3	Perspectivas	68
4.3.4	Comercialização	69
4.3.5	Fornecedores Nacionais.....	69
4.4	Péletes	69
4.4.1	Sistema de produção de péletes	70
4.4.2	Perspectivas	70
4.4.3	Fabricantes Internacionais	71
4.5	Trituração.....	71
5	Processos de Conversão Energética da Biomassa	73
5.1	Diferença entre Combustão e Gasificação.....	73
5.2	Centrais a Combustão Utilizando Turbinas ou Motores a Vapor	74
5.3	Centrais com Gasificação Utilizando Motores do Ciclo Otto ou Diesel	75
5.4	Inconvenientes da Combustão e da Gasificação	76
5.5	Critérios para Escolha da Tecnologia	77
6	Centrais Térmicas a Vapor: combustão e ciclo Rankine	79
6.1	Descrição de Ciclos a Vapor	79
6.2	Balanco Energético	81
6.3	Consumo Específico de Biomassa de uma Planta a Vapor	83

6.4	Consumo Específico de Vapor de Turbinas e Motores	84
6.5	Consumo Específico de Caldeiras	84
6.6	Seqüência para o Pré-dimensionamento de uma Planta a Vapor	85
7	Centrais Térmicas por Gasificação	88
7.1	Classificação de Gasificadores	90
7.1.1	Gasificadores de Leito fixo	90
7.2	Sistema de Alimentação	94
7.3	Secagem da Biomassa	95
7.4	Sistema de Limpeza	95
7.4.1	Arranjo dos Sistemas de Limpeza	96
7.4.2	Exemplos de Sistemas de Limpeza	99
7.4.3	Sistema de Alimentação do Gás no Motor	100
7.5	Motores Ciclo Otto.....	100
7.5.1	Motores Ciclo Diesel	101
7.6	Dimensionamento do Reator de Extração por Baixo, Topo Fechado.....	101
7.6.1	Exemplo de cálculo	104
8	Procedimentos para Dimensionamento de uma Planta de Potência.....	106
8.1	Localização e Quantificação da Biomassa	106
8.2	Dimensionamento da Carga a ser atendida pela Planta.....	109
8.2.1	Características da localidade	109
8.2.2	Procedimento de Cálculo de Carga.....	110
8.2.3	Levantamento da Carga Elétrica.....	113
8.2.4	Demanda Reprimida.....	114
8.2.5	Curva de Carga.....	115
8.2.6	Determinação da Capacidade da Planta	117
8.3	Critérios para Localização das Centrais Térmicas	117
8.4	Exemplo do Pré-dimensionamento de uma central a vapor	120
8.4.1	Guia de Dimensionamento da Planta de Geração de Energia Elétrica.....	120
9	Impactos Ambientais e Formas de Mitigação	122
9.1	Legislação	122
9.2	Definições Conceituais.....	123
9.3	Métodos e Modelos para Avaliação dos Impactos Ambientais.....	124
9.4	Avaliação dos Impactos de uma Usina Termelétrica a Biomassa.....	129
9.4.1	Impactos no Ambiente Natural Durante a Construção da Usina a Biomassa	129
9.4.3	Impactos no Ambiente Natural Durante a Operação da Usina a Biomassa ..	130
9.4.2	Impactos no Ambiente Social Durante a Construção da Usina a Biomassa ..	130
9.4.4	Impactos no Ambiente Social Durante a Operação da Usina a Biomassa	131
9.5	Esquema dos Principais Impactos de uma Usina Termelétrica a Biomassa.....	131
9.6	Impacto no Ciclo de Carbono – Emissões Evitadas.....	132
9.7	Síntese dos impactos positivos específicos da operação de uma usina termelétrica a biomassa na Amazônia	133
9.7.1	Reaproveitamento energético de resíduos	133

9.7.2 Energia revertida ao processo produtivo	133
9.7.3 Criação de emprego e renda	133
9.7.4 Diminuição da dependência aos combustíveis fósseis	133

10 Viabilidade Econômica	134
10.1 Engenharia Econômica	135
10.2 Os Métodos	137
10.2.1 Métodos Determinísticos	138
10.2.2 Métodos não Determinísticos	139
10.2.3 Outros Métodos	142
10.3 Procedimentos Básicos de Análise Econômica.....	143
10.3.1 Custos (saídas ou investimentos).....	143
10.3.2 Benefícios (entradas ou receitas).....	144
10.4 Análise	145
10.4.1 Horizonte do Projeto	145
10.4.2 Taxa de Desconto.....	146
10.4.3 Cenarização	151
10.4.4 Escolha do(s) Método(s) e Processamento da Análise	152
10.4.5 Conclusão sobre a viabilidade econômica do projeto.....	153
10.5 Exemplos	153
10.5.1 Hipotético (simplificado)	153
10.5.2 Para uma Planta a Vapor (Real)	157
10.6 Créditos de Carbono – Elegibilidade de MDLs	160
10.7 Introdução à Análise Financeira	161

11 Resultados Concretos.....	164
11.1 Centrais Térmicas a Vapor	164
11.1.1 Concepção do Projeto	165
11.1.2 Implantação do Projeto	167
11.1.3 Operação	169
11.1.4 Modelo de Gestão	169
11.1.5 Sustentabilidade do Projeto.....	170
11.2 Centrais Térmicas a Gasificação	171
11.2.1 Localização do Projeto	171
11.2.2 Concepção do Projeto.....	172
11.2.3 Sustentabilidade.....	174
11.2.4 Resultados	175

12 Computacional.....	178
12.1 Software cicloRank v1.0	178
12.1.1 Dados.....	178
12.1.2 Como Funciona.....	179
12.2 Software COMGAS v1.2.....	179
12.2.1 Introdução de dados	180
12.2.3 Limitações e Recomendações.....	182

12.2.2 Resultados	182
Referências Bibliográficas	183
1 Caracterização da Geração de Energia Elétrica na Amazônia	183
2 Princípios para Uso de Biomassa como Combustível.....	183
3 Caracterização Energética da Biomassa Vegetal	184
4 Pré-tratamento da biomassa	184
5 Processos de Conversão Energética da Biomassa	184
6 Centrais Térmicas a Vapor: combustão e ciclo Rankine.....	185
7 Centrais Térmicas por Gasificação.....	186
8 Procedimentos para Dimensionamento de uma Planta de Potência	186
9 Impactos Ambientais e Formas de Mitigação	188
10 Viabilidade Econômica	188
12 Computacional.....	190

Apresentação

O Programa Luz para Todos, maior programa de eletrificação rural já feito no Brasil, já realizou, desde a sua criação em novembro de 2003, até outubro de 2008, mais de um milhão e oitocentas mil ligações domiciliares em todo o País, correspondendo a mais de nove milhões de beneficiados na zona rural brasileira. Essas ligações foram realizadas essencialmente por extensão de rede convencional.

Na Região Amazônica, as longas distâncias, os obstáculos naturais, as dificuldades de acesso e a baixa densidade populacional dificultam o atendimento de grande parte da população pelo sistema convencional de distribuição. Por outro lado, o atendimento alternativo, com sistemas térmicos a diesel, muito utilizados na Região, apresenta custos elevados associados à operação e manutenção e à logística de distribuição do combustível.

Para vencer as dificuldades de eletrificar as comunidades rurais isoladas da Amazônia, o Ministério de Minas e Energia – MME promoveu, no âmbito do Programa Luz para Todos, com o apoio de recursos financeiros não reembolsáveis do Fundo Multilateral de Investimentos do Banco Interamericano de Desenvolvimento – FUMIN/BID, uma série de atividades destinadas ao desenvolvimento e implantação de projetos de geração de energia elétrica de pequeno porte e a capacitação de profissionais, principalmente das concessionárias da Região, para a implantação de soluções energéticas alternativas a partir de fontes renováveis de energia.

Entre essas atividades se destaca a produção da presente coleção, denominada *Soluções Energéticas para a Amazônia*, constituída de 5 volumes, que abordam as seguintes tecnologias de geração de energia renovável: i) *Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos*; ii) *Sistemas Híbridos*; iii) *Biodiesel e Óleo Vegetal in Natura*; iv) *Combustão e Gasificação de Biomassa Sólida*; v) uma versão resumida de todas as tecnologias descritas anteriormente, intitulada *Tecnologias de Energias Renováveis*.

O uso dessas tecnologias a partir de recursos locais disponíveis na Amazônia, principalmente a biomassa e os pequenos aproveitamentos hidroelétricos, tem sido pouco considerado por um conjunto de questões relacionadas à cultura das concessionárias, sedimentada na extensão de rede elétrica, ou à falta de informação quanto à viabilidade técnica e econômica das tecnologias relacionadas a esses potenciais. As iniciativas para viabilizar o uso dessas alternativas, no horizonte de médio e longo prazos, requerem ações imediatas.

Entretanto, soluções energéticas alternativas para a Amazônia devem ser buscadas, não para substituir o atendimento convencional, mas principalmente como complemento, pelo menos até o tempo em que a maturidade tecnológica se revele para as concessionárias da Região. Além da energia, essa geração apresenta grandes perspectivas para a renda local, com o aproveitamento de recursos da região, a fim de diversificar a matriz energética e também reduzir os custos de transporte de combustíveis.

Soluções energéticas estruturadas a partir da disponibilidade local de energia primária podem

ser uma alternativa viável e sustentável para eletrificar essas áreas. Para isso, este Ministério tem trabalhado em diversas frentes, desde a realização de projetos-piloto com tecnologias renováveis para o atendimento de comunidades da Região Amazônica, até a realização de cursos de capacitação em tecnologias renováveis, apropriadas para a Região, para as concessionárias e outros interessados.

Assim, essa iniciativa do MME, de difundir o conhecimento sobre tecnologias de geração de energia alternativas para atendimento de comunidades isoladas, busca construir o alargamento de opções para o futuro, prestigiando o conhecimento das opções locais. É outro enfoque, complementar às soluções concretas posta em marcha pelo Programa LUZ para TODOS – LpT.

Ministério de Minas e Energia

Prefácio

A Amazônia é um desafio desde que foi descoberta pela civilização européia. Primeiramente sob o domínio da coroa espanhola, assenhoreada de quase toda *Hylea* pelo Tratado de Tordesilhas, foi conquistada, ao longo dos séculos XVI a XVIII, em mais uma das memoráveis epopéias portuguesas. Fato registrado, sob protesto, pelo padre jesuíta Samuel Fritz, alemão, missionário da Igreja espanhola na América, que em sua saga pelo Amazonas, desde a província de Quito a Belém do Pará, buscou proteger as missões espanholas que se estendiam até as barras do Rio Negro. Reclamou os direitos da igreja e coroa espanhola junto ao governador do Maranhão e Grão-Pará, contra os excessos dos portugueses, “que como verdaderos piratas de los rios que pertencian ao domínio de Castilha, llevabán cautivos y hacian esclavos á cuantos índios encontraban...”¹. Em sua viagem cartografou o grande rio e seus tributários, mapa de grande valor, primeiramente reproduzido pelos ingleses².

Paul Marcoy³, viajante francês, em famoso périplo pelo Amazonas em meados do século XIX, ao dar com a aparência triste e desolada das cidades ribeirinhas abandonadas, e com o impacto do colonizador sobre o nativo e a natureza, opina que as conquistas portuguesas e espanholas lançaram nos países subjugados e nos seus povoados os germes da destruição e não as sementes da vida. Mais, nas suas palavras: que “a regeneração desse belo país é tarefa acima das suas forças e que um futuro virá na forma de uma migração européia, abundante de gênio e vigor natural”.

Esqueceu-se Marcoy que Espanha e Portugal são parte do gênio e vigor natural do Velho Continente?

Euclides da Cunha viajou pelo Purus e outros rios importantes da planície Amazônia; legou-nos brilhantes relatos⁴ do que viu e do que sentiu. Contradizendo Marcoy, desfia vigorosa e poética narrativa sobre a migração nordestina para os confins do Acre, designando-a como uma seleção natural invertida, na qual todos os fracos, todos os inúteis, todos os doentes e todos os sacrificados, eram expedidos a esmo, como o rebotalho das gentes, impelidos pelas grandes secas de 1879–1880, 1889–1890, 1900–1901, para ocupar a vastíssima, despovoada, quase ignota Amazônia, o que equivalia a expatriá-los dentro da própria pátria. A intervenção governamental se resumia à tarefa expurgatória para livrar os grandes centros urbanos. Segundo ele, “os banidos levavam a

1 **O diário do Padre Samuel Fritz**, organizado por Renan Freitas Pinto. Editora da Universidade do Amazonas. Manaus, 2006

2 A frota espanhola que, entre outras coisas, levava o mapa para a Espanha, foi atacada e aprisionada por navios ingleses em 1708. Rodolfo Garcia. Introdução. **O diário do Padre Samuel Fritz**, organizado por Renan Freitas Pinto. Editora da Universidade do Amazonas. Manaus, 2006

3 **Viagem pelo Rio Amazonas**. Editora da Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2006.

4 *Um Clima Caluniado*, in **Amazônia – Um Paraíso Perdido**. Editora Valer Universidade Federal do Amazonas. Manaus, 2003.

missão dolorosíssima e única de desaparecerem. E não desapareceram. Ao contrário, em menos de trinta anos, o Estado que era uma vaga expressão geográfica, um deserto empantanado, a estirar-se, sem lindes, para sudoeste, definiu-se de chofre, avantajando-se aos primeiros pontos do nosso desenvolvimento econômico.”

Fazendo coro a Euclides da Cunha podemos então dizer que conquistamos a Amazônia, e da forma mais surpreendentemente possível, talvez sem precedentes na história da humanidade. Demos seguimento à saga portuguesa.

Desses tempos para cá muitas coisas aconteceram e muitos conhecimentos foram aos poucos revelados: a importância da floresta para o equilíbrio climático do planeta hoje é incontestável; a riqueza dos produtos da floresta abre um sem-número de oportunidades; inegável o valor ecológico e econômico da *Hylea*, que desperta cobiças globais.

A planície amazônica – toda a bacia do Solimões com seus mais importantes afluentes Purus, Javari, Juruá, e parte do Amazonas com seus tributários – permanece ainda pouco tocada, com exceção das grandes cidades, principalmente Manaus. A expansão do capitalismo para a fronteira amazônica transfigurou a região, hoje conhecida como o Arco do Desmatamento. Revelam-se, portanto, duas Amazônias: de um lado, a urbana, igual a qualquer grande centro do Sul-Sudeste, e a rural do capital, produtora de excedentes; de outro lado, a rural, tradicional, de subsistência, oriunda daquela ocupação relatada por Euclides da Cunha, ainda detentora de conhecimentos herdados dos nativos, isolada da civilização e ainda teimosamente sobrevivente. É sobre esses últimos que devemos voltar nossos esforços. A Amazônia que nos espera, portanto, é talvez mais complexa. Nossa missão é preservá-la, explorando-a com toda a inteligência legada pela civilização. A primeira tarefa é oferecer dignidade àqueles que a dominaram: minimizar seus sofrimentos e assegurar uma vida com o melhor da civilização: educação e saúde públicas de boa qualidade. A eletrificação dessas comunidades rurais isoladas é fundamental para trazer suas populações para a contemporaneidade do mundo, e esse é o papel desempenhado pelo Programa Luz para Todos.

Nesse ponto devemos admitir que toda nossa rica cultura de prestação de serviços de energia, baseada na extensão da rede convencional do sistema interligado e todas as regras impostas pela legislação para garantir a qualidade do serviço e o equilíbrio econômico financeiro da concessão, podem não servir para a Amazônia isolada.

De igual modo, o atendimento convencional realizado com sistemas térmicos a diesel não é conveniente, seja pela sinalização dada de contradizer, em plena Amazônia, a consciência universal de restrição ao uso de combustíveis fósseis, seja pela cristalização de interesses, cada vez mais difíceis de serem demovidos. Sem mencionar os custos econômicos e os problemas logísticos dessa alternativa.

A imensidão do território e a sua descontinuidade imposta pelos rios, igapós, igarapés, florestas e outros acidentes geográficos e o tempo, que se conta em dias, não em horas, exigirá a quebra de paradigmas no setor elétrico: a descentralização do serviço. A grandeza do território deverá ser enfrentada de forma fragmentada, aproveitando as disponibilidades locais e diversificada de energéticos. A resposta mais adequada poderá ser o uso de tecnologias renováveis adaptáveis às condições locais: pequenos aproveitamentos hidroelétricos, energia solar, resíduos de biomassa sólida para caldeiras e turbinas a vapor, produção de óleo vegetal in natura, biodiesel e etanol para uso motores de combustão interna.

Todavia, a resposta tecnológica atende apenas a um lado do problema. O outro, bem mais

complexo, se refere ao uso da energia e à gestão de cada unidade de geração descentralizada. Novamente nos deparamos com a necessidade de um modelo que aparentemente contradita com o regime de concessão dos serviços públicos. Esta necessita de escala, simplicidade e uniformidade das suas operações, que são fundamentais para manter suas tarifas em um nível suportável pelos seus usuários.

Talvez a resposta para esse desafio possa ser encontrada num programa complementar de estímulo à cooperação nessas comunidades. Difícil, mas não impossível. O uso produtivo da energia poderá estar associado à formas de gestão que possa vir a facilitar o serviço da concessionária nessas áreas remotas. Apoiar vigorosamente o beneficiamento de espécies da Região que pode assentar firmemente o homem, principalmente os mais jovens, nas áreas rurais, ajudando a conter a migração para os grandes centros, talvez até mesmo inverter o processo migratório.

Contudo, todas essas conjecturas podem de nada valer se legítimos representantes dos amazônidas não participarem ativamente das soluções. Por certo, pesquisadores com muitos anos de serviço em campo, labutando com comunidades isoladas e com larga experiência em tecnologias alternativas, serão fundamentais para apontar as melhores soluções.

Por isso que o Ministério de Minas e Energia buscou a cooperação desses profissionais, com suas expertises, desde o Edital do CT-Energ, 2003, que objetivava identificar respostas tecnológicas aos desafios colocados. Posteriormente, parte dos projetos aprovados nesse Edital foi apoiada pelo Fundo Multilateral de Investimentos – FUMIN, da Cooperação Técnica ATN/MT 6697-BR, realizada entre o MME e o BID, para identificar modelos de gestão adequados e sustentáveis para os projetos.

Posteriormente, nasceu também no MME, em 2006, o Projeto *Soluções Energéticas para a Amazônia*, concebido no transcorrer da implantação dos projetos-pilotos aprovados no Edital do CT-Energ, 2003. A idéia consistia basicamente em usar recursos do Japan Special Fund – JSF da Cooperação Técnica ATN/JF-6630-BR, realizada entre o MME e o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, para capacitar profissionais do setor elétrico, de universidades e de outras instituições relacionadas, para a elaboração e execução de projetos descentralizados com energias renováveis para atendimento de comunidades isoladas da Amazônia.

As tecnologias escolhidas foram aquelas que ofereciam condições para o atendimento desse objetivo, preferencialmente que devessem apresentar os seguintes atributos: *simplicidade, confiabilidade, robustez e baixo custo de manutenção e produção em escala*. As tecnologias foram: i) sistemas híbridos, com a combinação de energia eólica, solar fotovoltaica e grupo-gerador diesel; ii) pequenos aproveitamentos hidroelétricos com turbinas de baixa queda; iii) queima de resíduos de biomassa em caldeira/turbina a vapor e iv) produção e de biodiesel e de óleo vegetal in natura para uso em motores de combustão interna. Posteriormente, achamos por bem incluir gasificação de biomassa sólida, que se ainda não madura para geração de eletricidade, apresenta potencial para outros aproveitamentos, inclusive para produção de frio.

O Projeto *Soluções Energéticas para a Amazônia* foi executado, por meio de Cartas de Acordo com o MME, por professores/pesquisadores da Universidade Federal da Pará – UFPA; da Universidade Federal de Itajubá-Unifei; da Universidade Federal do Amazonas – UFAM, esta última tendo contado com a fundamental colaboração do Instituto Militar de Engenharia – IME. A escolha dessas instituições se deveu à experiência dos seus pesquisadores na implantação de projetos com energias renováveis no interior da Amazônia, inclusive no âmbito do Edital CT-Energ, 2003.

Os resultados desse projeto são conhecidos: realização de dois cursos de capacitação para

cerca de 400 profissionais, um básico (40h), realizado simultaneamente nas nove capitais da Amazônia Legal, e um avançado (160h), realizado nas universidades acima citadas. Esses treinamentos foram realizados entre novembro de 2007 e maio de 2008, ambos apoiados por manuais de elaboração de projetos nas tecnologias acima citadas, também preparados no âmbito dessa cooperação técnica.

O último produto dessa bem sucedida cooperação técnica é a presente coleção de livros “Soluções Energéticas para a Amazônia”, sendo que quatro deles representando um conjunto de tecnologias e um volume com a síntese das tecnologias apresentadas: i) Sistemas Híbridos; ii) Pequenos Aproveitamentos Hidroelétricos; iii) Combustão e Gasificação de Biomassa Sólida; iv) Biodiesel e Óleo Vegetal in Natura; e v) Tecnologias de Energias Renováveis. Espera-se que esses livros se constituam como referência para o setor elétrico, principalmente quando se for dada a necessária atenção ao atendimento de comunidades isoladas.

Para finalizar, gostaria de agradecer a todos aqueles que colaboraram ativamente com a execução desse projeto, primeiramente, os professores/pesquisadores que meteram a mão na massa, verdadeiros artífices: João Tavares Pinho, que coordenou o tema sistemas híbridos e Gonçalo Rendeiro e Manoel Nogueira que coordenaram combustão e gasificação de biomassa, e suas respectivas equipes, todos da UFPA; Geraldo Lúcio Tiago, da Unifei, que embora não sendo da Amazônia, juntamente com sua equipe desenvolveu alguns projetos bem sucedidos de pequenos aproveitamentos hidroelétricos na região e Antonio Cesar Pinho Brasil Jr. e Rudi Van Els, da UnB, que também contribuíram nessa área com seus conhecimentos em turbinas hidrocínéticas; José de Castro Correia, da UFAM, que com o providencial apoio da prof^a Wilma de Araújo Gonzalez e equipe, do IME, coordenaram o tema produção de biodiesel e de óleo vegetal in natura para uso em motores de combustão interna.

Ao professor Roberto Zilles, da USP, responsável por um dos mais bem sucedidos projetos do CT-Energ,2003, que aceitou fazer a revisão técnica do livro Sistemas Híbridos, trabalho que executou com entusiasmo desinteressado. E ao professor Gutemberg Pereira Dias, pela disposição em discutir todos os assuntos referentes às tecnologias em pauta, em especial o uso de biocombustíveis em motores de combustão interna; ele também procedeu a uma revisão técnica das publicações que trataram desse tema.

No MME esse projeto contou com o firme apoio de Antonio João da Silva, que, arrisco dizer, sem ele não teria sido possível. Esteve presente desde a concepção e acompanhou todo o processo de execução, sempre buscando apresentar as soluções quando o projeto encontrava dificuldades no seu cumprimento. Mobilizou toda a sua equipe para viabilizar o projeto: Eder Julio Ferreira e Manoel Antonio do Prado, sempre trabalhando com muita diligência, e a Manuela Ordine Lopes Homem Del Rey, Alessandro Ferreira Caldeira e Samuel da Silva Lemos, pela presteza e competência no apoio.

Devemos agradecimentos ainda a Armando Cardoso, Assiz Ramos e Roberto Flaviano Amaral, sempre muito solícitos para o atendimento de demandas do projeto, e a Marcelo Zonta, que na execução de uma das suas partes mais difíceis, a capacitação simultânea de 370 profissionais nas nove capitais da Amazônia, gentilmente cedeu parte da sua equipe, que acabou por contribuir de forma decisiva para o sucesso do evento: Carla Segui Scheer, que ajudou com muita eficiência a coordenação dos trabalhos, Aron Costa Falek, Elane da Cunha Muiz Caruso e Luis Henrique dos Santos Bello.

Ainda um agradecimento muito especial a Lucia Mitico Seo e José Renato Esteves Júnior,

sempre dispostos a discutir assuntos do projeto, principalmente quando se tratava das propostas de arte das publicações.

Por fim, sinceros agradecimentos a Dr. Helio Morito Shinoda, Diretor do Programa Luz para Todos, e demais integrantes da equipe.

No BID, os agradecimentos vão para Dr. Ismael Gílio, especialista setorial, que acreditou no projeto, apesar de todas as dificuldades por que passamos, e também à sua fiel escudeira, Marília Santos.

As opiniões constantes neste prefácio, bem como aquelas expressas nos livros desta coleção, são de exclusiva responsabilidade dos seus autores.

Eduardo José Fagundes Barreto

Coordenador

1 Caracterização da Geração de Energia Elétrica na Amazônia

Danielle R.S. Guerra e Manoel Fernandes Martins Nogueira

1.1 INTRODUÇÃO

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema de dimensões continentais que liga as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

O sistema é hidrotérmico de grande porte com a característica de possuir forte predominância de usinas hidrelétricas com múltiplos proprietários estatais e privados. O sistema elétrico brasileiro é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte. A conexão de empresas entre as várias regiões formam um sistema de coordenação e controle, que congrega o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, conhecido por Sistema Interligado Nacional – SIN. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados.

O sistema elétrico brasileiro é dividido em dois grandes subsistemas, além de diversos sistemas isolados.

- ♦ Subsistema Sul/ Sudeste/ Centro-Oeste (S/ SE/ CO).
- ♦ Subsistema Norte/ Nordeste (N/ NE).
- ♦ Sistemas isolados do Norte.

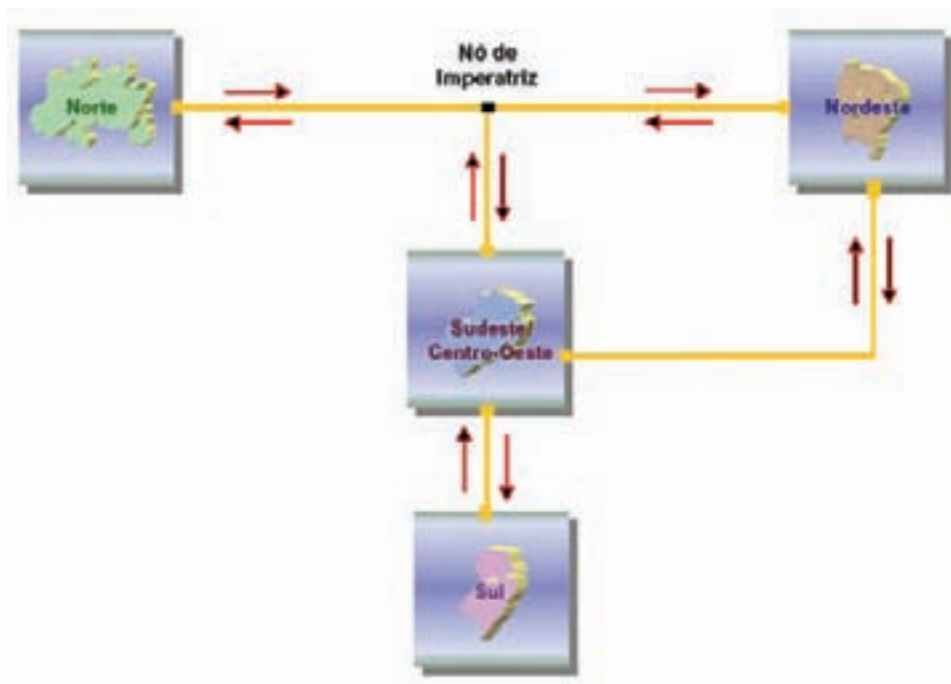


Figura 1.1 – Configuração do SIN. Fonte: RESIN 05/200

A figura 1.1 ilustra a representação dos limites de intercâmbio de energia do SIN. Esta configuração apresenta os subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste-Centro-Oeste e Sul, além do nó fictício de Imperatriz (MA).

1.2 A AMAZÔNIA DO SISTEMA INTERLIGADO

A Amazônia Legal é uma área que engloba nove Estados brasileiros pertencentes à Bacia Amazônica e, conseqüentemente, possuem em seu território trechos da Floresta Amazônica. Com base em análises estruturais e conjunturais, o governo brasileiro, reunindo regiões de idênticos problemas econômicos, políticos e sociais, com o intuito de melhor planejar o desenvolvimento social e econômico da região amazônica, instituiu o conceito de Amazônia Legal.

A atual área de abrangência da Amazônia Legal, figura 1.2 –, corresponde à totalidade dos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima, Tocantins e parte do Estado do Maranhão (a oeste do meridiano de 44° WGr.), e perfazendo uma superfície de aproximadamente 5.217.423 km² correspondente a cerca de 61% do território brasileiro.



Figura 1.2 – Estados que constituem a Amazônia Legal

A Eletronorte, sociedade anônima de economia mista e subsidiária da Eletrobrás, é uma concessionária de serviço público de energia elétrica, que gera e fornece energia elétrica aos nove estados da Amazônia Legal. Por meio do SIN, também fornece energia a compradores das demais regiões do País.

Dos cerca de 24 milhões de habitantes que vivem na Região Amazônica, mais de 15 milhões se beneficiam da energia elétrica gerada pela Eletronorte em suas cinco hidrelétricas: Tucuruí (PA), a maior usina genuinamente brasileira e a quarta do mundo, Coaracy Nunes (AP), Balbina (AM), Samuel (RO) e Curuá-Una (PA), e em parques termelétricos. A potência total instalada é de 9.787 megawatts. A Empresa conta, ainda, com duas subsidiárias integrais: a Boa Vista Energia S.A. e a Manaus Energia S.A.

O Sistema Interligado Brasileiro possui ramificações que fornecem energia elétrica a algumas regiões e/ou Estados, constituindo alguns Subsistemas Elétricos Regionais. Estes subsistemas são divididos em dois grupos:

- ♦ Subsistema Interligado Mato Grosso.
- ♦ Subsistema Interligado Norte.



Figura 1.3 – Integração das Bacias no Sistema Interligado.

Em relação ao Subsistema Interligado Norte, este atende os Estados do Pará, Maranhão e Tocantins, é suprido majoritariamente com a energia gerada pela UHE de Tucuruí. O excedente de energia é transferido para os Subsistemas Nordeste (Chesf) e Sudeste/ Centro Oeste (Furnas) e nos períodos de seca do rio Tocantins, há eventuais fluxos de energia das Regiões Sudeste e Nordeste para a Região Norte figura 1.3.

No Estado do Pará este sistema atende a capital Belém, as regiões do Baixo Tocantins e as regiões nordeste, sudeste, oeste e leste do Estado, via Celpa. A energia consumida pelo Pará é gerada pelas usinas hidrelétricas Tucuruí e Curuá-Una, responsáveis pelo atendimento a mais de 99% do mercado paraense. Tucuruí tem capacidade instalada de 8.370 MW.

No Estado do Maranhão, o Subsistema Interligado Norte atende quase a totalidade do Estado, possui apenas um sistema isolado. O Estado do Tocantins atualmente é totalmente atendido pelo SIN através do Subsistema Norte e pelo Subsistema Sudeste/ Centro-Oeste.

1.3 A AMAZÔNIA DO SISTEMA ISOLADO

Os Sistemas Isolados da Região Norte atendem uma área de 45% do território e a cerca de 3% da população nacional, ou seja, aproximadamente 1,3 milhões de consumidores.

Os Sistemas Isolados estão localizados nas capitais da Região Norte, exceto Belém, e no interior dos Estados dessa região. Estes últimos caracterizam-se basicamente pelo grande número de pequenas unidades geradoras a óleo diesel e pela grande dificuldade de logística de abastecimento. Segundo dados do GTON, no início de 2008, existiam em operação na região amazônica 277 sistemas isolados autorizados pela ANEEL, totalizando 1267 unidades geradoras e 3.068 MW de potência nominal instalada. Tabela 1.1, Tabela 1.2 e Tabela 1.3.

Estado	Concessionária	Nº de Unidades (2008)	Potência Nominal (MW)
ACRE	ELETRONORTE	24	94,4
	ELETROACRE	78	44,2
AMAPÁ	ELETRONORTE	39	178,1
	CEA	13	17,6
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	103	1.332,1
	CEAM	435	358,8
PARÁ	CELPA	151	101,5
	JARI CELULOSE	13	70,6
RONDÔNIA	ELETRONORTE	12	614,1
	CERON	161	106,0
RORAIMA	BOA VISTA ENERGIA	03	62,0
	CER	75	22,6
MARANHÃO	CEMAR	03	0,9
MATO GROSSO	CEMAT	157	65,1
Total Parque Térmico		1267	3068,0

Tabela 1.1 – Sistemas Isolados da Amazônia (GTON Plano de Operação 2008)

Geração Térmica (MW médio)		
Geração Térmica por Tipo de Combustível	Verificado em 2007	Plano 2008
Total de Geração Térmica a Combustível (óleos: Diesel, PTE, combustível, PGE)	936,2	1.107,0
Total de Geração Térmica a Vapor	65,4	70,9
Total de Geração Térmica a Biomassa	4,3	5,5
Total	1.005,9	1.183,4

Tabela 1.2 – Previsão de Geração Térmica – Verificada em 2007 × Plano 2008 (Fonte: Plano de Operação 2008- Sistemas Isolados – GTON)

Estado	Concessionária	Nº de Unidades (2008)		Potência Nominal (MW)	
		UHE	PCH	UHE	PCH
AMAZONAS	MANAUS ENERGIA	05	-	250,0	-
RONDÔNIA	ELETRONORTE	05	-	216,0	-
	CERON	-	29	-	96,0
RORAIMA	CER	-	02	-	5,0
AMAPÁ	ELETRONORTE	03	-	78,0	-
PARÁ	CELPA	-	06	-	40,0
	ELETRONORTE	28	-	8.400,3	-
MATO GROSSO	CEMAT	-	03	-	2,7
Total Parque Hidráulico		41	40	8944,3	143,7

Tabela 1.3 – Número de Unidades Geradoras e Potência Instalada em 2008 – Parque Gerador Hidráulico.

Os sistemas isolados mais importantes, do ponto de vista da dimensão do consumo, são os que atendem às capitais Manaus, Porto Velho, Macapá, Rio Branco e Boa Vista. Nos sistemas de

Manaus, Porto Velho e Macapá, a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos. Em Rio Branco, o atendimento era puramente térmico, situação que foi alterada ao final de 2002, com a interligação, em 230 kV, ao sistema de Porto Velho. O sistema que atende Boa Vista e parte do interior do Estado de Roraima passou a ser suprido, a partir de julho de 2001, com importação de energia da Venezuela, por meio de uma interligação, em 230 kV, com o sistema da hidrelétrica de Guri, naquele país vizinho.

A grande maioria dos sistemas do interior destes Estados é suprida por unidades diesel elétricas de pequeno porte. Contudo, existe, também, um parque hidrelétrico composto usinas e grande e médio porte, 41 turbinas totalizando 8.944 MW e por pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), totalizando cerca de 144 MW de potência instalada em 40 usinas nos Estados de Rondônia, Roraima, Pará e Mato Grosso, Tabela 1.3

Os principais agentes que operam nos sistemas elétricos isolados do País são a Eletronorte, a Eletrobrás, os governos dos Estados do Amapá e Roraima e alguns produtores independentes. A Eletronorte é controladora das subsidiárias Manaus Energia (Mesa), responsável por 89,5% da energia distribuída no Estado do Amazonas (a grande maioria na capital, Manaus) e proprietária da usina hidrelétrica (UHE) Balbina e usinas termelétricas (UTES) Mauá, Aparecida e Electron, e a Boa Vista Energia (Bovesa), que responde por 84% da energia distribuída no Estado de Roraima (essencialmente na capital, Boa Vista).

A Eletronorte é supridora dos sistemas isolados do Amapá, através da UHE Coaracy Nunes e UTE Santana, Roraima, através de importação da empresa venezuelana Edelca e UTE Floresta, Acre, através das UTES Rio Branco e Rio Acre, e Rondônia, através da UHE Samuel e UTE Rio Madeira.

A Eletrobrás é controladora da Eletronorte e das seguintes empresas concessionárias distribuidoras federalizadas que operam em sistemas isolados: Companhia Energética do Amazonas (Ceam), Centrais Elétricas de Rondônia (Ceron) e Companhia de Eletricidade do Acre (Eletroacre). A Ceam é suprida parcialmente pela Mesa e possui pequenas centrais termelétricas (PCTs). A Ceron possui PCHs e PCTs.

Os governos dos Estados do Amapá e Roraima são controladores da Companhia de Eletricidade do Amapá (Cea) e Companhia de Eletricidade de Roraima (Cer), respectivamente. A Cer é suprida parcialmente pela Bovesa.

Os principais produtores independentes de energia (PIEs) que suprem os sistemas isolados possuem as seguintes usinas:

- ♦ UTES El Paso Amazonas, El Paso Rio Negro e BK, no Estado do Amazonas;
- ♦ UTES Termonorte I e II, no Estado de Rondônia;
- ♦ UTE Barro Vermelho, no Estado do Acre.

O produtor independente Guascor supre diversas localidades no interior dos Estados de Rondônia, Acre e Pará, enquanto que o produtor independente Rovema atende a localidades no interior de Rondônia.

A previsão de geração térmica para as usinas dos Sistemas Isolados prognosticada pelo GTON em seu Plano de Operação de 2008 totaliza uma potência nominal de 9.710 GWh. O plano decenal de expansão de energia no horizonte de 2007 a 2016 prevê que os sistemas isolados terão um crescimento de consumo entre 7,8 e 8,3% ao ano, superior ao crescimento de consumo entre 4,9 e 5,4% ao ano previsto para as regiões atendidas pelo sistema interligado.

Na maioria das capitais dos estados amazônicos a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos. No interior, os sistemas isolados são atendidos majoritariamente por unidades

diesel elétricas de pequeno porte.

Os sistemas que atendem as capitais Manaus, Porto Velho, Rio Branco, Macapá e Boa Vista representam cerca de 81% do mercado total dos sistemas isolados da Amazônia.

1.4 LÓGICA OPERACIONAL DOS SISTEMAS ISOLADOS

Conforme descrita acima, a geração de eletricidade nos sistemas isolados é majoritariamente térmica e o combustível utilizado é o óleo diesel. Duas são as causas disso: a simplicidade de instalação, operação e manutenção dos grupos geradores a diesel e o subsídio governamental ao combustível denominado “Conta de Consumo de Combustível para os sistemas isolados”, CCC-Isol, ou simplesmente CCC.

1.4.1 Simplicidade de Instalação, Operação e Manutenção

Grupos geradores térmicos a diesel podem ser instalados rapidamente e têm um custo de instalação pequeno quando comparado com geração a biomassa (R\$650/kW para diesel contra R\$1600/kW para biomassa). O tempo entre aquisição e operação varia entre 4 a 8 meses dependendo da potência e pode ser adquirido desde a potência de 7,5 kVA até 1 MVA.

Esses sistemas requerem uma pequena quantidade de operadores, podendo até ser integralmente automatizadas, sendo controladas remotamente. Possuem flexibilidade para acompanhar as variações das cargas, podem operar por longos períodos de tempo continuamente, fazendo com as exigências de DEC e FEC da ANEEL sejam atendidas.

A manutenção desses sistemas é dominada na região e existem fabricantes no Brasil. Isso tem por consequência disponibilidade de peças de reposição e pessoal qualificado para executar os serviços.

A principal desvantagem da geração com combustível fóssil reside no custo da geração. A geração com diesel mais barata na Amazônia custa R\$700/MWh (R\$600,00/MW somente de combustível), mas é muito comum encontrar custo de geração entre 900 e 1100 R\$/MWh e eventualmente custos de 1300 R\$/MWh. Além disso, a geração térmica fóssil, pela sua própria natureza, não está envolvida na economia local, pois não adquire produtos no local em que está instalada e retira recursos financeiros da economia local. Ela produz poucos empregos e esses empregos são qualificados, exigindo a contratação de pessoal de fora da localidade. Geralmente é um enclave tecnológico desvinculado do meio que está instalado gerando tensões econômicas e sociais, chegando ao ponto de serem dilapidadas pelas coletividades que deveriam atender. Essas centrais provocam um forte impacto ambiental. Um motor diesel lança 220 kgC/MWh (220 quilos de carbono por hora de operação para cada MW gerado pelo motor) na atmosfera. O seu lubrificante usado, como possui altos teores de metais, é um contaminante, e seu manuseio é regulado pelo CONAMA. Finalmente, o suprimento de diesel é transportado na região amazônica por rios e estradas, e acidentes nos transportes acontecem, provocando vazamento de combustível que contamina rios e florestas.

Os aspectos negativos (custo de operação e meio-ambiente) igualam ou superam os aspectos positivos (custo de instalação e flexibilidade), mas um subsídio governamental dá atratividade econômica para o uso de combustíveis fósseis: a conta de consumo de combustível.

1.4.2 Conta de Consumo de Combustível para os sistemas isolados, CCC-Isol

O mecanismo da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC – foi criado pelo Decreto nº 73.102/73, que regulamentou a Lei nº 5.899/73 (Lei de Itaipu) para atender as necessidades dos sistemas interligados. A CCC é uma conta cuja arrecadação é usada para cobrir os custos do uso de combustíveis fósseis (menos a Tarifa de Energia Hidráulica; o subsídio é de aproximadamente 90% do valor do óleo diesel, por exemplo) para geração termelétrica para o consumo público nos sistemas Interligado e Isolado. A Conta é rateada entre todos os consumidores de energia elétrica do País. As distribuidoras de energia são obrigadas a recolher, mensalmente, sua cota, que, por força da legislação atual, tem que ser homologada pela ANEEL. O valor da cota é proporcional ao mercado atendido por cada empresa.

A Eletrobrás é a gestora da conta CCC. Ela é responsável pela aquisição e entrega do óleo combustível em cada unidade geradora. Ela também é responsável pelo acompanhamento da eficiência do uso do combustível através do GTON, Grupo Técnico Operacional da Região Norte. A CCC usa como limite superior de pagamento o consumo específico do motor de 0,3 l/kWh. O custo do consumo acima desse limite é arcado pela concessionária proprietária do motor.

São recolhedores da CCC-ISOL todos os Agentes de Distribuição que atendem ao consumidor final, na proporção de seu mercado, bem como os Agentes de Transmissão. A composição e o gerenciamento da CCC são determinados pela Resolução ANEEL nº 350/1999 e seu custo é um dos componentes da “Parcela A” na Tarifa de Energia. Os valores anuais da CCC estão na figura 1.2.

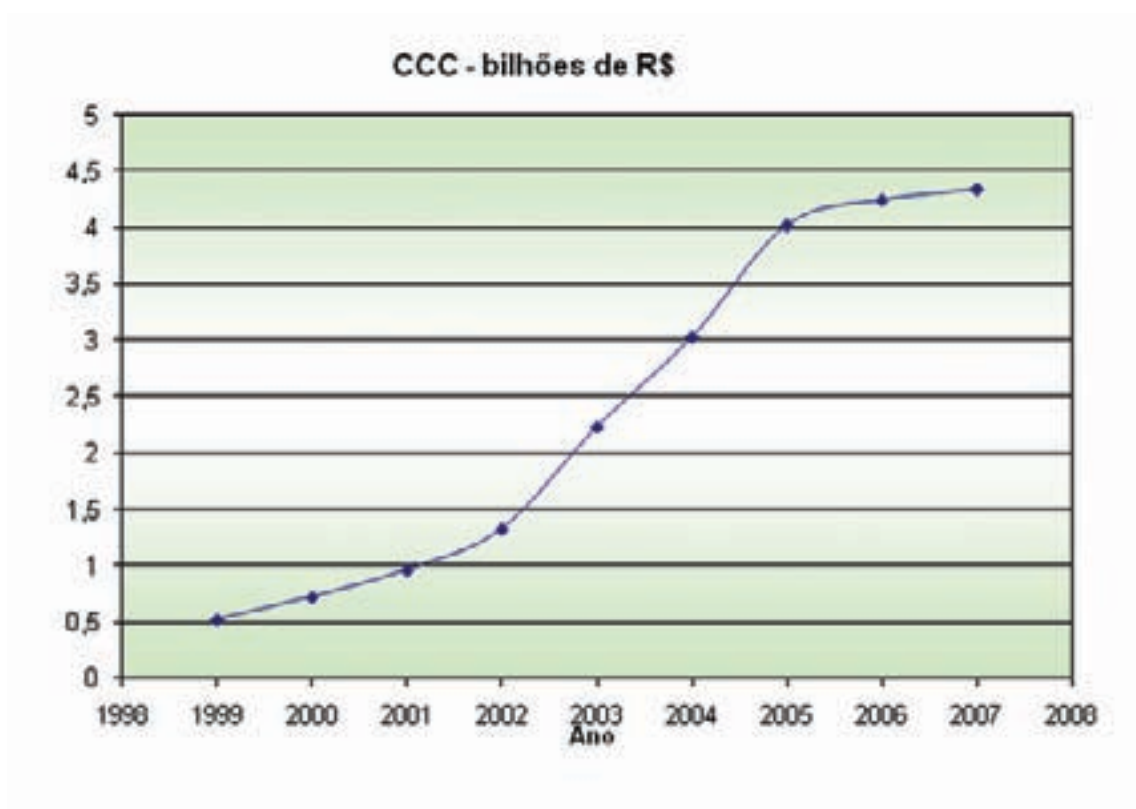


Figura 1.4 – Evolução do custo da CCC, fonte ANEEL

Com a escassez cada vez maior dos recursos disponíveis para investimentos no setor elétrico, foi estabelecida a necessidade de abrir a possibilidade de entrada de recursos privados, principalmente na geração de energia elétrica. Surge a Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995, a qual possibilitou a operação dos Produtores Independentes de Energia – PIE, estando estes sujeitos a regras operacionais e comerciais próprias.

A Lei nº 10.438 ampliou o prazo para o término do benefício da CCC nos sistemas isolados para 2022.

1.5 SUB-ROGAÇÃO DA CCC – ISOL

Em 2002, a Lei nº 10.438 de 22 de abril determinou que qualquer empreendimento que promova a substituição de derivados de petróleo ou que permita a redução do dispêndio da CCC-ISOL fará jus à sub-rogação dos benefícios do rateio da CCC.

A sub-rogação paga por 75% do custo de investimento de pequenas centrais hidrelétricas, PCH, centrais eólicas, centrais solares, biomassa (incluindo biodiesel) e gás natural que venham a substituir ou deslocar a geração elétrica térmica com combustíveis fósseis. Também podem receber a sub-rogação os empreendimentos que reduzam o dispêndio atual e ou futuro da CCC. Neste contexto, o gasoduto Coari-Manaus (desloca a geração diesel/óleo combustível em Manaus), linha de transmissão Tucuruí-Manaus entre outros empreendimentos, podem receber a sub-rogação da CCC. Cabe a ANEEL a regulamentação da concessão da sub-rogação.

O pagamento do benefício inicia após o empreendimento entrar em operação (ou autorização da ANEEL) e faz pagamentos mensais proporcionais à quantidade de energia fóssil deslocada utilizando a equação(1.1).

$$V_i = \text{Energia medida} \cdot K \cdot (1000 \cdot \text{CoEs} \cdot \text{PC} - \text{TEH}) \quad (\text{equação 1.1})$$

Onde V_i é o valor mensal a ser pago; Energia Medida é a quantidade de energia gerada no mês pelo empreendimento que deslocou o consumo de combustível fóssil que provocou a redução do encargo da CCC; K é um coeficiente de incentivo à aceleração da entrada do empreendimento ($K=0,9$ se entrada até 2009, se entrada antes de 2009 $K=0,7$ e se entrada após 2014 $K=0,5$); CoEs é o consumo específico máximo dos motores que a CCC paga o combustível = $0,3 \text{ l/kWh}$; PC é o Preço do Combustível deslocado; TEH = Tarifa de Energia Hidráulica = $63,14 \text{ R\$/MWh}$ em 2008.

O valor da sub-rogação é limitado a 75% do valor do investimento do projeto. Exceto para empreendimentos de transmissão e distribuição que terão direito a reembolso de 100% do investimento. Para saber o valor desse limite, o empreendedor deve submeter à ANEEL a planilha de custos do empreendimento. Em 2008, o GTON prevê pagar de sub-rogação R\$158 milhões, ou seja, 4,2% do valor previsto para a CCC em 2008.

Desde 2001, 36 empreendimentos tiveram autorizados pela ANEEL o direito de receber a sub-rogação da CCC: 15 PCHs, 8 linhas de transmissão, 1 linha de distribuição, 3 reforços de rede, 4 sub-estações, 1 usina termoeétrica a biomassa e 4 eficientizações de unidades termoeétricas.

1.6 CENTRAIS TERMOELÉTRICAS A BIOMASSA NA AMAZÔNIA

Somente uma usina de biomassa solicitou sub-rogação da CCC (Usina de Itacoatiara, AM). O motivo disso são dois fatores: o desconhecimento da tecnologia e a disponibilidade de biomassa.

A tecnologia de centrais térmicas a biomassa ainda não foi absorvida pelas concessionárias do setor elétrico da região Norte e ela está entrando na nessa região via iniciativa privada para uso próprio. Somente a usina de Itacoatiara fornece para a concessionária de distribuição. Isso justifica a pequena quantidade de solicitações de sub-rogação. Na Tabela 1.4 abaixo está uma lista de UTE a biomassa operando na região Norte em 2007.

Propriedade	Local de Instalação	Potência (MW)
BK Energia São José do Rio Claro S.A.	Itacoatiara-AM	9,0
Maggi Energia S.A.	Itacoatiara-AM	5,0
Tramontina Belém S.A.	Belém-PA	1,5
Pampa Exportações Ltda.	Belém-PA	0,4
Floraplac Industrial Ltda.	Paragominas -PA	1,25
Nordisk Timber Ltda.	Belém-PA	0,2
Intel Ltda.	Breves-PA	0,7
Madenorte S.A.	Breves-PA	3,0
Serraria Nova Conceição Ltda.	Tomé-Açú-PA	1,0

Tabela 1.4 Centrais térmicas a biomassa em operação na região amazônica em 2007.

A disponibilidade de resíduo de biomassa também é um fator restritivo. Esse material é produzido por um ente privado e, conseqüentemente, requer aquisição por parte do proprietário da usina térmica. Como será descrito nos capítulos desse livro, o valor do resíduo de biomassa não é economicamente viável se transportado por longas distâncias. Isso implica que a central precisa ficar próxima da geração de resíduos e que sua potência deve ser compatível com o volume de resíduos disponíveis. Finalmente, esses precisam ter uma origem legal, ou seja, não podem ser originários de desmatamento ilegal ou de procedência incerta. Todos esses restritivos são superáveis se previamente enfrentados pelo empreendedor.

A implantação de uma central a biomassa na Amazônia requer um planejamento de toda a cadeia produtiva da biomassa: sua produção, transporte, preparação para transformá-la em combustível, alimentação da usina de biomassa, conversão da biomassa em eletricidade, conexão à rede para distribuição e finalmente a comercialização dessa energia. Uma central desse tipo só será atrativa ao empreendedor e à região se ela tiver os mesmos atrativos que uma central térmica a combustíveis fósseis e não possuir seus problemas. A central térmica a biomassa, com a ajuda da legislação vigente, é capaz de fazer isso.

Como descrito acima, o primeiro óbice é o preço de instalação da central a biomassa, a qual é 2,5 vezes mais cara que a de uma usina a diesel. Com a sub-rogação da CCC, o custo da central de biomassa se torna aproximadamente metade do custo da central diesel. Obviamente que é preciso que o empreendedor tenha o recurso financeiro total para central e a sub-rogação virá posteriormente para pagar os 75% do investimento, mas o mercado financeiro brasileiro possui opções para financiar empreendimentos desse tipo e porte.

Quanto aos aspectos ambientais, uma central a biomassa possui balanço de carbono lançado na atmosfera muito menor que a das centrais com combustíveis fósseis, pois somente o carbono lançado devido ao transporte da biomassa, que é feito com óleo diesel, é adicionado na atmosfera. O restante é recirculado durante a produção da biomassa, pois biomassa vegetal é um combustível renovável. Essas centrais também possuem capacidade de resolver o problema ambiental dos passivos de resíduos vegetais que são abandonados ou queimados a céu aberto.

Quanto aos aspectos sócio-econômicos, centrais a biomassa tem a capacidade de serem integradas à economia local, pois ela gera mais empregos, diretos e indiretos, que uma central diesel, inclusive com posições menos qualificadas que podem ser ocupadas por pessoal local e movimentada a economia local através da compra e transporte da biomassa.

Finalmente, como será visto no capítulo 6, o custo do kWh gerado tem valor muito inferior ao da geração diesel e inferior ao preço para os consumidores finais de eletricidade das concessionárias. Esse valor não é competitivo com a geração hídrica, mas é competitivo com qualquer outra geração térmica. Essas centrais podem operar por longos períodos de tempo sem interrupção (requer 250 h/ano de parada para manutenção), e atendem as exigências de DEC e FEC da ANEEL.

2 Princípios para Uso de Biomassa como Combustível

Manoel Fernandes Martins Nogueira

Dois são os processos de conversão da energia contida na biomassa que são abordadas neste livro: combustão e gasificação. Ambos os processos consistem da reação dos componentes da biomassa com ar. A combustão ocorre com excesso de oxigênio enquanto que a gasificação ocorre com falta de oxigênio. Excesso ou falta é com relação a uma quantidade de referência denominada quantidade de ar estequiométrica. Este capítulo apresentará os conceitos básicos das reações de combustão e gasificação e ensinará a quantificar as massas de combustível e ar requeridos para esses processos, bem como o poder calorífico dos combustíveis e a temperatura adiabática da reação.

2.1 CONCEITOS BÁSICOS DE COMBUSTÃO

É uma reação química de oxidação de materiais combustíveis. Os reagentes, geralmente o oxigênio do ar e um hidrocarboneto, colidem entre si causando a sua destruição. Os elementos químicos resultantes dessa destruição se recombinam formando novas espécies químicas denominadas de produtos. Essa destruição é seguida de recombinação numa região espacial específica, liberando calor e eventualmente emitindo luz. Resumindo, a combustão é uma reação química exotérmica entre um combustível e um comburente, usualmente o oxigênio, para liberar calor e formando como produto um grupo de espécies diferente dos reagentes.

Para compreender o fenômeno da combustão é preciso entender os seguintes conceitos:

Reagente: uma mistura de combustível e oxigênio capaz de reagir entre si com liberação ou absorção de calor.

Combustível: são as substâncias capazes de reagir com os oxidantes. Neste texto serão sempre hidrocarbonetos, ou seja, uma cadeia de carbonos e hidrogênios.

Oxidante: são as substâncias que fornecem oxigênio para o combustível. Neste texto será sempre o oxigênio do ar.

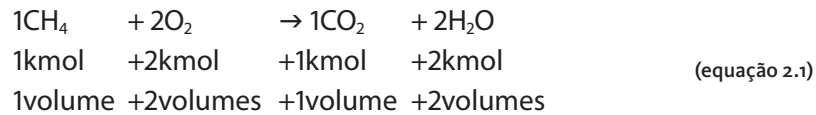
Produto: são substâncias residuais da reação dos reagentes. Neste texto serão compostos de CO_2 e H_2O , podendo também ter teores de CO , NO , hidrocarbonetos, particulados e outros, dependendo das condições da reação química.

Inerte: são substâncias químicas adicionadas aos reagentes que não reagem com o combustível ou oxidante e compõem os produtos. Neste texto N_2 é um típico inerte.

Calor de Reação: é o calor liberado durante a combustão (reação química exotérmica).

2.2 COMBUSTÃO DE GASES

Todo processo de combustão somente ocorre na fase gasosa. Um processo de combustão de gases pode ser exemplificado pela reação abaixo. Nela, o gás metano reage com o oxigênio puro (o oxigênio contido no ar vem acompanhado com nitrogênio. Para cada átomo de O₂ recolhido no ar, vem acompanhando 3,76 átomos de N₂).



Nessa reação, os reagentes são o metano e o oxigênio, que reagem entre si formando os produtos CO₂ e H₂O, liberando o calor de reação. Note que, para essa reação acontecer, é preciso quantidades exatas de átomos envolvidos. Para cada átomo de carbono, é preciso dois átomos de oxigênio para formar CO₂ e para cada dois átomos de hidrogênio é preciso fornecer um átomo de oxigênio para formar uma molécula de água. Essa reação com quantidades de combustível e oxidante nas quantidades exatas é denominada de reação estequiométrica. A quantidade de oxidante numa reação estequiométrica depende do combustível e é obtida a partir do balanço de átomos dos reagentes e dos produtos.

A título de exemplo, suponha que se deseja queimar metano na presença de oxigênio puro (sem nitrogênio). Deseja-se então calcular a quantidade de oxigênio necessária. O passo inicial é assumir que o combustível é sempre uma molécula de metano. Calcula-se então a quantidade de oxigênio pelo balanço de átomos. Assumindo que os produtos são somente CO₂ e H₂O:

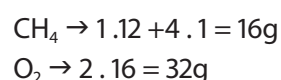


C → 1 = 1.a: Nos reagentes existe somente um átomo de C e nos produtos esse átomo formará CO₂, ou seja, “1*a” átomos de carbono. Conseqüentemente, a=1.

H → 4 = 2.b: Nos reagentes existem quatro átomos de hidrogênio que deverão aparecer nos produtos formando água. A quantidade total de átomos de hidrogênio nos produtos é “2.b”. Conseqüentemente, b=2.

O → 2.x = 2.a + 1.b: Nos reagentes existem “2.x” átomos de oxigênio que, após reagir, deverá ser a mesma quantidade nos produtos, distribuído entre CO₂ e H₂O, ou seja, “2.a” mais “1.b”. Conhecendo os valores de “a” e “b”, obtém-se o valor de “x=2” que é a quantidade de átomos escrita na reação 1 para o oxigênio.

Para controlar o processo de combustão, é preciso saber as massas de combustível e oxigênio a ser fornecido, e não o número de moléculas. Na reação 1, ao invés de fazer os cálculos para uma molécula, será feito para um “mol”. Um mol possui 6,022×10²³ moléculas (número de Avogadro). A massa de um mol de cada elemento da fórmula química. A massa de um mol de carbono é 12g; de hidrogênio é 1g; de oxigênio é 16g; de nitrogênio é 14g (ver tabela periódica para outros elementos). As massas então serão:

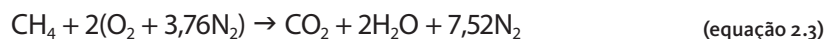


A razão oxigênio-combustível é definida como massa de oxigênio dividido pela massa de combustível, neste caso a razão oxigênio/combustível é 2. Se mais oxigênio for colocado para reagir com o metano, denomina-se que o reagente possui excesso de oxigênio, enquanto que se for colocado menos que 2g de oxigênio, denomina-se o reagente como com falta de ar.

2.2.1 Combustão com ar

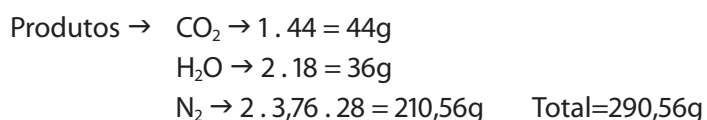
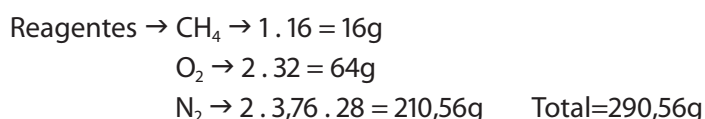
No item anterior foram apresentados conceitos importantes como reagentes, produtos, inertes, reação estequiométrica, conversão de mol para grama e o conceito de razão oxigênio-combustível.

Processos de combustão e gasificação na presença de oxigênio puro só se justificam para plantas de grandes potências devido ao custo de separar o oxigênio do ar do nitrogênio. Nos outros casos utiliza-se o oxigênio do ar que possui o inconveniente de para cada molécula de oxigênio trazer consigo 3,76 moléculas de nitrogênio, que é um inerte. A reação estequiométrica do metano neste caso é:



Note que o nitrogênio não reagiu. 7,52 mols de nitrogênio para cada mol de CH_4 foram introduzidos nos reagentes da reação (210,56g de N_2 para cada 16g de CH_4) e eles aparecem integralmente nos produtos. A presença de nitrogênio reduz a temperatura da chama, e conseqüentemente, a temperatura dos gases resultantes da combustão, pois absorve o calor liberado pela reação para elevar sua temperatura. Sem a presença de nitrogênio, a temperatura da chama pode ultrapassar os 2000°C, temperatura capaz de derreter as paredes da câmara de combustão. A desvantagem da presença do nitrogênio é que a altas temperaturas ele se dissocia e se associa com o radical oxigênio livre formando NO. NO reage com oxigênio do ar formando ozônio, que é um poluente. Processos de combustão normalmente usam ar.

Pela reação (2.3), é possível fazer o balanço de massas entre reagentes e produtos.



Note que a massa total dos reagentes é conservada nos produtos mesmo com o desaparecimento do combustível e oxidante e surgimento de CO_2 e H_2O . Esse é o princípio de conservação de massa e se aplica a qualquer reação. O fluxo de massa dos reagentes tem que ser igual ao fluxo de massa dos produtos. Previamente foi definido o conceito de razão oxigênio-combustível. Para o caso de combustão com ar, é preciso definir a razão ar-combustível.

Razão ar-combustível

$$\lambda = \frac{\text{massa de ar}}{\text{massa de combustível}} \quad (\text{equação 2.4})$$

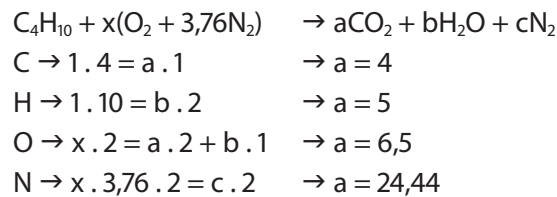
Aplicando a equação (2.4) para o caso da combustão de metano e ar, a razão ar-combustível será:

$$\lambda_{\text{est}} = \frac{64 + 210,56}{16} = 17,16 \frac{\text{g de ar}}{\text{g de metano}}$$

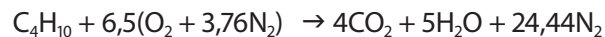
Essa é a razão ar-combustível estequiométrica. Este texto adotará que se mais ar for adicionado do que o ar estequiométrico, a mistura será pobre (por enquanto se paga somente pelo combustível) e ocorrerá $\lambda > \lambda_{\text{est}}$. Se menos ar for adicionado à combustão que o requerido pela reação estequiométrica, a mistura reagente será denominada rica e terá $\lambda < \lambda_{\text{est}}$. Reagentes pobres e ricos terão diferentes produtos como será visto na próxima seção. Diferentes combustíveis possuem diferentes razões ar-combustível. Veja o exemplo a seguir.

Deseja-se saber qual a razão ar-combustível estequiométrico para queimar butano, assumindo que o ar é seco, que os produtos são somente CO_2 , H_2O e N_2 e não existe dissociação dos produtos.

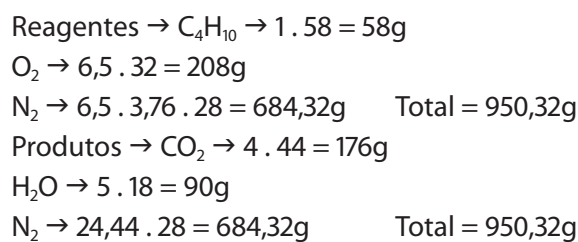
A fórmula química do butano é C_4H_{10} (fórmula química de combustíveis pode ser obtida em livros-textos de Termodinâmica e Combustão). Escrevendo a reação estequiométrica baseado no balanço de átomos obtém-se:



então



O balanço de massa é



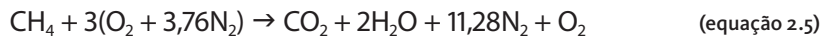
A razão ar-combustível estequiométrica então será

$$\lambda_{\text{est}} = \frac{208 + 684,32}{58} = 15,38 \frac{\text{g de ar}}{\text{g de butano}}$$

2.2.2 Reagentes com misturas ricas e pobres – Razão de Equivalência

Quando os reagentes possuem misturas ricas ou pobres, a composição dos produtos é diferente dos produtos de uma reação estequiométrica (CO_2 , H_2O e N_2).

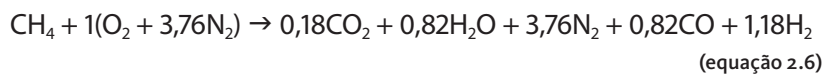
Numa mistura pobre, existe excesso de oxigênio. Supondo não existir dissociação, o excesso de oxigênio não tem com quem reagir e passa pela chama como se fosse um inerte e aparece nos produtos. Então os produtos de uma mistura pobre serão CO_2 , H_2O , N_2 e O_2 . Veja a reação (2.5);



Onde:

$$\lambda = \frac{96 + 315,84}{16} = 25,74 \frac{\text{g de ar}}{\text{g de metano}}$$

Numa mistura rica, existe falta de oxigênio. Supondo não existir dissociação, falta oxigênio para reagir com todo o carbono e hidrogênio disponível, propiciando a formação de CO e H_2 . Então os produtos de uma mistura rica são serão CO_2 , H_2O , N_2 , CO e H_2 . Veja a reação (2.6).



Note que para escrever a reação global de misturas ricas é preciso conhecer a partição do carbono e do hidrogênio do combustível entre CO_2 e CO e entre H_2O e H_2 , respectivamente. Essa partição depende da temperatura e pressão em que a reação ocorre. O valor dessas partições pode ser calculado através da teoria do equilíbrio químico que vai além do escopo deste texto e pode ser encontrado nos textos de Termodinâmica e Combustão, entre outros. Os valores na reação (2.6) foram obtidos assumindo que a reação ocorre a pressão de 1 atm e temperatura de 1700 K utilizando o programa ComGas v1.0 descrito no Capítulo 13 deste texto e está no CD em anexo a este livro. A razão ar-combustível para essa reação é, então

$$\lambda = \frac{32 + 105,28}{16} = 8,58 \frac{\text{g de ar}}{\text{g de metano}}$$

No processo de combustão busca-se consumir todo o combustível uma vez que ele é o componente pago da mistura. Nesses processos usam-se sempre os reagentes com misturas pobres (excesso de ar). Aumentando o excesso de ar causa a redução da temperatura da chama, o que é indesejável. Como número referência, a combustão deve ser feita com aproximadamente 3% de excesso de oxigênio (~15% de excesso de ar). No processo de gasificação, busca-se converter o combustível em CO e H_2 , e é indesejável produzir CO_2 e H_2O . Assim sendo, esse projeto é feito em falta de oxigênio, excesso de combustível, caracterizando que os reagentes são uma mistura rica. Esses processos geralmente operam com 30% da quantidade de ar estequiométrico.

Apesar de bastante empregado nas operações de plantas de combustão e gasificação, o número “razão ar-combustível” só faz sentido se for conhecido o valor da razão ar-combustível estequiométrica. Por exemplo, informar que o processo de combustão de metano está ocorrendo com razão ar-combustível de 20 não permite saber se a mistura é rica ou pobre. É preciso previamente saber que a razão ar-combustível estequiométrica do metano é 17,2. Como $20 > 17,2$ então pode-se concluir que a mistura é pobre. Para contornar esse problema, a razão de equivalência foi criada.

Razão de equivalência é definida como a razão combustível-ar dos reagentes pela razão combustível-ar em condição estequiométrica. Essa definição é válida tanto na base molar quanto na base mássica. Alguns autores preferem utilizar a razão de equivalência definida como razão ar-combustível utilizada nos reagentes pela razão ar-combustível na condição estequiométrica.

Este texto adotará a primeira definição. Então razão de equivalência é:

$$\Phi = \frac{\frac{N_{\text{comb}}}{N_{\text{ar}}}}{\left(\frac{N_{\text{comb}}}{N_{\text{ar}}}\right)_{\text{est}}} = \frac{\frac{m_{\text{comb}}}{m_{\text{ar}}}}{\left(\frac{m_{\text{comb}}}{m_{\text{ar}}}\right)_{\text{est}}} \quad (\text{equação 2.7})$$

Onde N_{comb} e N_{ar} são os números de moles do combustível e do ar na mistura que está sendo empregado e $(N_{\text{comb}}/N_{\text{ar}})_{\text{est}}$ é a razão combustível-ar estequiométrico. Nesta definição de $\Phi > 1$, a mistura é rica e se $\Phi < 1$, a mistura é pobre. Note que a massa da substância pode ser calculada utilizando o número de moles e peso molecular como mostrado no item 3.1.2 pela expressão

$$m = N \cdot PM \quad (\text{equação 2.8})$$

Onde m é massa (g), N é o número de moles e PM é o peso molecular da espécie química. Substituindo a equação (2.8) nas razões molares da equação (2.7), obtêm-se as razões mássicas da equação (2.7).

A título de exemplo, vamos calcular as razões de equivalência das reações (2.3), (2.5) e (2.6). Para a reação (2.3), que é a estequiométrica, ($\Phi = 1$).

$$\Phi = \frac{\frac{N_{\text{comb}}}{N_{\text{ar}}}}{\left(\frac{N_{\text{comb}}}{N_{\text{ar}}}\right)_{\text{est}}} = \frac{\frac{1}{2 \cdot 4,76}}{\left(\frac{1}{2 \cdot 4,76}\right)_{\text{est}}} = 1$$

Para a reação (2.5), que é um mistura pobre, ($\Phi < 1$)

$$\Phi = \frac{\frac{N_{\text{comb}}}{N_{\text{ar}}}}{\left(\frac{N_{\text{comb}}}{N_{\text{ar}}}\right)_{\text{est}}} = \frac{\frac{1}{3}}{\left(\frac{1}{2}\right)_{\text{est}}} = 0,66$$

Para a reação (2.6), que é um mistura pobre, ($\Phi < 1$)

$$\Phi = \frac{\frac{N_{\text{comb}}}{N_{\text{ar}}}}{\left(\frac{N_{\text{comb}}}{N_{\text{ar}}}\right)_{\text{est}}} = \frac{\frac{1}{1}}{\left(\frac{1}{2}\right)_{\text{est}}} = 2$$

Processos de combustão utilizam Φ de aproximadamente 0,95 enquanto processos de gasificação utilizam Φ em torno de 3.

2.2.3 Frações Molares e Frações Mássicas

Para que uma mistura seja caracterizada em termos de composição, peso molecular, energia, entalpia, entropia, etc., é preciso conhecer a quantidade de cada espécie química contida nessa mistura. Essa quantificação é feita através do cálculo da fração molar (ou da fração mássica) de cada espécie.

Fração molar é definida como a relação entre o número de mols de uma determinada espécie contida na mistura gasosa pelo número de mols de todas as espécies contidas na mistura.

$$X_i = \frac{N_i}{N_{\text{total}}} \quad (\text{equação 2.9})$$

Onde X_i é a fração molar da espécie “i”, N_i é o número de mol da espécie “i” na mistura e N_{total} é o número total de moles da mistura.

Fração mássica é definida como a relação entre a massa de uma determinada espécie contida na mistura gasosa pela massa de todas as espécies contidas na mistura.

$$Y_i = \frac{m_i}{m_{\text{total}}} \quad (\text{equação 2.10})$$

Onde Y_i é a fração mássica da espécie “i”, m_i é a massa da espécie “i” na mistura e m_{total} é a massa total da mistura.

A equação (2.8) permite relacionar a equação (2.10) com a equação (2.9). Substituindo a equação (2.8) na equação (2.10), obtém-se:

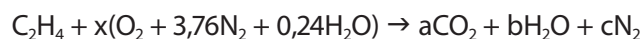
$$Y_i = X_i \frac{PM_i}{PM_{\text{total}}} \quad (\text{equação 2.11})$$

Onde PM_i é o peso molecular da espécie “i”, PM_{total} é o peso molecular da mistura. PM_{total} pode ser calculado com a expressão:

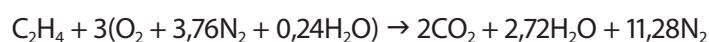
$$PM_{\text{total}} = \frac{\sum_1^n N_i PM_i}{N_{\text{total}}} = \sum_1^n X_i PM_i \quad (\text{equação 2.12})$$

Exemplo: Deseja-se reagir acetileno (C_2H_2) e ar na $\Phi = 0,5$. Assumindo que o ar tem 5% de umidade e que não ocorre dissociação, calcule a razão ar-combustível a ser imposta nos reagentes e as frações molares e mássicas dos produtos.

Inicie determinando a reação estequiométrica para o acetileno



Fazendo o balanço de átomos obtém-se como reação estequiométrica:

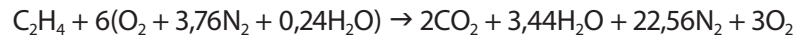


Como os reagentes estão sendo supridos à câmara de combustão com $\Phi = 0,5$ (mistura pobre,

excesso de ar), é preciso calcular a real quantidade de ar que é admitida no combustor. Usando a equação 2, obtém-se:

$$\Phi = 0,5 = \frac{1}{\left(\frac{1}{3}\right)_{\text{est}}}$$

N_{ar} pode então ser calculado sendo $N_{\text{ar}} = 6$. Então a reação real é:



A razão ar-combustível dessa reação será

$$\lambda = \frac{6 \cdot (32 + 3,76 \cdot 28 + 0,24 \cdot 18)}{1 \cdot 28} = 30,3 \text{ g de ar/g de acetileno}$$

As frações molares dos reagentes são

$$X_{\text{C}_2\text{H}_4} = \frac{1}{1 + 3 \cdot (1 + 3,76 + 0,24)} = \frac{1}{16} = 6,2\%$$

$$X_{\text{O}_2} = \frac{6}{16} = 18,8\% \quad X_{\text{N}_2} = 11, \frac{28}{16} = 70,5\% \quad X_{\text{H}_2\text{O}} = 0, \frac{72}{16} = 4,5\%$$

Note que a somatória das frações molares dos reagentes é igual a 1. Note também o grande teor de N_2 diluindo o reagente. Da mesma forma encontra-se a fração molar dos produtos.

$$X_{\text{CO}_2} = \frac{2}{2 + 3,44 + 22,56 + 3} = \frac{2}{31} = 6,5\%$$

$$X_{\text{O}_2} = \frac{3}{31} = 9,7\% \quad X_{\text{N}_2} = 22, \frac{56}{31} = 72,7\% \quad X_{\text{H}_2\text{O}} = 3, \frac{44}{31} = 11,1\%$$

Note que novamente a somatória das frações molares é 1.

Para cálculo das frações mássicas dos reagentes e produtos, é preciso calcular seus pesos moleculares. Utilizando a equação (2.11)

$$\text{PM}_{\text{reagente}} = \sum_i X_i \cdot \text{PM}_i = 0,062 \cdot 28 + 0,188 \cdot 32 + 0,705 \cdot 28 + 0,045 \cdot 18 = 28,3 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$$

Já o peso molecular dos produtos é

$$\text{PM}_{\text{produto}} = \sum_i X_i \cdot \text{PM}_i = 0,065 \cdot 44 + 0,097 \cdot 32 + 0,727 \cdot 28 + 0,111 \cdot 18 = 28,3 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$$

Note que não houve variação do peso molecular dos reagentes e dos produtos e nem poderia ser diferente, pois a população de átomos contidos nos reagente é a mesma dos produtos.

Utilizando a equação (2.10) as frações de massa dos reagentes podem ser calculadas:

$$Y_{C_2H_4} = 6,2 \frac{28}{28,3} = 6,1\% \quad Y_{O_2} = 18,8 \frac{32}{28,3} = 21,3\%$$

$$Y_{N_2} = 70,5 \frac{28}{28,3} = 69,7\% \quad Y_{H_2O} = 4,5 \frac{18}{28,3} = 2,9\%$$

E as frações mássicas dos produtos serão

$$Y_{CO_2} = 6,5 \frac{44}{28,3} = 10,1\% \quad Y_{O_2} = 9,7 \frac{32}{28,3} = 11,0\%$$

$$Y_{N_2} = 72,7 \frac{28}{28,3} = 71,9\% \quad Y_{H_2O} = 11,1 \frac{18}{28,3} = 7,0\%$$

2.2.4 Calor de Reação e Poder Calorífico

O ponto de partida para o dimensionamento de um sistema de potência por combustão ou por gasificação é a quantificação de quanta energia existe no combustível. No caso de processos de combustão, deseja-se converter essa energia em calor, enquanto que no processo de gasificação deseja-se transferir a energia contida na biomassa para os gases produto da gasificação. A maneira de quantificar essa energia é quantificando o calor de reação.

Calor de reação é definido como a quantidade de calor liberado durante a reação estequiométrica de combustão até que o produto alcance a mesma temperatura do reagente. Exemplificando, considere um recipiente à pressão constante cheio de metano e oxigênio com razão ar-metano igual à estequiométrica e temperatura 298 K. Iniciando a combustão (talvez com uma centelha), a temperatura sobe até alcançar o máximo possível (por exemplo, 1700 K). Como o exterior do recipiente está a 298 K, calor é removido e a temperatura no seu interior baixa, e depois de certo tempo o produto da combustão no interior do recipiente entra em equilíbrio com o meio externo a 298 K. A quantidade de calor removido é denominada calor de reação.

Para quantificar o calor de reação utiliza-se a primeira lei da Termodinâmica que estabelece, no caso de processo a pressão constante, que a energia liberada é igual à variação de entalpia entre produto e reagentes.

$$Q_R = H_{\text{produto}} - H_{\text{reagente}} \quad (\text{equação 2.13})$$

Onde Q_R é o calor de reação, H_{produto} e H_{reagente} são respectivamente as entalpias do produto e do reagente. Essas entalpias podem ser quantificadas pela expressão

$$H = \sum_i^n N_i \cdot \bar{h}_i \quad (\text{equação 2.14})$$

Onde N_i é o número de moles da espécie "i" contida na mistura e \bar{h}_i é a entalpia molar dessa espécie na temperatura da mistura (kJ/mol). O número de moles de cada espécie é obtido da reação estequiométrica e a entalpia molar é a soma da entalpia de formação a temperatura de 298 K e da entalpia sensível que a mistura possui a certa temperatura. O conceito detalhado de entalpia de formação e entalpia sensível extrapola o escopo deste livro e o leitor pode recorrer aos textos de (Van Wylen, Sonntag et al., 1994), (Moran e Shapiro, 2008), e (Turns, 2000), entre outros, para melhor compreensão. Neste texto, entalpia de formação é a quantidade de energia

necessária para formar uma determinada espécie química a 298 K (por exemplo, CO₂) e entalpia sensível é a quantidade de calor necessária para elevar a temperatura da espécie de 298 K até certa temperatura. Então:

$$\bar{h}_i = \bar{h}_{\text{formação}} + \bar{h}_{\text{sensível}} \quad (\text{equação 2.15})$$

A entalpia de formação a 298 K e 1 atm das espécies de interesse (Hidrocarbonetos, H₂O, O₂, N₂, CO₂, etc.) podem ser encontrados nos textos (Van Wylen, Sonntag et al., 1994), (Moran e Shapiro, 2008), e (Turns, 2000). A maneira mais simples de calcular o calor sensível é assumindo que o calor específico molar a pressão constante da espécie seja constante e igual ao valor médio dos \bar{C}_p às temperaturas de 298 K e final do gás em K. Então:

$$\bar{h}_{\text{sensível}} = \bar{C}_p \cdot (T_{\text{gas}} - 298) \quad (\text{equação 2.16})$$

Os \bar{C}_p a diferentes temperaturas podem ser encontrados nos textos indicados acima e a variação com temperatura pode ser vista na figura 2.1.

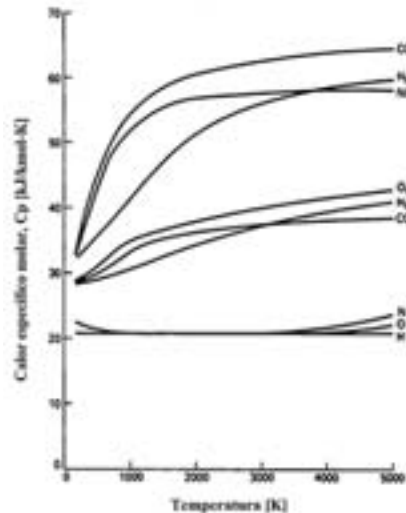


Figura 2.1 – Calor específico molar a pressão constante em função da temperatura de algumas espécies químicas

Para cálculo do calor de reação, a maneira mais simples é considerar que a temperatura do reagente e do produto é a mesma e igual a 298 K. Isso faz com que o termo de calor sensível seja nulo.

Para exemplificar a metodologia de cálculo do calor de reação, calculemos esse valor para o metano reagindo com o ar conforme a reação (2.5) considerando que o reagente e o produto estão a 298 K. Para resolver a equação (2.13), é preciso calcular a entalpia dos produtos e dos reagentes. Pela equação (2.14)

$$H_{\text{produtos}} = N_{\text{CO}_2} \cdot \bar{h}_{\text{CO}_2} + N_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \bar{h}_{\text{H}_2\text{O}} + N_{\text{N}_2} \cdot \bar{h}_{\text{N}_2}$$

Onde pela reação (2.5)

$$H_{\text{produtos}} = 1 \cdot \bar{h}_{\text{CO}_2} + 2 \cdot \bar{h}_{\text{H}_2\text{O}} + 7,52 \cdot \bar{h}_{\text{N}_2} \quad (\text{equação 2.17})$$

As entalpias molares serão calculadas pela equação (2.16) e equação (2.17), lembrando que todas

as espécies estão a mesma temperatura, 298 K. Obtendo a entalpia de formação do (Turns, 2000), em J/mol.

$$\begin{aligned}\bar{h}_{\text{CO}_2} &= \bar{h}_{\text{formação,CO}_2} + \bar{Cp}_{\text{CO}_2} \cdot (T_{\text{CO}_2} - 298) = -393546 + \\ &+ \bar{Cp}_{\text{p,CO}_2} \cdot (298 - 298) = -393546 \frac{\text{J}}{\text{mol}} \\ \bar{h}_{\text{H}_2\text{O}} &= \bar{h}_{\text{formação,H}_2\text{O}} + \bar{Cp}_{\text{H}_2\text{O}} \cdot (T_{\text{H}_2\text{O}} - 298) = -285855 \frac{\text{J}}{\text{mol}} \\ \bar{h}_{\text{N}_2} &= \bar{h}_{\text{formação,N}_2} + \bar{Cp}_{\text{N}_2} \cdot (T_{\text{N}_2} - 298) = 0 \frac{\text{J}}{\text{mol}}\end{aligned}$$

Substituindo os resultados acima na equação (2.17) obtém-se

$$h_{\text{produtos}} = 1 \cdot -393546 + 2 \cdot 285855 + 7,52 \cdot 0 = -965256 \frac{\text{J}}{\text{mol}}$$

Utilizando o mesmo procedimento para os reagentes

$$\begin{aligned}\bar{h}_{\text{CH}_4} &= \bar{h}_{\text{formação,CH}_4} + \bar{Cp}_{\text{CH}_4} \cdot (T_{\text{CH}_4} - 298) = -74831 + \\ &+ \bar{Cp}_{\text{CH}_4} \cdot (298 - 298) = -74831 \frac{\text{J}}{\text{mol}} \\ \bar{h}_{\text{O}_2} &= \bar{h}_{\text{formação,O}_2} + \bar{Cp}_{\text{O}_2} \cdot (T_{\text{O}_2} - 298) = 0 \frac{\text{J}}{\text{mol}} \\ \bar{h}_{\text{N}_2} &= \bar{h}_{\text{formação,N}_2} + \bar{Cp}_{\text{N}_2} \cdot (T_{\text{N}_2} - 298) = 0 \frac{\text{J}}{\text{mol}}\end{aligned}$$

Substituindo os resultados acima na equação (2.11) obtém-se

$$H_{\text{reagentes}} = 1 \cdot -74831 + 2 \cdot 0 + 7,52 \cdot 0 = -74831 \frac{\text{J}}{\text{mol}}$$

O calor de reação para a reação (2.5), conforme equação (2.13), é

$$Q_R = H_{\text{produto}} - H_{\text{reagente}} = -965256 - (-74831) = -890425 \text{ J}$$

Note que esse calor liberado é para um mol de metano, pois na reação (2.5) foi considerado somente 1 mol de metano. Para evitar dúvidas, é então comum explicitar isso escrevendo

$$Q_R = -890425 \text{ J/mol de metano}$$

O sinal negativo significa que o calor está saindo do recipiente, ou seja, é um processo exotérmico. Para termos a quantidade total de calor que será liberado é preciso calcular o número de moles de metano que está dentro do recipiente, que pode ser calculado com a equação dos gases perfeitos

$$P_{\text{CH}_4} \cdot V = N_{\text{CH}_4} \cdot R_u \cdot T \quad (\text{equação 2.18})$$

Onde P_{CH_4} é a pressão parcial do metano no recipiente, R_u é a constante universal dos gases

(8,3144 kJ/kmol-K), N_{CH_4} é o número de moles de metano, V é o volume do recipiente e T é a temperatura, em K, que a mistura se encontra. A pressão parcial do gás pode ser calculada utilizando a fração molar desse gás na mistura, ou seja:

$$X_i = \frac{P_i}{P_{\text{total}}}$$

Onde P_{total} é a pressão total dos gases. O calor total liberado na reação será

$$Q_{R,\text{total}} = Q_R \cdot \frac{X_{\text{CH}_4} \cdot P_{\text{total}} \cdot V}{R_u \cdot T} \quad (\text{equação 2.19})$$

PODER CALORÍFICO DO COMBUSTÍVEL

Calor de reação não é uma propriedade prática para uso cotidiano, seja por ser um valor negativo (sempre será negativo numa reação exotérmica, pois o produto tem menos energia que o reagente), seja por estar em base molar. Para contornar essas desvantagens, o conceito de poder calorífico foi criado.

Poder calorífico é definido como o calor de reação, com o sinal invertido e na base mássica. Foi visto que calor de reação é na base molar. Foi visto também que o número de moles é convertido em massa, o multiplicando pelo peso molecular da espécie. Assim sendo, o poder calorífico pode ser calculado, a partir do calor de reação, utilizando a equação (2.20).

$$PC = \frac{-Q_R}{PM_{\text{comb}}} \quad [\text{kJ/kg de combustível}] \quad (\text{equação 2.20})$$

Então o poder calorífico do metano é

$$PC = \frac{-(-890425)}{16} = 55651 \text{ kJ/kg de metano}$$

No dimensionamento de equipamentos térmicos com troca de calor, é indesejável ter condensação de água nos produtos. Seja pela dificuldade em remover, seja pela incompressibilidade da água na fase líquida. Assim sendo, é preciso definir dois poderes caloríficos: o poder calorífico superior (PCS) e o poder calorífico inferior (PCI).

PCS é calculado utilizando a quantidade de calor extraído da reação química, de maneira que água no produto condensa e fica na fase líquida. Se a temperatura do reagente e do produto for 298 K a 1 atm, necessariamente a água nos produtos estará na fase líquida. Então nesse caso, esse será o PCS.

$$PCS = \frac{-Q_R}{PM_{\text{comb}}} \quad [\text{kJ/kg de combustível}] \quad (\text{equação 2.21})$$

Para o metano, o PCS = 55651 kJ/kg de metano

PCI é calculado com uma quantidade menor de calor extraída do que a extraída para quantificar o PCS, de maneira que a água nos produtos permaneça na fase vapor. O PCI é calculado subtraindo de energia liberada na reação pela quantidade de energia liberada durante a condensação, conforme descrito na equação (2.22).

$$PCI \cdot m_{\text{comb}} = PCS \cdot m_{\text{comb}} - m_{\text{H}_2\text{O}} \cdot h_{\text{lv}} \quad (\text{equação 2.22})$$

Onde $m_{\text{H}_2\text{O}}$ é a massa de água condensada e h_{lv} é a diferença entre a entalpia de vapor e a entalpia do líquido, entalpia de vaporização, que depende da temperatura de vaporização. A equação (2.22) pode ser simplificada na equação (2.23).

$$PCI = PCS - \frac{m_{\text{H}_2\text{O}}}{m_{\text{comb}}} \cdot h_{\text{lv}} \quad (\text{equação 2.23})$$

Calculando o PCI para o metano utilizando o PCS calculado acima de 55651 kJ/kg de CH_4 , a reação (2.5), e sabendo que a entalpia de condensação para água a 1 atm entre o estado de vapor saturado a 100°C e o líquido saturado a 298 K é 2257 kJ/kg, obtém-se:

$$PCI = 55651 - \frac{2 \cdot 18}{1 \cdot 16} \cdot 2442 = 50156 \text{ kJ/kg de } \text{CH}_4$$

A Tabela 2.1 apresenta propriedades de hidrocarbonetos combustíveis, listando, entre outras, a entalpia de formação, PCS e PCI.

O programa ComGas v1.0 permite calcular PCI úmido e seco de vários combustíveis.

Fórmula	Comb.	Peso Mol.				PCS	PCI	Temp vapor.			Massa espe.(líq)
		kg/kmol	kJ/kmol	kJ/kmol	kJ/kmol	kJ/kg	kJ/kg	°C	kJ/kg	K	kg/m ³
CH ₄	Metano	16,043	-74831	-50794	186,188	55528	50016	-164,0	509	2226	300
C ₂ H ₂	Acetileno	26,038	226748	209200	200,819	49923	48225	-84,0		2539	
C ₂ H ₄	Eteno	28,054	52283	68124	219,827	50313	47161	-103,7		2369	
C ₂ H ₆	Etano	30,069	-8,667	-32886	229,492	51901	47489	-88,6	488	2259	370
C ₃ H ₆	Propeno	42,080	20414	62718	266,939	48936	45784	-47,4	437	2334	514
C ₃ H ₈	Propano	44,096	-103847	-23489	269,910	50368	46357	-42,1	425	2267	500
C ₄ H ₈	1-Buteno	56,107	1172	72036	307,440	48471	45319	-63,0	391	2322	595
C ₄ H ₁₀	n-Butano	58,123	-124733	-15707	310,034	49546	45742	-0,5	386	2270	579
C ₅ H ₁₀	1-Penteno	70,134	-20920	78605	347,607	48152	45000	30,0	358	2314	641
C ₅ H ₁₂	n-Pentano	72,150	-146440	-8201	348,402	49032	45355	36,1	358	2272	626
C ₆ H ₆	Benzeno	78,113	82927	129658	269,199	42277	40579	80,1	393	2342	879
C ₆ H ₁₂	1-Hexeno	84,161	-41673	87027	385,974	49955	44803	63,4	335	2308	673
C ₆ H ₁₄	n-Hexano	86,177	-167193	209	386,811	48696	45105	69,0	335	2273	659
C ₇ H ₁₄	1-Hepteno	98,188	-62132	95563	424,383	47817	44665	93,6		2305	
C ₇ H ₁₆	n-Heptano	102,203	-187820	8745	425,262	48456	44926	98,4	316	2274	684
C ₈ H ₁₆	1-Octeno	112,214	-82927	104140	462,792	47712	44560	121,3		2302	
C ₈ H ₁₈	n-Octano	114,230	-208447	17322	463,671	48275	44791	125,7	300	2275	703
C ₉ H ₁₈	1-Noneno	126,241	-103512	112717	501,243	47631	44478			2300	
C ₉ H ₂₀	n-Nonano	128,257	-229032	25857	502,080	48134	44686	150,8	295	2276	718
C ₁₀ H ₂₀	1-Deceno	140,268	-124139	121294	539,652	47565	44413	170,6		2298	
C ₁₀ H ₂₂	n-Decano	142,284	-249659	34434	540,531	48020	44602	174,1	277	2277	730
C ₁₁ H ₂₂	1-Unideceno	154,295	-144766	129830	578,061	47512	44360			2296	
C ₁₁ H ₂₄	n-Unidecano	156,311	-270286	43012	578,940	47926	44532	195,9	265	2277	740

Tabela 2.1 – Propriedades de hidrocarbonetos: entalpia de formação, função de Gibbs de formação, entropia, PCS e PCI e massa específica obtidas a temperatura de 298,15 K e 1 atm. Temperatura e energia de vaporização a 1 atm.

2.2.5 Temperatura adiabática de chama

A equação (2.13) também permite calcular o calor da temperatura máxima que a chama pode alcançar. Ela ocorre quando não existe transferência de calor do combustor. Todo o calor gerado é usado para aquecer o gás produto. Neste caso $Q_R=0$ e a equação (2.13) se torna

$$H_{\text{produto}} = H_{\text{reagente}} \quad (\text{equação 2.24})$$

$$\sum_{\text{produtos}} N_i \cdot [\bar{h}_{\text{formação},i} + \bar{C}_{p,i} \cdot (T_{\text{prod}} - 298)] = \sum_{\text{reagente}} N_i \cdot [\bar{h}_{\text{formação},i} + \bar{C}_{p,i} \cdot (T_{\text{reag}} - 298)]$$

Para a reação (2.5), considerando que os reagentes entram a 298 K, e os $\bar{C}_{p,i}$ foram avaliados a temperatura de 1000 K e retirados do (Turns, 2000), a equação (2.23) se torna

$$1 \cdot [-393456 + 57(T - 298)] + 2 \cdot [-285855 + 41(T - 298)] + 7,52[0 + 33(T - 298)] = \\ 1 \cdot [-74831 + 0] + 2[0 + 0] + 7,52[0 + 0]$$

Resolvendo essa expressão

$$T_{\text{prod}} = 2984\text{K}$$

Consultando a Tabela 2.1, verifica-se que a temperatura adiabática do metano é 2226 K. O motivo do erro é que foi escolhida uma temperatura média para os C_p muito baixos, 1000 K. Um valor médio mais apropriado seria de 1200 K. Adote os C_p a essa temperatura e verifique o novo resultado.

2.3 COMBUSTÃO DOS LÍQUIDOS E SÓLIDOS

2.3.1 Combustão de Líquidos

A combustão de um combustível líquido acontece realmente na forma gasosa. Isto significa que antes de ocorrer a combustão, o líquido precisa receber calor para mudar de fase, sair de líquido e tornar-se vapor. Além disso, o líquido inflamável só entra em combustão se estiver acima de uma temperatura denominada de ponto de fulgor. Iniciada a reação, ela se auto-mantém.

Ponto de fulgor é a menor temperatura na qual um líquido libera vapor ou gás em quantidade suficiente para formar com o ar atmosférico uma mistura inflamável. Abaixo dessa temperatura, o líquido não irá evaporar com rapidez suficiente para sustentar o fogo, caso a fonte de ignição seja removida.

2.3.2 Combustão dos Sólidos

Etapas do processo de combustão de sólidos

O processo de combustão de sólidos consiste em 4 fases distintas apresentadas na figura 2.2, mas que podem acontecer simultaneamente em diferentes regiões da biomassa em reação. Elas são descritas a seguir.

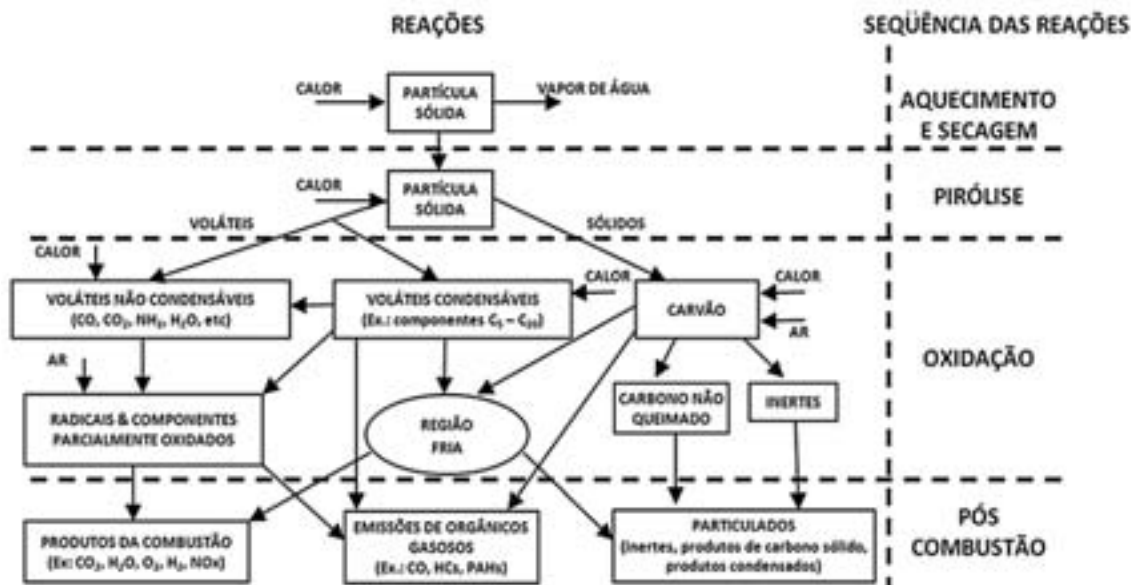


Figura 2.2 – Diagrama do processo de combustão de sólidos.

Aquecimento e Secagem – é o processo de retirada da umidade contida no combustível sólido através da adição de calor, que provoca a evaporação da água.

Pirólise – após a secagem do combustível sólido, se a sua temperatura for elevada a níveis adequados, acontecerá a liberação dos gases inflamáveis contidos no sólido. Essa fase também é denominada de volatilização. Os gases liberados nessa fase, quando misturados com o oxigênio do ar em proporções adequadas, torna-se uma mistura inflamável.

Combustão – nessa fase, os gases formados no processo de pirólise reagem com o oxigênio numa reação exotérmica tendo como produtos $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{Calor}$ (produtos hipotéticos para uma reação ideal estequiométrica). O fogo normalmente é visível nesta fase.

Pós-Combustão – ao final da pirólise, a biomassa tornou-se uma massa sólida composta de carvão e cinza. As partículas de menores dimensões são arrastadas pelos gases e saem na chaminé com a denominação de particulados. Uma fração do carbono e cinzas consegue gasificar e entra no escoamento na forma de CO , CH_4 e H_2 e outros gases. O restante do carvão e das cinzas é removido da câmara de combustão na forma de resíduos.

EMISSÕES DE POLUENTES

O processo de combustão gera poluentes atmosféricos. Eles podem ser classificados em três categorias: gases que provocam efeito estufa, gases nocivos (agridem a saúde e destroem os bens materiais) e resíduos inertes. Na primeira categoria está o dióxido de carbono (CO_2) e hidrocarbonetos como o metano (CH_4). Na segunda estão o monóxido de carbono (CO), gases que contenham nitrogênio e enxofre. Na terceira estão o carvão e as cinzas.

Agora serão abordados os poluentes que possuem em sua composição nitrogênio (N) e enxofre (S), deixando os restantes para o capítulo 10.

POLUENTES COM S

Enxofre é uma impureza encontrada na maioria dos combustíveis líquidos e sólidos usuais, principalmente em frações pesadas da destilação do petróleo e em carvões minerais. No caso da biomassa vegetal, os teores de enxofre são muito pequenos, podendo até ser descartados como medida de simplificação de cálculos.

Durante o processo de combustão destes combustíveis, o enxofre reage com o oxigênio sendo convertido em sua maioria a SO_2 (~97%) e em menor proporção em SO_3 que, a partir de reação com H_2O a temperaturas abaixo de 400°C , pode vir a formar ácido sulfúrico, H_2SO_4 . O SO_3 e o H_2SO_4 podem levar a taxas de corrosão elevadas das superfícies metálicas localizadas no interior de equipamentos de combustão, como superaquecedores de vapor e recuperadores de calor, e de equipamentos de coleta de particulados, como filtros eletrostáticos e de manga. Certas fibras sintéticas empregadas na fabricação de alguns filtros, normalmente as de menor custo, não resistem à presença de ácido sulfúrico junto com o particulado, sofrendo severo ataque.

Esses compostos de enxofre, efluentes da região onde ocorre a combustão, quando não removidos em sistemas de limpeza de gases, são lançados para a atmosfera. É estimado que a emissão total desses compostos por equipamentos de combustão é da ordem de 93.106 ton/ano , sendo que 70% são emitidos por usinas termoelétricas que operam com combustíveis fósseis. Conseqüentemente, trabalhar com biomassa ajuda a reduzir esses números.

Na atmosfera, o SO_2 , em baixas concentrações (até algumas centenas de ppm), é praticamente inócuo a vegetais e animais. No entanto, os compostos resultantes da sua oxidação com oxigênio e da sua reação com água, principalmente o ácido sulfúrico, são extremamente nocivos, podendo provocar a lixiviação ou o empobrecimento do solo e corrosão em equipamentos e edificações.

POLUENTES COM N

Os óxidos de nitrogênio, NO_x , formados durante os processos de combustão, são constituídos de aproximadamente 95% de óxido nítrico (NO) e o restante de dióxido de nitrogênio (NO_2).

A formação de óxido nítrico durante os processos de combustão pode ocorrer através de quatro mecanismos diferentes: térmico, combustível, ativo e via N_2O , que não serão tratados nesse texto. O leitor deve consultar Turns para maiores detalhes neste assunto.

O NO_x em si não é um poluente, mas, ao ser lançado na atmosfera, reage com o oxigênio do ar produzindo o gás ozônio (O_3) e ácido nítrico (HNO_3). O Ozônio, apesar de benéfico nas grandes altitudes por reduzir a intensidade de energia infra-vermelha solar, na superfície da terra é indesejável pois forma névoa marrom (visível na atmosfera das grandes cidades em dias quentes) que causa prejuízos à saúde humana, com a irritação dos olhos, infecções das vias respiratórias e até a destruição dos cílios das vias respiratórias. O ácido nítrico promove a formação de chuva ácida quando liberado na atmosfera, causando corrosão e destruição de material.

2.4 PROCESSO DE GASIFICAÇÃO DE SÓLIDOS

2.4.1 Etapas do processo de gasificação de sólidos

A biomassa submetida à ação do calor sofre um processo resumido na figura 2.3 e descrito a seguir.

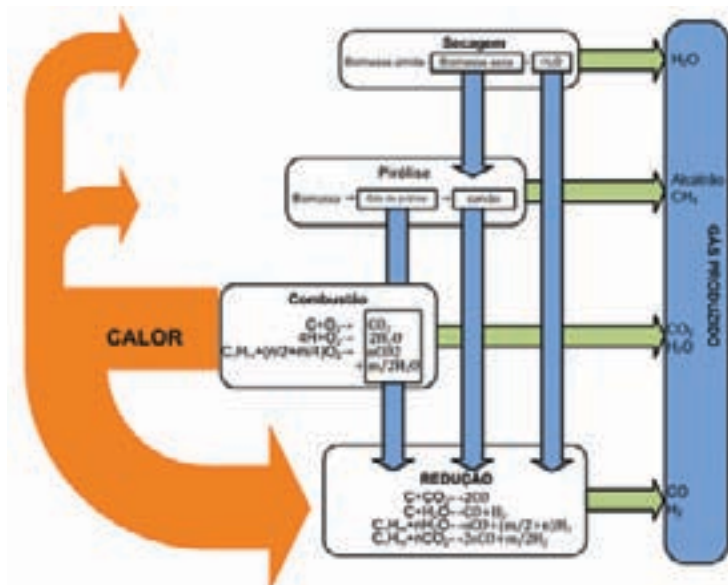


Figura 2.3 – Fluxo de calor e reações químicas que ocorrem no processo de gasificação. Fonte: (Knoef, 2005)

Conforme descrito no item 2.3, o processo de combustão de biomassa tem como produto de valor comercial o calor e como resíduos gases, carvão e cinzas. Calor é uma energia muito difícil de ser armazenada, exigindo então que seja consumida imediatamente. Uma maneira de transformar a biomassa num energético mais fácil de ser utilizado, transportado ou até mesmo ser convertido em líquido, é a gasificação.

A gasificação objetiva converter o máximo da biomassa em gases. Isso implica em transformar não só a água e os voláteis da biomassa respectivamente em vapor e gases, como também converter o carbono fixo em gases. As etapas de um processo de gasificação são a secagem, pirólise, combustão e redução.

Secagem e Pirólise foram descritas na combustão e ocorrem de maneira similar ao descrito no item 2.3. A secagem e pirólise da biomassa ocorre em 3 fases:

- ♦ Evaporação da água;
- ♦ Decomposição dos carboidratos (hemi-celulose, celulose, lignina) (250–300°C);
- ♦ Produção de alcatrão e ácidos leves (350–450°C).

Os produtos dessas etapas são:

- ♦ Gases condensáveis: alcatrão e ácidos;
- ♦ Gases não condensáveis (CO, CO₂, H₂, CH₄, O₂);
- ♦ Carvão vegetal.

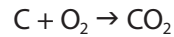
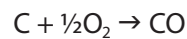
Redução e Combustão

O carvão vegetal residual pode ser convertido em gases pelo processo denominado de gasificação. Gasificação é um processo de redução o qual requer energia para que a átomo de oxigênio seja transferido de uma molécula para o carbono do carvão. Conseqüentemente, o processo de gasificação é um processo endotérmico. Essa energia térmica pode ser fornecida aos reagentes (carvão e gás redutor) a partir de uma fonte externa ou através da combustão de parte da biomassa (voláteis e carvão). As reações químicas que ocorrem são basicamente as combinações de oxigênio do ar com o carbono e o hidrogênio e são classificadas em reações heterogêneas

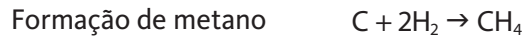
(gás – sólido) e reações homogêneas (gás-gás).

As reações heterogêneas são:

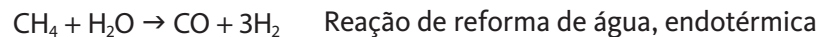
Combustão: reações de oxidação de carbono e exotérmicas



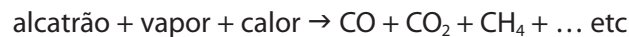
Gasificação: reações de redução de carbono e endotérmicas



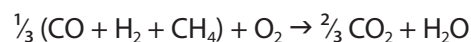
As reações homogêneas são:



Craqueamento do alcatrão.



Além destas reações, temos que destacar a oxidação de parte dos produtos da pirólise.



Note que as cinco primeiras reações são as que transformam o carbono sólido em carbono gasoso. Como o objetivo da gasificação é produzir o máximo de CO e H₂, os redutores preferenciais são CO₂ e H₂O e não oxigênio, pois os primeiros produzem CO enquanto o segundo produz CO₂.

As reações de oxidação do carbono são fortemente exotérmicas, rápidas e podem ser consideradas irreversíveis nas temperaturas normais de gasificação. As reações de Boudouard e gás-água são endotérmicas. A reação de Boudouard passa a ser importante na faixa de temperatura de 800 a 900°C, ocorrendo em todo o leito, ao contrário das reações de formação de dióxido e monóxido de carbono que só ocorrem obviamente com a presença de oxigênio.

2.4.2 Efeito da Razão de Equivalência no Processo de Gasificação

O processo de gasificação é dependente da quantidade de oxigênio disponível para as reações. Se houver excesso de oxigênio acontece oxidação completa dos carbonos e hidrogênios, formando CO₂ e H₂O. Se houver excessiva falta de oxigênio, o carbono não encontra o oxigênio para

se converter de sólido em gás. O ponto de maior eficiência situa-se no intervalo de razão de equivalência entre 0,15 – 0,30. Onde a razão de equivalência de 0,25 representa o ponto de máxima eficiência do processo. Neste intervalo também são encontrados os pontos para valores de concentração máxima de H₂ ($\Phi = 0,15$) e CO ($\Phi = 0,25$) mostrados na figura 2.4.

A existência deste ponto máximo pode ser relacionada à temperatura do processo e à conversão do carbono. Para uma razão de equivalência crescente de 0,15 a 0,30, a conversão do carbono em gás é acelerada (fato que aumenta a eficiência). Para valores menores que 0,15 a quantidade de oxigênio é insuficiente para um processo de gasificação e ocorre praticamente pirólise, conseqüentemente o carbono não é convertido em gases. Já para razões de equivalência maiores que 0,30 o processo começa a entrar na fase de transição de gasificação para combustão ($\Phi = 0,5$) e a um aumento da taxa de consumo de carbono e da temperatura e redução da formação de gases combustíveis.

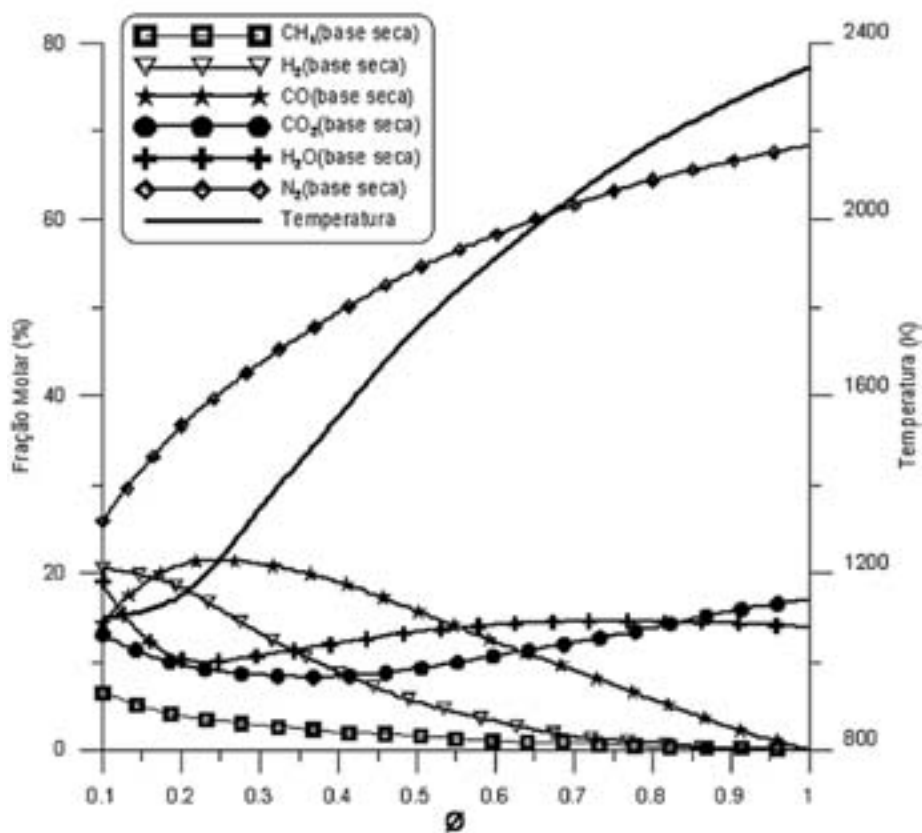


Figura 2.4 – Efeito da razão de equivalência no processo de gasificação. Fonte (Oliveira, 2006)

2.4.3 Efeito da Temperatura no Processo de gasificação

A temperatura é geralmente selecionada com base nas propriedades das cinzas, ou seja, uma temperatura abaixo do ponto de amolecimento das cinzas nos gasificadores de leito fixo e acima do ponto de fusão das cinzas nos gasificadores de leito fluidizado. Variando a temperatura do reator e mantendo a razão de equivalência constante, a composição dos gases produzidos varia como pode ser observado na figura 2.5. Baixas temperaturas promovem o aumento no teor de hidrocarbonetos enquanto que altas temperaturas promovem o aumento do teor de CO, já a variação do H₂ não é relevantemente sensível à variação de temperatura.

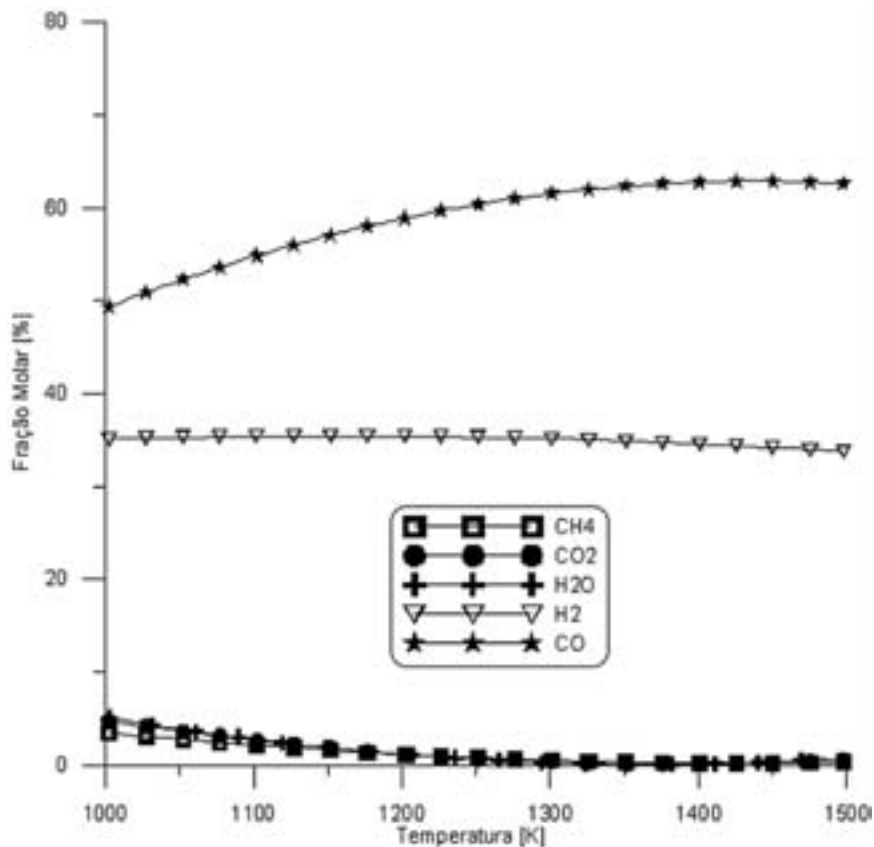


Figura 2.5 – Efeito da temperatura na concentração dos gases. Fonte (Higman e Burgt, 2003)

2.4.4 Efeito da Pressão no Processo de gasificação

Gasificadores podem operar pressurizados. Isso significa que o reator está à pressão acima da pressão atmosférica. Para introduzir o gás redutor (ar, oxigênio ou vapor de água) é preciso comprimir. A ação de comprimir gases demanda muita energia e é preciso equacionar como introduzir a biomassa sólida dentro de um ambiente pressurizado. Isso pode ser feito com a utilização de uma antecâmara que recebe a biomassa à pressão atmosférica, é pressurizada, e aberta para o ambiente do reator. A variação da pressão no reator do gasificador afeta a composição dos gases produzidos no processo, como pode ser observado na figura 2.6. Outra variável afetada pela pressão é o tamanho do gasificador, que se torna menor à medida que se aumenta a pressão de trabalho.

Aumentando a pressão do reator, os teores de CO e H₂ diminuem e os teores de H₂O, CO₂ e CH₄ aumentam. A primeira vista isto é desvantajoso, pois reduz o poder calorífico dos gases, mas possui as grandes vantagens de colocar o compressor antes do reator operando com gás frio, e o gás produto a alta pressão pode ser imediatamente conduzido para um processo seguinte sem passar por um compressor.

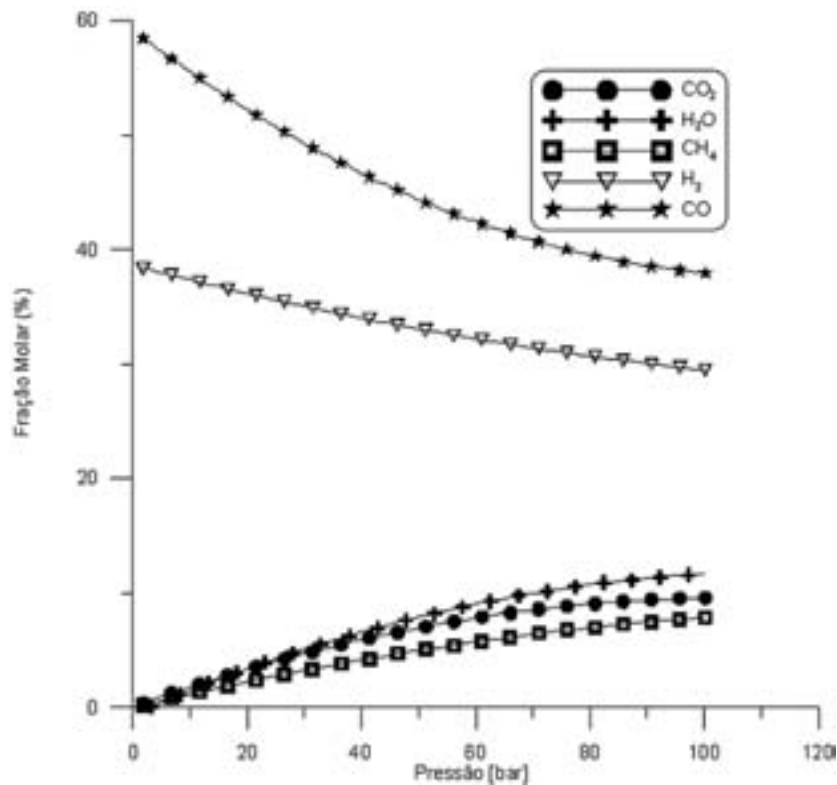


Figura 2.6 – Efeito da pressão na concentração dos gases. Fonte (Higman e Burgt, 2003)

2.4.5 Teor de umidade

Uma das maiores preocupações na gasificação é o teor de umidade da biomassa. Se a umidade for muito alta será necessária muita energia para iniciar o processo e a energia fornecida pelo processo de combustão da biomassa no gasificador não será suficiente. Para iniciar, o processo de gasificação necessita de temperaturas superiores a 800 K (Reed e Gauer, 2001).

A figura 2.7 mostra a influência da umidade em um processo de gasificação com uma razão de equivalência de 0,25. Pode-se observar que, com o aumento do teor de umidade, reduz-se a temperatura do processo de gasificação. A presença de mais água no processo indica que mais energia é requerida para vaporizá-la, e menos energia estará disponível para as reações endotérmicas responsáveis pela produção de H₂ e CO.

A figura 2.8 mostra a variação da composição dos gases produtos com o aumento da umidade da biomassa. Os teores de H₂, CO₂ e H₂O aumentam, diminuindo os teores de N₂, CO e o poder calorífico dos gases. Isso se deve ao fato de que a redução de temperatura do reator favorece a produção de CO₂ em detrimento de CO.

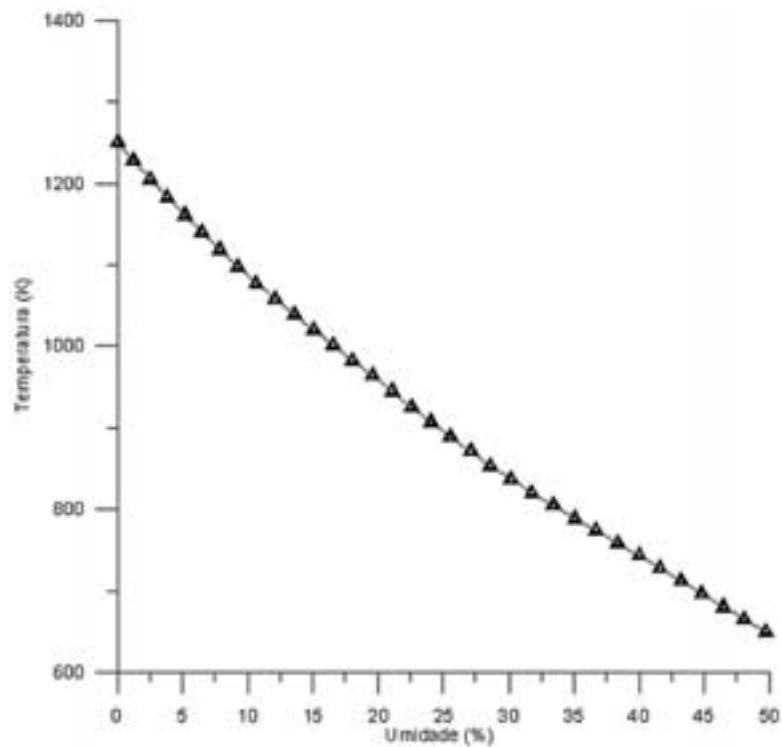


Figura 2.7 – Influência da umidade na temperatura. (Oliveira, 2006)

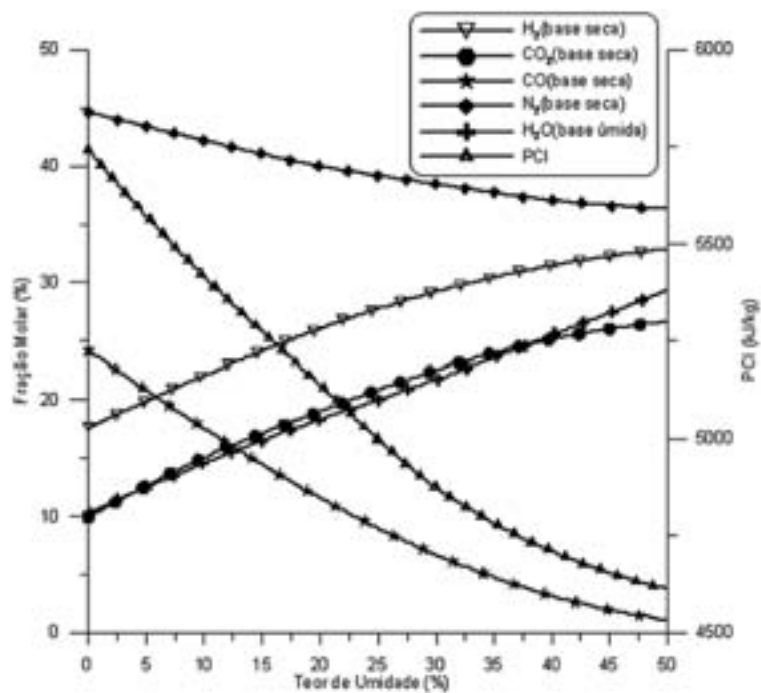


Figura 2.8 – Influência da umidade na composição do gás produzido. (Oliveira, 2006)

2.4.6 Balanços de Massa/Energia e Eficiência Energética

Para entender o conceito de eficiência energética em gasificadores, é preciso entender os conceitos de balanço de massa e balanço de energia.

Balanço de massa

$$\sum m_{\text{reagentes}} = \sum m_{\text{produtos}} \quad (\text{equação 2.25})$$

Onde, para a gasificação de biomassa com ar, a equação (2.25) pode ser expandida para a seguinte forma.

$$m_{\text{bs}} + m_{\text{ub}} + m_{\text{ar}} = m_{\text{gas}} + m_{\text{c}} + m_{\text{cin}} + m_{\text{H}_2\text{O}} \quad (\text{equação 2.26})$$

Do lado da mão esquerda têm-se respectivamente as massas dos reagentes: biomassa seca, umidade da biomassa e ar. Do lado da mão direita têm-se respectivamente as massas dos produtos: gás produzido, carbono não convertido, cinzas e água.

Balanço de energia

O balanço de energia pela 1ª Lei da Termodinâmica pode ser escrito como:

$$\dot{Q}_{\text{vc}} - \dot{W}_{\text{vc}} + \sum_{\text{reagentes}} \left(h_i + \frac{u_i^2}{2} + gz_i \right) - \sum_{\text{produtos}} \left(h_j + \frac{u_j^2}{2} + gz_j \right) = 0 \quad (\text{equação 2.27})$$

Neste caso, para a o balanço de energia são desconsideradas parcelas de energia potencial e cinética e a entalpia é dividida em parcelas de contribuição por cada componente; sendo assim, a equação (2.27) é expandida e toma a seguinte forma:

$$\dot{H}_{\text{bs}} + \dot{H}_{\text{ub}} + \dot{H}_{\text{ar}} = \dot{H}_{\text{gas}} + \dot{H}_{\text{c}} + \dot{H}_{\text{cin}} + \dot{H}_{\text{H}_2\text{O}} + \dot{Q}_{\text{perdas}} \quad (\text{equação 2.28})$$

Do lado da mão esquerda têm-se respectivamente os fluxos de energia dos reagentes: biomassa seca, umidade da biomassa e ar. Do lado da mão direita têm-se respectivamente os fluxos de energia dos reagentes: gás produzido, carbono não convertido, cinzas, água e perdas de energia do gasificador para o meio.

Eficiência Energética

Existem várias maneiras e vários fins para o cálculo de eficiência de gasificadores de biomassa. Aqui será apresentada a maneira mais utilizada para o cálculo de eficiência energética de gasificadores. A equação (2.29) apresentada a seguir estabelece uma relação entre a energia contida no gás produzido e na biomassa e é chamada de eficiência de gás frio.

$$\eta_{\text{cg}} = \frac{\dot{m}_{\text{gas}} \text{PCI}_{\text{gas}}}{\dot{m}_{\text{bs}} \text{PCI}_{\text{bs}}} \quad (\text{equação 2.29})$$

A equação (2.29) estabelece onde \dot{m}_{gas} e PCI_{gas} representam respectivamente o fluxo de massa e o poder calorífico inferior do gás produzido. Já os termos \dot{m}_{bs} e PCI_{bs} representam o fluxo de massa e o poder calorífico inferior da biomassa seca.

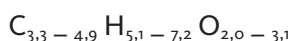
3 Caracterização Energética da Biomassa Vegetal

Manoel Fernandes Martins Nogueira e Gonçalo Rendeiro

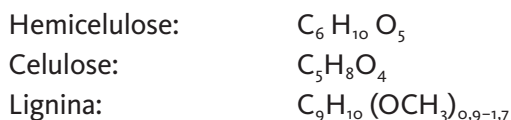
O capítulo 2 mostrou a importância de se conhecer a composição da biomassa combustível e a quantidade de energia química que ele traz consigo. A composição elementar da biomassa permite calcular a quantidade de ar necessária para o processo, seja de combustão ou gasificação. A energia contida no combustível é denominada de poder calorífico superior, PCS, e conhecendo-se a composição química do combustível, o poder calorífico inferior do combustível pode ser calculado. O poder calorífico inferior é utilizado para dimensionar a potência das plantas térmicas. Este capítulo irá apresentar a estrutura química da biomassa vegetal e mostrar as metodologias de sua caracterização energética. Aqui serão abordados os processos de determinação do PCS, análise elementar, análise imediata, análise das cinzas e análise somativa.

3.1 ESTRUTURA DA BIOMASSA

Biomassa, assim como petróleo, é um hidrocarboneto, mas, diferentemente dos combustíveis fósseis, ela possui átomos de oxigênio na sua composição química. A presença desse átomo de oxigênio faz com que a biomassa requeira menos oxigênio do ar, conseqüentemente seja menos poluente, mas também reduz a quantidade de energia a ser liberada, reduzindo o seu PCS. Madeira, de maneira geral, possui a seguinte fórmula química empírica.



Biomassa vegetal é uma composição estruturada de três famílias de compostos químicos: hemicelulose, celulose e lignina, além de outras espécies menores (compostos alifáticos e fenólicos). A hemicelulose e a celulose estão grupadas formando a holocelulose, a qual compõe as paredes das fibras da madeira (celulose é a parede e a hemicelulose ocupa os espaços vazios). A lignina é um polímero tridimensional com a finalidade de manter as fibras juntas. As fórmulas empíricas dessas substâncias são:



De maneira geral, desprezando as espécies menores, madeiras moles contêm entre 45–50% de celulose, 25–35% de hemicelulose e 25–35% de lignina. Já madeiras duras possuem 40–55% de celulose, 25–40% de hemicelulose e 18–25% de lignina.

Como descrito nos itens 3.2 e 2.2, para que aconteça combustão/gasificação, a biomassa sólida tem que ser convertida em gás, e esse processo possui quatro etapas: secagem, pirólise (volatilização), gasificação e combustão. A figura 3.1 ilustra bem esses quatro processos. São

resultados obtidos através de uma balança gravimétrica. Essa balança mede o peso da amostra de biomassa enquanto sua temperatura é elevada gradativamente. O operador do equipamento define a velocidade da transferência de calor para a amostra ao longo de todo o experimento e para cada intervalo de tempo definido é registradas a temperatura da amostra, a massa da amostra no início e fim do período, e a perda de massa da amostra no período. A relação entre a perda de massa pelo período de tempo é a velocidade da perda de massa.

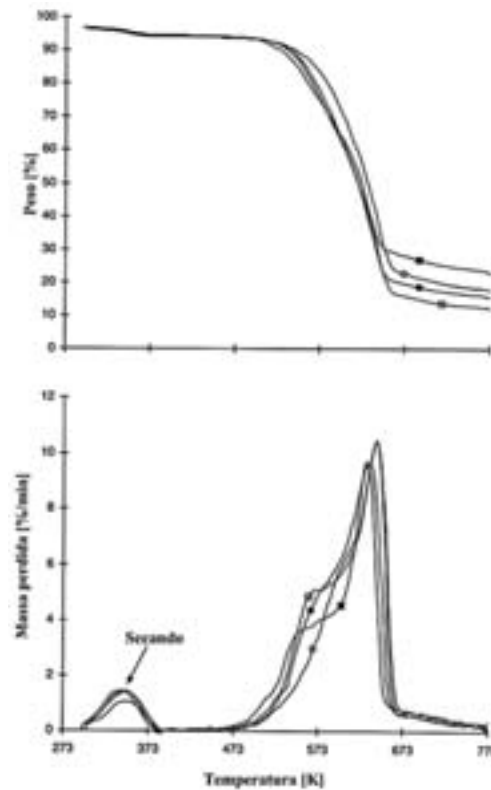


Figura 3.1 – Experimento realizado com balança gravimétrica TGA com quatro amostras de 5 mg de diferentes espécies de madeira e taxa de aquecimento de 10°C/min.

Analisando o gráfico superior da figura 3.1 verifica-se uma pequena perda de massa até 373K; essa é a perda de água por evaporação (a madeira torna-se preta). Entre 373–473K, a madeira não perde massa. A energia térmica recebida é utilizada na energização das moléculas da madeira a tal ponto que ela é quebrada e as frações são volatilizadas. A amostra perde massa rapidamente, como pode ser visto entre 473–600K. Após 673 K, a amostra perde massa lentamente até ser somente carvão. Acima de 773 K, e na presença de um meio redutor o carbono, a carbono sólido é convertido em gás CO num processo de gasificação.

O gráfico inferior da figura 3.1 mostra a velocidade de perda de peso. Entre 273 e 373K aparece o primeiro pico, decorrente da secagem. Entre 473–673K aparece o segundo pico, com três inclinações de subida e uma de descida. A primeira inclinação é a decomposição da hemicelulose e a terceira inclinação é a decomposição da celulose. A segunda é um patamar de transição. Note que a maior parte da madeira se tornou gás, deixando como resíduo na fase sólida uma mistura de carbono fixo e lignina. Elevando ainda mais a temperatura da amostra, a lignina vaporiza, mas numa velocidade mais lenta (após 673K). Lignina é liberada ao longo de todo o processo de pirólise, mas numa velocidade bem menor que a hemicelulose e celulose. Ao término da liberação dessas duas espécies, a liberação de lignina continua e pode ser identificada na figura 3.1.

Os gases produzidos durante a pirólise são classificados em duas categorias, denominados de não condensáveis (CH_4 , CO , CO_2 e outros) e alcatrão (hidrocarbonetos poli-aromáticos de cadeia longa) que, juntamente com o carvão, formam os produtos da pirólise, como pode ser visto na figura 3.2.

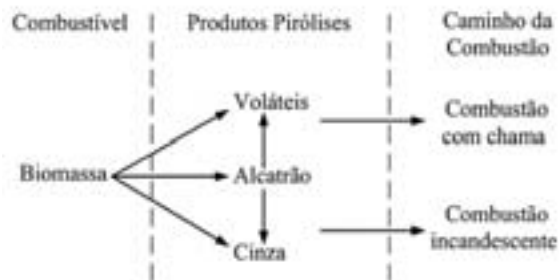


Figura 3.2 – Seqüência de eventos na pirólise e combustão de biomassa

Os teores de carbono fixo (carvão), voláteis e alcatrão para uma determinada biomassa vegetal ao final do processo de pirólise, dependem da temperatura e pressão desse processo, pois o alcatrão pode reagir formando voláteis ou condensando e até mesmo formando carvão. Altas temperaturas favorecem a transformação do alcatrão em não condensáveis, enquanto baixas temperaturas favorecem a formação de carvão. Num processo de combustão, os não condensáveis e o alcatrão reagem com o oxigênio do ar, formando uma chama, e quando o oxigênio encontrar a superfície do carvão acontece a combustão incandescente.

Num processo de combustão comum (a pressão atmosférica), os teores de voláteis, carbono fixo e carvões produzidos por uma determinada biomassa são bastante próximos do resultado obtido pela análise imediata.

3.2 PROPRIEDADES FÍSICAS DA BIOMASSA

As propriedades físicas importantes para a caracterização energética da biomassa e o manuseio (armazenamento e transporte) são o teor de umidade, massa específica, densidade e porosidade.

3.2.1 Teor de umidade

Teor de umidade é definido como a massa de água contida na biomassa e pode ser expressa tanto na base úmida (bu) quanto na base seca (bs). Portanto, na apresentação de resultados, é necessário expressar em que base os resultados são apresentados.

Teor de umidade (ω) na base úmida (bu) é calculado por

$$\omega_{bu} = \frac{m_{\text{H}_2\text{O}}}{m_{\text{H}_2\text{O}} + m_{\text{bio seca}}} (\%bu) \quad \text{equação 3.1}$$

Onde $m_{\text{H}_2\text{O}}$ é a massa de água contida na amostra e $m_{\text{bio seca}}$ é a massa de biomassa seca.

Teor de umidade (ω) na base seca (bs) é calculado por

$$\omega_{bs} = \frac{m_{\text{H}_2\text{O}}}{m_{\text{bio seca}}} (\%bs) \quad \text{equação 3.2}$$

O teor de umidade das biomassas depende do seu histórico. Toras de madeira deixadas ao tempo possuem seu teor de umidade entre 40–55% bu, enquanto madeira seca por processos térmicos alcança valores de 8–12% bu. Biomassa originária de produção agrícola possui teor de umidade entre 15–30% bu.

Ao reduzir o teor de umidade para valores inferiores a 8%, inicia o processo de decomposição da estrutura molecular da madeira. Essa água faz parte da composição da estrutura macro da madeira e está ligada às paredes de celulose. A perda dessa água causa tensão na estrutura molecular e se manifesta macroscopicamente pela mudança da sua coloração para preto.

3.2.2 Massa específica

A massa específica de uma biomassa é dividida em massa específica propriamente dita e massa específica aparente.

Massa específica é a relação entre a massa contínua de biomassa pelo volume que essa massa contínua ocupa, ou seja:

$$\rho = \frac{m_{\text{bio}}}{V} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad \text{equação 3.3}$$

Onde m_{bio} é a massa da biomassa e V é o volume que essa biomassa ocupa.

O conceito de massa específica é aplicável somente se a matéria é contínua, ou seja, no volume ocupado não existem descontinuidades. Exemplo: uma tábua, um tronco de árvore, uma casca de arroz, uma casca de cacau. Esse conceito não se aplica a resíduos, pois nesse caso existem vários pedaços do mesmo material ocupando o volume. Nesse caso, é mais útil o conceito de massa específica aparente.

Massa específica aparente (ρ_{ap}) é definida como a massa total de biomassa armazenada num volume, dividido pelo valor desse volume, ou seja:

$$\rho_{\text{ap}} = \frac{m_{\text{bio granel}}}{V} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad \text{equação 3.4}$$

Onde $m_{\text{bio granel}}$ é a massa do montante de biomassa colocada aleatoriamente até encher o volume V . Formalmente, a massa específica a granel é determinada através da utilização da norma NBR 6922 (Ensaio Físico para Determinação da Massa Específica), em que se quantifica a massa (medindo o peso) correspondente a um volume de 0,216 m³ de biomassa, ou seja:

$$\rho_{\text{ap}} = \frac{m_{\text{bio granel}}}{0,216} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$$

A massa específica aparente será sempre menor que a massa específica, pois os fragmentos amontoados deixam espaços vazios entre si, reduzindo a massa contida no volume. De maneira geral, a massa específica aparente de resíduos de madeira é em torno de ¼ da massa específica da madeira, aumentando esse valor com a diminuição da granulométrica do resíduo como no caso da casca de arroz.

3.2.3 Densidade

De maneira similar às massas específicas, também existem a densidade propriamente dita para a matéria contínua e a densidade aparente para a matéria fragmentada. As densidades são adimensionais.

Densidade (d) é definida como a razão entre a massa específica da biomassa pela massa específica da água (ρ_{H_2O}) na condição padrão (25°C e 100 kPa), ou seja 1000 kg/m³.

$$d = \frac{\rho}{\rho_{H_2O}}$$

Densidade aparente (d_{ap}) é definida de maneira similar, mas utilizando o conceito de massa específica aparente, ou seja:

$$d_{ap} = \frac{\rho_{ap}}{\rho_{H_2O}} \quad \text{equação 3.5}$$

3.3 ANÁLISE IMEDIATA

A análise imediata tem por objetivo quantificar os teores de umidade, voláteis (condensáveis e não condensáveis) e carbono fixo contidos numa amostra de biomassa. Dependendo do procedimento adotado para fazer as quantificações, diferentes resultados podem ser obtidos no final. Por exemplo, conforme visto na figura 3.1, é preciso de um determinado tempo para que a água contida numa amostra de biomassa saia pelos poros. Se a amostra for analisada em um tempo menor, o teor de umidade será menor que o real. Se um tempo excessivamente longo for utilizado para o ensaio, o custo do ensaio será alto. Para padronizar os ensaios de maneira que resultados feitos em diferentes laboratórios sejam comparáveis, existem normas de ensaios a serem seguidas.

Em 2008, o Brasil não possui normas para a realização de análise imediata em biomassa vegetal. Os ensaios seguem as normas brasileiras (ABNT) para carvão mineral ou seguem a norma ASTM para madeira. Nas descrições a seguir são indicadas ambas as normas.

3.3.1 Determinação do Teor de Umidade (NBR 8112 e E871)

500g de amostra de biomassa com granulométrica inferior a 19 mm (preparadas conforme a NBR 6923-Amostragem e Preparação da Amostra) são colocados numa estufa previamente aquecida a 105°C e lá permanecem até que a massa da amostra permaneça constante. O teor de umidade da biomassa é calculado pela equação a seguir.

$$\omega_{bu} = \left(\frac{m_1 - m_2}{m_1} \right) 100 \quad (\%bu) \quad \text{equação 3.6}$$

Onde m_1 é a massa inicial da amostra medida em gramas e m_2 é massa final da amostra, em g.

3.3.2 Determinação do Teor de Voláteis (NBR 8112 e E872)

O teor de voláteis é quantificado medindo-se a fração de massa da biomassa que volatiliza durante o aquecimento de uma amostra padronizada e previamente seca, em atmosfera inerte, até temperaturas de aproximadamente 850°C num forno mufla por 7 (sete) minutos. Após a extração

dos voláteis, fica como resíduo o carbono fixo e as cinzas. O teor de voláteis é então determinado pela expressão a seguir. Necessariamente, o teor de voláteis é expresso em base seca.

$$T_v = \frac{m_2 - m_3}{m_2} \times 100 \quad (\%bs) \quad \text{equação 3.7}$$

Onde T_v é o teor de voláteis, m_2 é a massa da amostra antes do experimento e m_3 é a massa residual após o experimento, ambos em g.

3.3.3 Determinação do Teor de Cinzas (NBR 8112 e D1102)

As cinzas são resultantes da combustão dos componentes orgânicos e oxidação dos inorgânicos em um forno mufla sob rígido controle de massa, temperatura, tempo e atmosfera. Um grama de biomassa, já sem umidade e voláteis, é colocada num cadinho e levada ao interior dum forno. Sua temperatura é então elevada para 710°C, e nessa condição, fica por uma hora. Ao final, dentro do cadinho ficam somente as cinzas. O teor de cinzas é calculado utilizando a equação a seguir.

$$T_{\text{cinzas}} = \left(\frac{m_3 - m_4}{m_3} \right) 100 \quad (\%bs) \quad \text{equação 3.8}$$

Onde T_{cinzas} é o teor de Cinzas, m_3 é a massa da amostra antes do experimento e m_4 é a massa da amostra após o experimento, ambos em g. Necessariamente, o teor de cinzas é expresso em base seca.

3.3.4 Determinação do Teor de Carbono Fixo (NBR 8112)

Após a determinação dos teores de umidade, de matéria volátil e de cinzas da amostra, o teor de carbono fixo (T_{cf}) é obtido por diferença, ou seja:

$$T_{cf} = 100 - (T_v + T_{\text{cinzas}}) \quad \text{equação 3.9}$$

O resultado da análise imediata de algumas espécies amazônicas está apresentado no item 4.9.

3.4 ANÁLISE DAS CINZAS (ASTM D1102)

Cinzas são resíduos da combustão, compostas por óxidos que se apresentam normalmente no estado sólido à temperatura ambiente. Como a combustão se processa a elevada temperatura, é necessário o conhecimento do comportamento das cinzas nessas condições para evitar inconvenientes provocados por operações inadequadas e orientar a escolha dos materiais refratários com características compatíveis com as condições existentes no interior da câmara de combustão.

A cinza no combustível pode ter diversas origens como:

- Elementos metálicos e semi-metais ou metalóides, presentes na estrutura molecular do combustível, devido à sua própria formação;
- Fragmentos de argila, areia, sais, piritas, etc., agregados à biomassa;
- Fragmentos do solo misturados à biomassa na colheita e/ou manuseio.

As propriedades de interesse determinadas em análises laboratoriais são composição química e fusibilidade da cinza. A Tabela 3.1 mostra uma composição das cinzas de uma amostra de pinheiro.

Composto	%
SiO ₂	39,0
Fe ₂ O ₃	3,0
TiO ₂	0,2
Al ₂ O ₃	14,0
K ₂ O	6,0
CaO	25,0
Na ₂ O	6,0
SO ₃	0,3
MgO	6,5

Tabela 3.1 – Amostra da composição de cinzas numa amostra de pinus

A composição química das cinzas permite avaliar o seu comportamento quanto aos seguintes aspectos:

- ♦ Ataque de refratários: o ataque químico das cinzas aos refratários pode ser evitado ao escolher refratários com comportamento químico semelhante ao das cinzas. Os óxidos de elementos metálicos são básicos; os óxidos de semi-metais são geralmente ácidos, tais como óxidos de silício, zircônio e titânio; excepcionalmente, alguns óxidos são neutros, como o óxido de alumínio.

Os materiais refratários que entram em contato com as cinzas devem ter baixa porosidade, pois as cinzas alojadas nos poros, ao se dilatarem, provocam rachaduras nas superfícies dos mesmos.

- ♦ Amolecimento e fusão das cinzas: o ensaio de fusibilidade determina a temperatura inicial e final de amolecimento da cinza. Observa-se uma influência acentuada do óxido de ferro na fusibilidade da cinza em atmosfera gasosa redutora, com sensível abaixamento da temperatura de amolecimento em relação à atmosfera oxidante.

É possível estimar a temperatura inicial e final de amolecimento da cinza através da sua composição química, através de expressões empíricas desenvolvidas por vários autores, algumas das quais podem ser vistas em (Santos, 2004) e (Phillips, 2003). Os processos de combustão com temperaturas superiores ao ponto de amolecimento da cinza podem propiciar a aglomeração de material particulado denominado “sinter”, ou a fusão da cinza “slagging”, que geralmente inviabilizam a continuidade do processo ou reduzem a eficiência da troca de calor no equipamento.

- ♦ Sublimação de compostos: os óxidos alcalinos Na₂O e K₂O, diferem dos demais óxidos, pois uma boa parte dos mesmos se volatiliza durante a combustão, e condensa-se em temperaturas em torno de 760°C; ao condensar-se nas superfícies mais frias do equipamento aglutinam as cinzas volantes, propiciando corrosão e redução da taxa de transferência de calor nestas superfícies.

3.5 ANÁLISE ELEMENTAR: CHNOS (E775, 777, 778 E 870)

Conforme visto no item 3.1, é de fundamental importância conhecer a fórmula química do combustível. Com ela é possível quantificar a relação ar-combustível e prever a composição dos gases na saída do processo de combustão ou gasificação.

Devido à composição complexa da biomassa vegetal, são poucas as espécies que possuem sua composição química precisa publicada na literatura (celulose é uma exceção). Para as outras espécies é utilizada a análise elementar. Esse ensaio fornece os percentuais mássicos dos elementos “C”, “H”, “O”, “N”, “S” e “cinzas” contidos na amostra da biomassa combustível. Um resultado típico da análise elementar pode ser visto na Tabela 3.2.

Espécie	C	H	N	S	O	Cinzas
Casca de arroz	38,24	4,40	0,80	0,06	35,50	21
Pinheiro	59	7,2	-	-	32,7	1,1
Caroço de açaí	46	6	0,8	-	46	1,2

Tabela 3.2 – Resultado da análise elementar de algumas espécies vegetais em percentual mássico. Fonte EBMA.

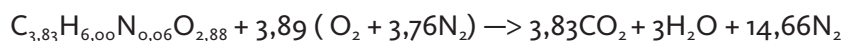
Note que nesse caso, não é conhecido o peso molecular real do combustível, o que dificulta o procedimento de elaboração da reação estequiométrica, procedimento inicial para quantificação da razão ar-combustível, temperatura adiabática de chama e outros parâmetros apresentados no capítulo 3. Para contornar esse problema, assume-se que 100 kg de combustível, sem cinza, formará 1 kmol. Isso implica que todos os resultados obtidos a partir dessa consideração só terão sentido na base mássica, pois não é conhecido o peso molecular real do combustível.

Como exemplo, deseja-se determinar a quantidade de ar estequiométrico para consumir caroço de açaí. Baseada nos resultados da Tabela 3.2, a Tabela 3.3 pode ser montada.

Átomo	Análise Elementar [% mássica]		Peso molecular [kg/kmol]	Número de átomos no combustível
	Com cinza	Sem cinza		
C	46	46,00	12	3,83
H	6	6,00	1	6,00
N	0,8	0,80	14	0,06
O	46	46,00	16	2,88
Cinzas	1,2			
	100	98,8		

Tabela 3.3 — Conversão dos resultados da análise elementar em fórmula química empírica.

O resultado da análise elementar foi colocado na coluna “com cinza”. Removendo o teor de cinza, foi feita a coluna “sem cinza”. Sabendo o peso molecular de cada elemento e dividindo a massa do elemento pelo seu peso molecular, obtém-se o número de átomos na composição do combustível.



Então, 100 kg de açaí precisarão de 534 kg de ar, perfazendo uma razão ar-combustível estequiométrica de 5,34 kg de ar para cada kg de açaí.

Outra informação relevante que a análise elementar fornece é a razão entre as populações de átomos de hidrogênio/carbono e oxigênio/carbono. Essas relações permitem o cálculo de PCS e PCI, pois existe correlação entre o PCS e as razões H/C e O/C. Além disso, sabendo a relação H/C é possível calcular o PCI, como será visto no item 3.6.

3.6 PODER CALORÍFICO

Conforme descrito no capítulo 5, para uma central de combustão ou gasificação ser planejada, é preciso conhecer o PCI do combustível. O PCI só pode ser determinado se for conhecido o PCS do combustível e a relação entre as quantidades de átomos de hidrogênio-carbono (H/C) existentes no combustível. Ensaíos mostraram que o PCS para biomassas amazônicas variam entre 16 e 23 MJ/kg (ver item 3.7), dependendo do teor de carbono no combustível e, com menor influência, do teor de hidrogênio. Para a determinação do PCS, dois métodos são possíveis: utilizando uma bomba calorimétrica e através da análise elementar.

3.6.1 Poder Calorífico Superior por Bomba Calorimétrica (NBR 8633 e ASTM E711)

Necessariamente o poder calorífico superior é determinado em base seca e é uma propriedade da biomassa. O ensaio consiste em queimar 100 g de uma amostra de biomassa seca triturada e oxigênio num ambiente fechado e mergulhado numa massa de água que possui sua temperatura monitorada. A quantidade de calor liberada pela combustão da amostra é absorvida pela água, a qual tem sua temperatura elevada. Quando a temperatura da água estabiliza, a quantidade de calor absorvida é calculada pela expressão:

$$Q_R = m_{H_2O} \cdot C \cdot (T_{final} - T_{inicial}) \quad \text{equação 3.10}$$

Onde m_{H_2O} é a massa de água, C é o calor específico da água e T_{final} e $T_{inicial}$ são as temperaturas iniciais e finais da água.

Assumindo que a quantidade de calor absorvido pela água é igual ao calor de reação, e dividindo esse valor pela massa da amostra, obtém-se o PCS do combustível. Valores de PCS de várias espécies amazônicas podem ser consultados na tabela do item 3.7.

3.6.2 Poder Calorífico Superior por Análise Elementar

O poder calorífico superior de uma biomassa também pode ser determinado com a ajuda dos resultados da análise elementar. É possível fazer o relacionamento do PCS de uma biomassa com a quantidade de ligações químicas envolvendo seus elementos. Assim sendo, conhecendo a fração mássica dos componentes da biomassa, é possível calcular o PCS. A equação a seguir é um exemplo desse tipo de correlação. Em 2007, não havia correlações específicas para espécies amazônicas. A equação (3.11), proposta por (Tillman, 1991), é uma correlação obtida para madeiras de origem européia, que possui um erro médio de 2,5%.

$$PCS = 437,1m_c - 1669,4 \quad \text{equação 3.11}$$

Onde m_c é a fração mássica de carbono na biomassa combustível seca em percentagem, e o PCS é obtido em kJ/kg de biomassa seca. Usando os dados da Tabela 3.3, $m_c=46\%$, conseqüentemente o PCS do caroço de açaí é

$$PCS_{\text{açaí}} = 437,1 \cdot 46 - 1669,4 = 18437 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad \text{equação 3.12}$$

Consultando a tabela do item 4.8, o PCS do caroço de açaí medido na bomba calorimétrica é de

19160 kJ/kg, um erro de 3,8%. Essas correlações entre frações elementares do combustível e valor PCS são obtidas por regressão de vários ensaios de PCS e análise elementar. Apesar de a equação (3.11) ter sido obtida de várias espécies florestais da Europa, ela se comporta razoavelmente bem com sementes amazônicas.

3.6.3 Determinação do Poder Calorífico Inferior (PCI)

No capítulo 3 foi mostrado que o PCI é calculado subtraindo a energia de condensação da água do calor de reação, equação (3.13).

$$PCI \cdot m_{\text{comb}} = PCS \cdot m_{\text{comb}} - m_{\text{H}_2\text{O}} \cdot h_{\text{lv}} \quad \text{equação 3.13}$$

No caso da biomassa combustível, uma quantidade de água é trazida com o combustível, ou seja, a umidade do combustível. A umidade do combustível participa da reação como um inerte e é incorporada aos produtos. Essa água, quando produto, também não pode condensar antes de deixar a câmara de combustão, e parte do calor de reação que ela absorveu é perdido, reduzindo o PCI do combustível. Quanto maior a umidade do combustível, menor o PCI do combustível, como pode ser visto na equação abaixo.

$$PCI_s \cdot m_{\text{comb},s} = PCS \cdot m_{\text{comb},s} - (m_{\text{H}_2\text{O},\text{reação}} + m_{\text{H}_2\text{O},\text{umidade}}) \cdot h_{\text{lv}} \quad \text{equação 3.14}$$

Onde PCI_s é o PCI da biomassa seca, $m_{\text{H}_2\text{O},\text{reação}}$ é a massa de água formada pela reação entre o hidrogênio do combustível e o oxigênio do ar, $m_{\text{H}_2\text{O},\text{umidade}}$ é a massa de água trazida pela biomassa combustível e $m_{\text{comb},s}$ é a massa de combustível seca.

Para uso rotineiro, é desejável ter uma expressão para cálculo do PCI da biomassa úmida em função da umidade em base úmida e do PCS. Como

$$PCI_u = PCI_s \cdot \frac{m_{\text{comb},s}}{m_{\text{comb},u}} = PCI_s \cdot (1 - \omega_{\text{bu}}) \quad \text{equação 3.15}$$

Então a equação (3.15) fica

$$PCI_u = (1 - \omega_{\text{bu}}) \cdot \left[PCS - \left(\frac{m_{\text{H}_2\text{O},\text{reação}}}{m_{\text{comb},s}} + \frac{m_{\text{H}_2\text{O},\text{umidade}}}{m_{\text{comb},s}} \right) \cdot h_{\text{lv}} \right]$$

$$\frac{m_{\text{H}_2\text{O},\text{umidade}}}{m_{\text{comb},s}} = \omega_{\text{bs}} = \frac{\omega_{\text{bu}}}{1 - \omega_{\text{bu}}}$$

$$\frac{m_{\text{H}_2\text{O},\text{reação}}}{m_{\text{comb},s}} = 9 \cdot \frac{m_{\text{H}}}{m_{\text{comb},s}}$$

$$PCI_u = (1 - \omega_{\text{bu}}) \cdot \left[PCS - \left(9 \cdot \frac{m_{\text{H}}}{m_{\text{comb},s}} + \frac{\omega_{\text{bu}}}{1 - \omega_{\text{bu}}} \right) \cdot h_{\text{lv}} \right]$$

$$PCI_u (1 - \omega_{\text{bu}}) \cdot PCS - [9 \cdot m_{\text{H}}/m_{(\text{comb},s)} \cdot (1 - \omega_{\text{bu}}) \cdot h_{\text{lv}}] - \omega_{\text{bu}} \cdot h_{\text{lv}}$$

$$h = \frac{m_{\text{H}}}{m_{\text{comb},s}}$$

Definindo

$$PCI_u (1 - \omega_{bu}) \cdot PCS - [9 \cdot h \cdot (1 - \omega_{bu}) \cdot h_{lv}] - \omega_{bu} \cdot h_{lv} \quad \text{equação 3.16}$$

Onde PCI_u é o poder calorífico inferior da biomassa úmida (kJ/kg de biomassa úmida); PCS = poder calorífico superior (kJ/kg de biomassa seca); ω_{bu} = teor de umidade da biomassa (massa base úmida); h = teor de hidrogênio na biomassa (massa base seca); h_{lv} = entalpia de vaporização da água (kJ/kg), igual a 2442 kJ/kg. Supondo que a combustão seja a pressão de 1 atm e que a água na biomassa entre na câmara de combustão a 25°C.

Para o PCI ser calculado através da equação (3.16), é preciso conhecer os teores de umidade (base úmida) e fração mássica de hidrogênio da biomassa que será utilizada como combustível. Quanto maior o teor de umidade, menor será o PCI, implicando que menor energia poderá ser extraída da biomassa (ver figura 3.3). Essa figura mostra que com umidade de 0% bu, toda a energia liberada pela combustão é absorvida pela água e a chama não se propaga. Efetivamente, se o teor de umidade da biomassa for acima de 0,7 não ocorrerá combustão.

O teor de hidrogênio “h”, para ser utilizado na equação (3.11), é obtido da análise elementar e com a ajuda da equação (3.12), pois a análise elementar fornece resultados em termos percentuais conforme pode ser observado na Tabela 3.4.

$$h = \frac{\frac{m_H}{m_C}}{1 + \frac{m_H}{m_C} + \frac{m_O}{m_C} + \frac{m_N}{m_C} + \frac{m_S}{m_C} + \frac{m_{Cinzas}}{m_C}} \quad \text{equação 3.17}$$

Onde m_C , m_H , m_O , m_N , m_S e m_{cinzas} são, respectivamente, os percentuais mássicos dos elementos carbono, hidrogênio, oxigênio, nitrogênio, enxofre e cinzas contidos na biomassa combustível seca.

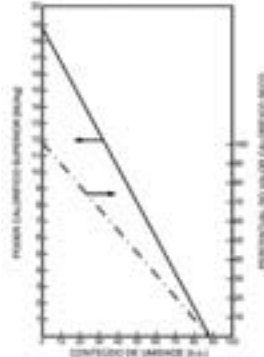


Figura 3.3 – Variação do PCI com o aumento da umidade da biomassa combustível.

Para madeiras secas europeias, o valor médio das relações entre as populações de hidrogênio/carbono e oxigênio/carbono contido na biomassa de madeiras secas é obtido do item 3.1 e resumido, dado pelas equação (3.18).

$$\frac{N_H}{N_C} = 1,5 \quad \text{e} \quad \frac{N_O}{N_C} = 0,6 \quad \text{equação 3.18}$$

Isso implica que as relações de massa das espécies para ser aplicado na equação (3.17) são:

$$\frac{m_H}{m_C} = 0,125 \quad \text{e} \quad \frac{m_O}{m_C} = 0,8 \quad \text{equação 3.19}$$

3.7 CARACTERIZAÇÃO ENERGÉTICA DE ALGUMAS ESPÉCIES AMAZÔNICAS

ID	Nome Comercial	PCS [MJ/kg]	Carbono Fixo [%]	Teor de Voláteis [%]	Teor de Cinzas [%]	Massa Específica aparente [kg/m ³]	Densidade Energética [MJ/m ³]
1	Acapú	20,70	20,9	78,7	0,4	250	5175
2	Andiroba	19,76	10,1	89,9	0,0	290	5732
3	Angelim	17,51	15,1	70,0	14,9	280	4904
4	Angelim Pedra	19,84	17,2	81,6	1,3	265	5258
5	Angelim vermelho	20,44	20,3	79,6	0,0	250	5109
6	Bambu	18,98	17,8	81,3	0,9	267	5068
7	Breo	19,91	14,2	85,6	0,2	259	5158
8	Buchas trituradas de dendê	17,34	15,2	72,9	9,9	298	5168
9	Cacho seco de amêndoa	19,35	16,6	80,6	2,9	200	3871
10	Caroço de açaí	19,16	19,5	79,4	1,1	240	4598
11	Casca de amêndoa	22,22	20,7	77,7	1,6	220	4889
12	Casca de palmito	16,18	18,0	76,1	5,9	240	3883
13	Cascas de castanha do Pará	20,28	27,1	71,0	1,9	240	4867
14	Cascas de nozes	21,10	22,5	75,9	1,7	260	5485
15	Cedro	20,21	15,3	84,6	0,1	249	5032
16	Copaíba	19,91	9,1	90,9	0,1	250	4977
17	Cumarú	20,14	13,3	86,7	0,1	270	5438
18	Falso Pau-Brasil	22,01	21,4	78,4	0,2	220	4842
19	Fibra de coco	18,67	24,7	70,6	4,7	282	5264
20	Fibra de dendê	16,55	19,6	76,2	4,2	200	3310
21	Garapa	18,69	18,3	78,5	3,2	200	3737
22	Jatobá	19,41	20,0	79,6	0,4	200	3883
23	Louro-Faia	19,72	17,8	82,0	0,2	230	4536
24	Maçaranduba	20,11	17,4	82,4	0,2	373	7503
25	Mandioqueira	19,70	16,0	83,2	0,7	200	3940
26	Marupá	19,84	14,8	84,9	0,3	230	4563
27	Melancieiro	19,97	5,4	93,9	0,8	220	4394
28	Mogno	19,85	19,7	78,4	1,8	250	4962
29	Palmito	16,65	17,6	76,2	6,1	230	3830
30	Pau-marfim	19,31	15,3	84,1	0,7	237	4576
31	Pau-preto	22,22	20,0	79,4	0,6	210	4667
32	Pequiá	19,88	15,6	82,6	1,8	280	5568
33	Pracuuba	20,49	18,2	80,9	0,9	280	5737
34	Quaruba	18,92	17,1	82,0	1,0	250	4729
35	Quenga de côco	20,55	19,3	79,7	1,0	300	6165
36	Resíduo de favadanta	19,99	19,1	76,9	4,1	313	6257
37	Resíduo de uncária	20,79	21,5	70,1	8,4	222	4615
38	Roxinho	19,85	19,6	80,1	0,3	230	4564
39	Sucupira	20,20	16,7	82,8	1,7	250	5049
40	Talo de uncária	19,53	22,3	74,8	2,9	230	4491
41	Tanimbuca	19,59	19,8	78,0	2,3	200	3918
42	Tatajuba	19,14	17,6	81,8	0,6	240	4592
43	Tuari	19,87	16,8	82,6	0,7	200	3974

Tabela 3.4 – Caracterização energética de espécies amazônicas obtidas pelo EBMA, UFPA, 2004.

4 Pré-tratamento da biomassa

Gonçalo Rendeiro

A biomassa a ser utilizada como combustível, tanto na combustão direta como na gasificação, normalmente não pode ser utilizada na forma em que se encontra disponível, necessitando de algum tratamento termo-mecânico para seu uso eficaz. Dentre os tratamentos termo-mecânicos disponíveis os mais usuais são a secagem, torrefação, briquetes, péletes e trituração.

4.1 SECAGEM

O processo de secagem remove a água contida na biomassa promovendo a sua evaporação por transferência de calor, diminuindo o teor de umidade contido na biomassa. Ar é utilizado para transferir o calor da fonte quente para a biomassa úmida. O calor é transferido do ar para a biomassa por diferença de temperatura. O calor transferido para a biomassa é utilizado para vaporizar a água e a diferença de pressão parcial de vapor d'água existente entre o ar e a superfície da biomassa determina uma transferência de água para o ar. Define-se velocidade de secagem (v_{secagem}) como a redução de pontos percentuais do teor de umidade (ω) na unidade de tempo.

$$v_{\text{secagem}} \equiv \frac{\omega_{\text{inicial}} - \omega_{\text{final}}}{t}$$

A velocidade de secagem depende da temperatura, da umidade relativa e do fluxo de ar, do tempo de exposição a estas condições, do teor de água inicial e final e das características do material a secar.

A evolução destas transferências simultâneas de calor e de massa no decorrer da operação de secagem faz com que esta seja dividida esquematicamente em três períodos.

Período 0: é o período de indução ou o tempo para a secagem entrar em regime permanente. No começo, a biomassa é geralmente mais fria do que ar, a pressão parcial de vapor de água na sua superfície é pequena e, por consequência, a transferência de massa e a velocidade de secagem também são pequenas. O calor chegando à alta taxa acarreta na elevação da temperatura da biomassa, vaporizando a água que migra para a superfície, provocando o aumento de pressão parcial do vapor de água e da velocidade de secagem. Este fenômeno continua até que a energia que entra na biomassa por transferência de calor seja igualada à energia que sai da biomassa pela perda de massa (vapor de água). A duração deste período é muito pequena quando comparada ao período total de secagem.

Período 1: consiste no período de velocidade de secagem constante. Durante este período, como no anterior, a quantidade de água disponível dentro da biomassa é bem grande. A água evapora e sai do interior da biomassa pelos seus poros. A pressão de vapor de água na superfície é constante e é igual à pressão de vapor de água pura à temperatura da biomassa. A temperatura

da biomassa, por sua vez, é também constante. Este período continua enquanto a migração de água do interior até a superfície da biomassa seja suficiente para acompanhar a perda por evaporação na superfície.

Período 2: consiste no período de velocidade de secagem decrescente. Inicia quando o fluxo para a superfície é inferior à taxa de evaporação da água da superfície. A velocidade de secagem diminui.

4.2 TORREFAÇÃO

A torrefação pode ser definida como um processo de pré-carbonização, o qual se desenvolve justamente na fase endotérmica da pirólise, entre 250 e 300°C. Nestas condições, a hemicelulose é degradada, sendo removida a umidade, o ácido acético, frações de fenol e outros compostos de baixo poder calorífico. Deste processo, resulta um material intermediário entre a biomassa e o carvão. O objetivo fundamental da torrefação é concentrar a energia da biomassa em um produto formado em curto tempo, baixas taxas de aquecimento e temperaturas moderadas, permitindo reter os voláteis de maior poder calorífico no próprio produto.

As propriedades físicas e químicas da biomassa torrada variam com o incremento da temperatura. Por exemplo, ao aumentar a temperatura do processo, a biomassa se torna mais friável e menos higroscópica. Para cada combinação de temperatura e tempo de processamento, podem-se obter produtos de diferentes propriedades que podem ser reproduzidos com alta precisão. A densidade energética (energia por unidade de volume) e os teores de carbono fixo aumentam com o aumento da temperatura e do tempo do processo de torrefação. O rendimento energético do processo decresce com o aumento da temperatura e o poder calorífico inferior aumenta. A madeira torrada possui qualidades difíceis de encontrar em madeiras comuns: impermeabilidade, resistência mecânica e resistência às pragas.

Resultados da torrefação de várias espécies de madeira demonstram que o poder calorífico inferior da madeira torrada depende do teor final de voláteis e cinzas, variando entre 22 e 23 MJ/kg. Foi demonstrado ainda que, para a madeira processada a 280°C, o poder calorífico teve um comportamento assintótico com relação ao tempo, portanto, prolongar o tempo de residência indiscriminadamente com objetivo de melhorar as características do produto final não oferece resultados favoráveis. Para obter resultados aceitáveis a 280°C, basta processar a madeira em torno de duas horas.

A torrefação também pode ser aplicada a briquetes de resíduos de madeira ou agroindustriais como casca de arroz, café, bagaço e outros. Experimentos de torrefação realizados com briquetes de resíduos de madeira demonstram a factibilidade deste procedimento para melhorar as características dos briquetes de biomassa. Entre outras características dos briquetes torrados pode-se mencionar a baixa umidade (de 2% a 6%) e pouca diminuição da resistência mecânica, fatores importantes na conservação dos briquetes durante a armazenagem.

Se comparada a torrefação à carbonização em termos de rendimento energético, a torrefação possui vantagens, pois a biomassa torrada possui em torno de 80% da energia inicial, enquanto que o carvão possui apenas 50%.

4.2.1 Tecnologias de Torrefação

O processo de torrefação é realizado à pressão atmosférica, portanto, os equipamentos empregados geralmente não são muito complexos. As tecnologias para a torrefação podem ser classificadas

segundo o método de transferência de calor (direto ou indireto) e o tipo de processo (contínuo ou em bateladas).

4.2.2 Aplicações da Torrefação

O processo de torrefação permite a produção de multi-produtos com grande padronização, ou seja, produz combustíveis para diferentes propósitos.

Combustível industrial e doméstico: pelas características da biomassa torrada, esta se apresenta como um ótimo combustível, tanto em nível industrial como doméstico. O fato de possuir baixas emissões de fumaças durante a combustão, além de poder ser estocada por longos períodos, facilita o uso em churrasqueiras e fornos a lenha. Em nível industrial, a biomassa torrada pode ser utilizada em grande escala para a produção de eletricidade na queima em caldeiras para a produção de vapor. Outra alternativa é o uso na co-combustão com carvão mineral, o que proporcionaria benefícios ambientais pela redução de emissões de dióxido de enxofre.

Gasificação: devido ao alto grau de padronização da madeira torrada, o uso desta nos gasificadores facilita a regulação e otimização destes. Apesar de a madeira torrada possuir menor valor energético específico que o carvão, seu uso é mais conveniente, pois a madeira torrada é menos friável, o que evita a formação de pó e, portanto, o gás obtido é mais limpo.

Retificação: o processo de torrefação é um meio para a retificação ou melhoramento das características energéticas dos briquetes de resíduos agrícolas e vegetais, pois não somente melhora significativamente a densidade energética destes, assim como também confere características impermeáveis sem perder a resistência mecânica. Os briquetes torrados (ou retificados) podem ser aplicados nos processos acima descritos.

4.2.3 Perspectivas

Analisando as características do processo de torrefação, as propriedades e aplicações da biomassa torrada, pode concluir-se que a torrefação apresenta boas perspectivas como processo alternativo para a produção de combustível para plantas térmicas. Em termos gerais a torrefação é um processo que não requer tecnologias muito complexas, pois é desenvolvido a temperaturas relativamente baixas e à pressão atmosférica. Portanto, os custos dos equipamentos geralmente não são muito elevados, e as técnicas utilizadas são bem conhecidas. Este fato contribui para tornar a torrefação atrativa em termos econômicos quando comparadas a outras tecnologias de conversão que são mais complexas, custosas e pouco exploradas. A biomassa torrada tem capacidade e flexibilidade suficiente de adaptar-se aos requerimentos técnicos do setor energético.

4.3 BRIQUETES

Quando pequenas partículas de material sólido são prensadas para formar blocos de forma definidas e de maior tamanho, o processo é denominado de briquetagem. Através deste processo, os finos de materiais diversos, subprodutos do beneficiamento industrial, são convertidos em produtos de maior valor comercial.

A briquetagem é uma forma eficiente de concentrar energia disponível na biomassa, levando-se em consideração a densidade a granel e o poder calorífico obtido após o processo de briquetagem. Da compactação de resíduos de base ligno-celulósicos obtém-se briquetes com qualidade superior a qualquer espécie de lenha, com 2 a 5 vezes mais densidade energética.

Também conhecida como densificação, esta é realizada a elevadas pressões e temperatura, onde provoca a plastificação da lignina que atua como elemento aglomerante das partículas, portanto, sem necessidade de uso de aglomerantes em seu processo de fabricação.

Como combustível, pode ser usado diretamente em caldeiras e queimadores industriais e fornos, com uma variedade de aplicações tanto industrial como doméstico.

Além dos resíduos de madeira, pode ser utilizado o bagaço de cana de açúcar, palha de milho e casca de arroz, entre outros.

As características termofísicas típica dos briquetes são:

- ♦ Poder calorífico superior a 19,2 MJ/kg
- ♦ Umidade: 12%
- ♦ Carbono fixo: 14%
- ♦ Voláteis: 84%
- ♦ Cinzas: 2%
- ♦ Densidade: 1200 kg/m³

4.3.1 Vantagens da utilização de briquetes

- ♦ Podem ser usados diretamente em caldeiras, lareiras, padarias, pizzarias, cerâmicas, etc, sem que seja necessária nenhuma adaptação na fornalha;
- ♦ São produzidos em tamanhos padrões: no formato de cilindros ou bolachas;
- ♦ Fornecidos em embalagens padronizadas;
- ♦ Produto higiênico sem os inconvenientes da lenha;
- ♦ Espaço de armazenagem reduzido, possibilitando assim a manutenção de estoques reguladores e de emergência;
- ♦ Sua combustão propicia uma regularidade térmica na fornalha.

4.3.2 Sistema de produção de briquetes

A seqüência de fabricação de briquetes segue a seguinte rotina:

- a) Recebimento dos resíduos no pátio da fábrica(estocagem em silos);
- b) Padronização das dimensões (picador);
- c) Secagem;
- d) Alimentação da máquina;
- e) Briquetagem: feito por uma prensa (mecânica, hidráulica ou de rolos) onde a pressão exercida entre os componentes causa uma força de fricção que aquece e força o material a passar pela boquilha com diâmetro desde 20mm até 105mm e massa específica variando entre 1000 e 1300 kg/m³. Existem dois tipos de equipamentos para produção de briquetes: tipo prensa com sistema de pistão (mecânico ou hidráulico) e por processo de extrusão;



Figura 4.1 – Briquetes em forma de bolacha e em tarugos



Figura 4.2 – Briquetadeira mecânica tipo biela-manivela



Figura 4.3 – Briquetadeira hidráulica



Figura 4.4 – Briquetadeira de extrusão por rolos

- f) Embalagem;
- g) Comercialização.

A estrutura de custos de produção é dividida da seguinte maneira: matéria-prima: 26%; energia elétrica: 5%; pessoal: 15%; despesas administrativas: 5%; peças de reposição: 5%; comercialização: 24%; e custo com financiamento: 20%.

4.3.3 Perspectivas

Pela análise da cadeia produtiva desse sistema, pode-se depreender os seguintes problemas para implementação de uma planta de produção de briquetes:

- ♦ Transporte da matéria-prima (resíduos) até a fábrica: em função da baixa massa específica aparente, portanto baixa densidade energética, tornando o transporte da matéria-prima (resíduos) oneroso.
- ♦ Heterogeneidade da matéria-prima: apresentam grande heterogeneidade (forma, teor de umidade, granulometria etc.). Conseqüentemente, o processo produtivo pode se tornar oneroso, uma vez que é necessária a padronização desse material, bem como o ajuste dos equipamentos envolvidos na produção, a fim de se obter um produto mais homogêneo e de qualidade.

A viabilidade econômica de instalação de uma planta de briquetagem está bastante relacionada com a disponibilidade de matéria-prima, a qualidade desse material, as distâncias de transporte, as tarifas de energia elétrica e, principalmente, a capacidade instalada da fábrica. Alguns estudos apontam para valores em torno de 25 a 30% de taxa interna de retorno com um *pay-back* entre três e cinco anos, o que torna bastante atrativa sua implantação.

4.3.4 Comercialização

Os briquetes têm sido comercializados das seguintes maneiras:

Sacos de ráfia de 10 a 40 kg

Caixas com 6 ou 25 unidades

Embalagens para exportação com 500 a 1000 kg

Granel

4.3.5 Fornecedores Nacionais

BIOMACHINE

Rua Independência, 105 – Itaqui – RS

<http://www.biomachine.com.br>

BIOMAX

Rua Constelação, 46 – Vila Tereza – São Leopoldo – RS

<http://www.biomaxind.com.br>

IRMÃOS LIPPEL

Rua Pitangueira, 733 – Bairro Siegel – Agrolândia – Santa Catarina

<http://www.lippel.com.br>

Fornecedores Internacionais:

HAMMEL – <http://www.hammel.de>

KAHL – <http://www.akahl.de>

AMIS – <http://www.amis-gmbh.de>

RUF – <http://www.brikettieren.de>

MILLER – <http://www.millersrl.it>

BOGMA – <http://www.bogma.com>

C.F. NIELSEN – <http://www.cfnielsen.com>

EUROBLOCK – <http://www.euroblock.com>

FASALEX – <http://www.fasalex.com>

SALMATEC – <http://www.salmatec.com>

4.4 PÉLETES

Os péletes são bastante similares aos briquetes, de mesmo formato se diferenciando apenas nas dimensões. Também são produzidos a partir de resíduos florestais e agroindustriais, com processo de fabricação semelhante ao dos briquetes.

4.4.1 Sistema de produção de péletes

A cadeia produtiva da peletização é simples: inicia-se com a coleta de resíduos, seguida da homogeneização por trituração, secagem, “peletização” e embalagem.

A seqüência geral de fabricação de péletes é muito semelhante à fabricação de briquetes, seguindo a seguinte rotina:

- a) Recebimento dos resíduos no pátio da fábrica;
- b) Padronização das dimensões (picador);
- c) Secagem;
- d) Misturador;
- e) Alimentação da máquina;
- f) Peletização: feito por uma prensa de peletização que consiste de um rolo e uma matriz. A pressão exercida entre os componentes causa uma força de fricção que aquece e força o material através de uma das perfurações da matriz. Existem dois tipos de equipamentos para produção de péletes: peletização com matriz de disco e peletização com matriz de anel. Normalmente, os péletes têm diâmetro variando entre 5 e 15 mm, 30 mm e massa específica variando entre 1000 e 1300 kg/m³;



Figura 4.5 – Péletes de bagaço de cana de açúcar



Figura 4.6 – Peletizadora

- g) Péletes;
- h) Embalagem;
- i) Comercialização.

Semelhante à indústria de briquetes, a indústria de péletes tem uma estrutura de custos de produção dividida da seguinte maneira: matéria-prima: 27%; energia elétrica: 5%; pessoal: 15%; despesas administrativas: 5%; peças de reposição: 5%; comercialização: 25%; e custo com financiamento: 20%.

4.4.2 Perspectivas

Pela análise da cadeia produtiva desse sistema, podem-se depreender os seguintes problemas para implementação de uma planta de produção de péletes. Transporte da matéria-prima (resíduos) até a fábrica: em função da baixa massa específica aparente, e portanto baixa densidade energética, tornando o transporte da matéria-prima oneroso.

- ♦ Heterogeneidade da matéria-prima: resíduos lignocelulósicos são caracterizados por apresentar grande heterogeneidade (forma, teor de umidade, granulometria)

etc.). Conseqüentemente, o processo produtivo pode se tornar oneroso, uma vez que é necessária a padronização desse material, bem como o ajuste dos equipamentos envolvidos na produção, a fim de se obter um produto mais homogêneo e de qualidade.

Como similar aos briquetes, sua viabilidade econômica de está relacionada com a disponibilidade de matéria-prima, a qualidade desse material, as distâncias de transporte, as tarifas de energia elétrica e, principalmente, a capacidade instalada da fábrica. Alguns estudos apontam para valores em torno de 25 a 30% de taxa interna de retorno com um *pay-back* entre três e cinco anos, o que torna bastante atrativa sua implantação.

4.4.3 Fabricantes Internacionais

RUF – <http://www.brikettieren.de>

FULPOW – <http://www.woodpower.com.tw>

MILLER – <http://www.millersrl.it>

BOGMA – <http://www.bogma.com>

4.5 TRITURAÇÃO

A trituração é um pré-requisito para vários processos de reaproveitamento de produtos, dentre os quais se destaca a utilização da biomassa para fins energéticos. Este processo torna-se necessário quando se visa à redução de tamanho a dimensões abaixo de 5–20 mm, proporcionando uma melhor alimentação na fornalha com aumento significativo da área do combustível.

O processo de trituração pode ser feito de diversas maneiras: compressão, impacto por compressão, desgastes nas arestas (“nibbling”), impacto, abrasão, raspagem (“shredding”), sendo que a forma e distribuição do produto variam com o tipo de biomassa e o tipo de equipamento utilizado. A energia necessária para o processamento de uma trituração é proporcional à nova superfície específica obtida, portanto, quando se deseja dimensões reduzidas, há aumento considerável de tempo e da potência gastos, o que influi nos custos.

Geralmente no processamento de trituração, os equipamentos estão distribuídos na seqüência de diminuição do tamanho de partículas. Alguns equipamentos mais utilizados para trituração de biomassa são mostrados a seguir:



Figura 4.7 – Moinho de martelos



Figura 4.8 – Moinho de bolas

Os moinhos de martelos são usados no processamento por via seca, enquanto que os de bola são comuns no processo de moagem por via úmida, porém também podem ser usados para moagem a seco. No processo via seca são usados também moinhos do tipo pendulares (figura 4.9), em associação com os moinhos de martelo.



Figura 4.9 – Moinho pendular

A granulometria do material moído nos sistemas via seca com martelos e pendulares são, via de regra, mais grossa que a atingida pelos sistemas em via úmida, seja de bolas ou de barras (figura 4.10).

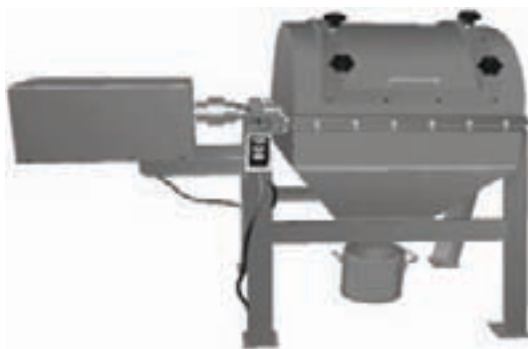


Figura 4.10 – Moinho de barras

Ao se realizar uma moagem é essencial e de suma importância a escolha adequada do tipo e forma de moagem a ser realizado, o que implica em se analisar todos os fatores, de operacionais a econômicos.

5 Processos de Conversão Energética da Biomassa

Gonçalo Rendeiro e Manoel Fernandes Martins Nogueira

Este capítulo fornece informações para a escolha, entre as quatro tecnologias citadas abaixo, da que melhor se presta para atender as necessidades de geração para um caso específico. Serão abordadas as vantagens e desvantagens das seguintes tecnologias:

- ♦ Combustão com turbina a vapor.
- ♦ Combustão com motor a vapor.
- ♦ Gasificador com motor ciclo Otto.
- ♦ Gasificador com motor ciclo diesel.

5.1 DIFERENÇA ENTRE COMBUSTÃO E GASIFICAÇÃO

Conforme visto nos capítulos 3 e 4, biomassa é um hidrocarboneto, similar à gasolina e ao óleo diesel, com a diferença que já traz oxigênio na sua estrutura química. Para liberar a energia contida nas ligações químicas desses combustíveis, é preciso fazê-los reagir na presença do ar. O oxigênio do ar reage com o carbono e hidrogênio do combustível produzindo CO_2 e H_2O , respectivamente. Uma vez definido o tipo de combustível e a sua quantidade, também está definida a quantidade mínima de ar, a razão ar/combustível estequiométrica.

A reação entre o combustível e o ar só ocorre se houver condições favoráveis e isso significa temperatura, pressão e relação ar/combustível corretas. Se for colocado mais ar que o necessário estequiométrico, a temperatura da chama diminui, podendo chegar ao apagamento. Neste caso a mistura é denominada pobre. O caso oposto, utilizando razão ar/combustível menor que a razão estequiométrica (mistura rica), vai gerar falta de oxigênio na reação. Conseqüentemente, pouco calor será liberado, novamente baixando a temperatura da chama e podendo chegar ao apagamento.

O processo de combustão ocorre com a razão ar/combustível próxima da estequiometria. Como garantia para consumir todo o combustível, os processos de combustão devem utilizar misturas levemente pobres, ou seja, com um pequeno excesso de ar (recomenda-se 3% de excesso de oxigênio). O processo de gasificação acontece em misturas com muita falta de ar (misturas ricas), ou seja, com razões ar/combustível no valor de aproximadamente um terço da razão ar/combustível estequiométrico.

O processo de combustão libera calor e tem como produto final gases e sólidos inertes como CO_2 , H_2O e cinzas. O calor liberado é utilizado em algum processo industrial, que no nosso caso é a geração de vapor de água. O processo de gasificação libera muito menos calor que a combustão e objetiva produzir gases capazes de, posteriormente, virem a reagir. O gás produto da gasificação (gás de síntese) é composto por CO , H_2 (estes dois denominados de gás de síntese), CH_4 , alcatrão, além de gases inertes como o CO_2 e N_2 . Esses gases tanto podem ser utilizados como insumo em processos químicos ou, no nosso caso, como combustível em motores de combustão interna.

5.2 CENTRAIS A COMBUSTÃO UTILIZANDO TURBINAS OU MOTORES A VAPOR

Este tipo de tecnologia já é estabelecida no Brasil e no resto do mundo, existindo uma grande quantidade de fabricantes. Basicamente, essas centrais são compostas por uma caldeira e um motor a vapor. A caldeira queima biomassa e parte do calor liberado é utilizado para transformar água da fase líquida para vapor. O motor a vapor tanto pode ser um motor alternativo ou uma turbina a vapor.

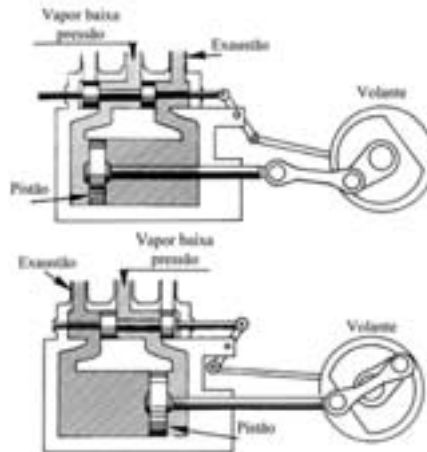


Figura 5.1 – Máquina a vapor

A máquina a vapor é um motor alternativo (figura 5.1) que expande o vapor com o movimento do êmbolo dentro de um cilindro o qual está ligado a um eixo que gira acionando o gerador elétrico. A máquina a vapor é fabricada no Brasil com potências na faixa de 40–250 kW. Os rendimentos dessas máquinas variam com a potência entre 20 e 30%, trabalhando com pressões de vapor entre 10 e 16 atm.

Turbinas a vapor possuem suas pás móveis fixadas num eixo, que por sua vez está acoplado ao eixo de um gerador. O vapor é injetado contra as pás, fazendo-as girar e, por consequência, fazendo o eixo girar. Essas turbinas são fabricadas no Brasil com potências variando entre 250 e 150.000 kW e pressão variando entre 22 e 120 atm. Um exemplo do princípio de funcionamento de uma turbina a vapor pode ser visto na figura 5.2.

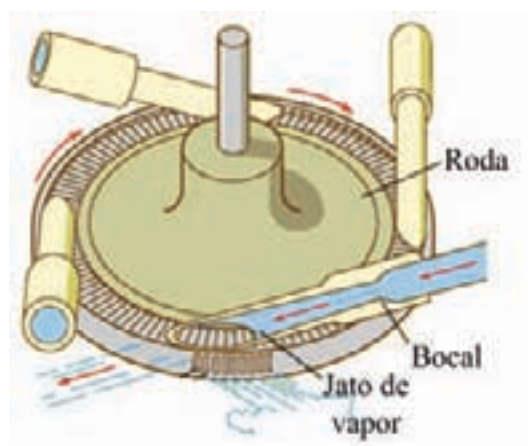


Figura 5.2 – Turbina a vapor concebida por De Laval em Estocolmo, em 1888.

O conjunto caldeira-máquina a vapor é aplicado quando pequenas potências são requeridas na faixa de 40 – 300 kVA. Este conjunto possui a eficiência e o custo de investimento de implantação inferior ao do conjunto caldeira-turbina a vapor. Por outro lado, o custo de operação e manutenção das máquinas a vapor é superior ao das turbinas a vapor.

Máquinas a vapor devem ser aplicadas para gerações de pequena potência onde exista abundância de biomassa para ser utilizada como combustível (devido à sua baixa eficiência), tenha fácil acesso para as peças e serviços de manutenção e a geração de eletricidade possa ser intermitente ao longo do ano.

Turbinas a vapor devem ser aplicadas para potências maiores (de 300 kVA a 150 MVA) que requeiram uma operação contínua, eficiente e com baixo custo de operação e manutenção.

5.3 CENTRAIS COM GASIFICAÇÃO UTILIZANDO MOTORES DO CICLO OTTO OU DIESEL

A tecnologia empregada nessas centrais ainda está em desenvolvimento, encontrando-se no presente momento num estágio pré-comercial no ano de 2007. Existem alguns fabricantes no Brasil e vários ao redor do mundo, mas todos com desempenho aquém das exigências mínimas para uma operação comercial de geração de energia elétrica. Basicamente, essas centrais possuem três componentes: o reator (gasificador), a unidade de limpeza dos gases e o grupo-gerador. No reator, a biomassa sólida é convertida em gases combustíveis quentes, ricos em alcatrão, água e particulados. O sistema de limpeza remove os poluentes e resfria o gás até a temperatura de 50°C. Esse gás é o combustível que alimenta o motor do grupo-gerador, que converte a energia contida nos gases em energia elétrica.

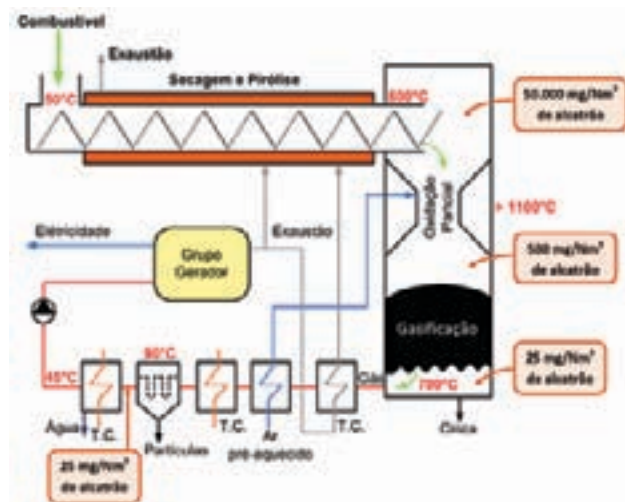


Figura 5.3 – Sistema de geração de eletricidade por gasificação de biomassa Viking. Fonte: DTU e TKEnergi AS, Dinamarca.

Quando operando com um motor do ciclo otto, por centelha, o gás é injetado juntamente com o ar. Ele substitui integralmente a gasolina e qualquer motor produzido comercialmente pode ser utilizado com pequenas modificações. A dificuldade maior é encontrar grupos-geradores com motores acima de 30 kW. Isso faz com que essa tecnologia seja possível de aplicação para potências na faixa de 1–25 kVA.

No caso de gasificadores operando como alimentadores de motores diesel, também o gás é introduzido juntamente com o ar, mas o diesel não é substituído integralmente. No mínimo 15% do consumo inicial de diesel ainda é injetado para iniciar a combustão dentro do cilindro, significando que esse sistema permite uma economia de 85% do consumo inicial de diesel. Em 2007, essa alternativa era aplicável para potências acima de 25 kVA e menor de 1 MVA, por limitação tecnológica do gasificador.

Vale a pena salientar que apesar do poder calorífico do gás ser 10 % do poder calorífico do diesel, os motores não têm sua potência nominal reduzida, pois a redução do poder calorífico é compensado pelo aumento do fluxo mássico do gás.

Cuidado especial se deve ter com os resíduos dos gasificadores, ou seja, as cinzas, e com os resíduos do sistema de limpeza dos gases, matéria rica em particulados e alcatrão. Esses resíduos podem ser utilizados na agricultura e como insumo químico, mas por serem poluentes, não podem ser lançados no meio-ambiente.

Gasificadores acoplados a motores diesel estão disponíveis no mercado para serem aplicáveis na geração entre 1 e 500 kW que possam fornecer eletricidade de maneira intermitente. Para potências acima de 500 kW e menores de 1000 kW, os equipamentos são desenvolvidos em cooperação entre os fabricantes e os usuários.

5.4 INCONVENIENTES DA COMBUSTÃO E DA GASIFICAÇÃO

As condições favoráveis para ocorrer um **processo de combustão** não são fáceis de serem produzidas uniformemente em todo o volume de uma câmara de combustão. Isso significa que localmente na câmara de combustão existem diferentes razões ar/combustível variando desde muito pobre até muito rica, mesmo sendo a razão ar/combustível total próximo da estequiométrica. Essa variação faz com que a composição dos gases na saída da chaminé de uma caldeira contenham além de CO_2 e H_2O , também CO , NO_x , C_xH_y e particulados. Essas quatro últimas espécies são poluentes e tóxicas. O particulado é o responsável pela formação de fumaça preta na exaustão dos gases. A caldeira também produz resíduo sólido da biomassa, composto de cinza (metais como K, Mg, Na, Ca, Si, Fe, P) e carvão residual. Quanto maiores forem esses dois resíduos, o gasoso e o sólido, menor a eficiência da combustão.

Em caldeiras industriais, a eficiência nominal é de 85%, mas esse valor é difícil de se obter e facilmente se encontram eficiências menores de 70%, como pode ser visto na figura 5.4.

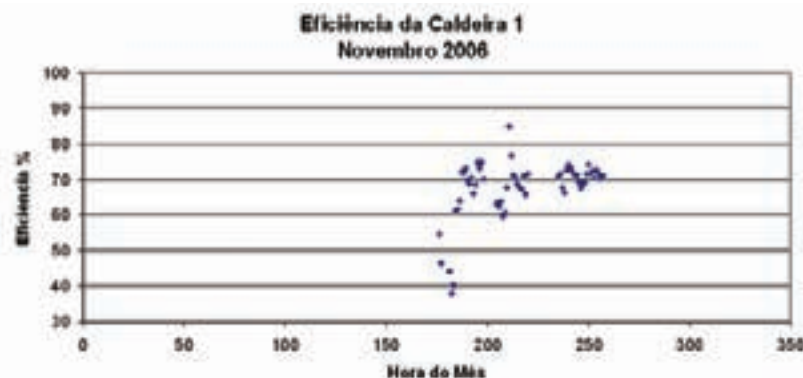


Figura 5.4 – Eficiência de uma caldeira de biomassa medida em novembro de 2006.

O **processo de gasificação** precisa de suprimento de calor para se manter. Esse calor é fornecido da combustão de uma pequena parte da biomassa a ser gasificada. Quantidade de biomassa a ser queimada é controlada pela quantidade de ar que é introduzido no reator. O calor liberado nessa combustão é utilizado para secar a biomassa, evaporar os seus compostos voláteis e gasificar o carvão residual para produzir o gás de síntese. Composição típica desse gás pode ser vista na Tabela 5.1.

Análise cromatográfica dos gases (% vol. b. s.):	
CO	24,8
CO ₂	8,7
CH ₄	1,7
H ₂	16,4
C ₂ H ₄ (etileno)	0,25
C ₆ H ₆ (benzeno)	0,14
N ₂	47,3
O ₂	0,71

Tabela 5.1 – Composição dos gases produzidos por um gasificador, após a remoção do alcatrão, particulado e água em base seca volumétrica. Fonte Ushima IPT, 2001.

Esse gás, para ser utilizado como combustível, possui as seguintes desvantagens:

O poder calorífico desse é pequeno (5 MJ/kg), quando comparado com outros combustíveis fósseis (metano é 55 MJ/kg) devido principalmente à diluição do nitrogênio do ar.

O alcatrão condensa a temperaturas abaixo de 120°C. Como o alcatrão líquido é polar, e cancerígeno, ele gruda em superfícies metálicas, causando entupimentos.

Os gases saem do reator a alta temperatura (acima de 500°C) e nessa temperatura não podem ser injetados no motor, sob pena de redução na eficiência do motor. O gás precisa ser resfriado até a temperatura de 50°C antes de ser injetado no motor.

5.5 CRITÉRIOS PARA ESCOLHA DA TECNOLOGIA

Os ciclos a vapor, por serem uma tecnologia mais tradicional, possuem seus preços bem definidos por fabricantes que garantem o desempenho e a assistência técnica dos seus equipamentos. O custo de implantação de uma central a vapor depende de sua potência. Para potências acima de 1 MW, o valor de referência em 2007 era de R\$ 2400/kW, enquanto que para centrais menores, o custo referência era de R\$ 2800/kW. O valor referência para manutenção e operação desse tipo de centrais era de R\$ 150/kW.

As centrais com gasificadores são uma tecnologia em fase de maturação. Isso significa que seus preços ainda são altos, os fabricantes ainda são poucos e os equipamentos não possuem garantia de desempenho. Para potências abaixo de 300 kW, o custo referência para instalação é de R\$ 6000/kW e o custo de operação e manutenção de R\$ 500/kW. O leitor deve usar esses números com cautela, pois eles são muito variáveis com o projeto de cada sistema. A seguir, a Tabela 5.2 resume as informações descritas acima para a seleção de sistemas.

Parâmetro de Escolha	Equipamento			
	Caldeira + Máquina a vapor	Caldeira + Turbina a vapor	Gasificador + Motor a centelha	Gasificador + Motor a diesel
Potência (kVA)	40–250	250–150.000	1–25	25–500
Eficiência (%)	9–15	13–25	20–30	25–35
Maturidade tecnológica	Sim	Sim	Não	Não
Custo de investimento R\$/kW	2.700	2.400 (> 1MW) 2.800 (< 1MW)	5.000	6.000
Custo de operação e manutenção R\$/kWh	140	150	500	500
Intermitência de fornecimento	Sim	Não	Sim	Sim
Flexibilidade variação de carga	Sim	Pouca	Pouca	Sim
Manutenção	Freqüente	Pouca	Pouca	Freqüente

Tabela 5.2 – Resumo dos critérios de seleção entre sistemas de vapor e sistemas de gasificação.

6 Centrais Térmicas a Vapor: combustão e ciclo Rankine

Gonçalo Rendeiro e Manoel Fernandes Martins Nogueira

Os ciclos térmicos de potência são utilizados para converter energia térmica em trabalho, podendo usar água ou gases como fluidos de trabalho. Quando utilizando água, estes são denominados de ciclos a vapor ou ciclo Rankine. O rendimento destes ciclos depende diretamente da condição do vapor que é gerado na caldeira. Quanto maiores forem a pressão e a temperatura do vapor, mais eficiente é o ciclo, devido à elevação da diferença entálpica do vapor entre a entrada e a saída da turbina ou máquina a vapor. Aumentando a pressão e a temperatura do vapor, mais robusto é o equipamento e, por conseguinte, mais elevado seu preço.

6.1 DESCRIÇÃO DE CICLOS A VAPOR

Os principais equipamentos que compõem um ciclo a vapor são: gerador de vapor (caldeira), superaquecedor, turbina ou máquina a vapor, condensador, pré-aquecedores de água e/ou ar e bombas de alimentação de água da caldeira. A figura 6.1 apresenta de forma esquemática o ciclo a vapor.

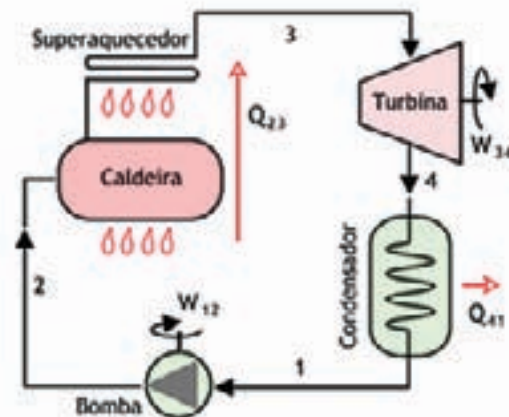


Figura 6.1 – Esquema de um ciclo a vapor

Observando a figura 6.1, o funcionamento do ciclo é descrito a seguir. A biomassa é queimada na câmara de combustão da caldeira. O calor liberado na combustão é transferido para a água, na fase líquida, que está revestindo as paredes da câmara de combustão. Recebendo o calor da combustão, a água passa da fase líquida para a gasosa, tornando-se vapor. Esse vapor de água é coletado na saída superior da caldeira e levado a escoar através de uma serpentina imersa nos gases residuais da câmara de combustão. Como esses gases estão a alta temperatura, transfere calor para o vapor, elevando a sua temperatura. Esse equipamento é denominado de superaquecedor.

Após a saída do superaquecedor, os gases residuais são enviados para a chaminé e o vapor para a turbina. O vapor; ao entrar na turbina, está na sua temperatura e pressão mais alta. Esse vapor é injetado contra as pás de uma turbina, fazendo girar o eixo da turbina, que por sua vez está acoplada a um gerador elétrico. A transformação de energia térmica em mecânica na turbina reduz a energia do vapor, reduzindo sua temperatura e pressão.

A idéia básica em aumentar a eficiência térmica de um ciclo a vapor está em aumentar a temperatura média em que calor é transferido para o fluido de trabalho, ou seja, a temperatura do fluido de trabalho deve ser a mais alta possível durante o processo de adição de calor pela combustão.

Um dos meios de aumentar essa temperatura é aumentando a pressão da caldeira, que automaticamente aumentará a temperatura em que a ebulição acontecerá. Conseqüentemente, aumentar-se-á a temperatura em que calor é transferido para o vapor, aumentando-se assim a eficiência do ciclo.

Outro ponto positivo em se aumentar a pressão da caldeira é a melhoria da qualidade do vapor, que por iniciar o processo de expansão com uma temperatura maior, termina o processo na saída da turbina com pequena quantidade condensada, conseqüentemente causando menos danos erosivos nas paredes da turbina.

Existem variantes de equipamentos a serem instaladas após a turbina. A alternativa mais simples é lançar o vapor na atmosfera, e esse ciclo é denominado de ciclo aberto. Como vapor de água não é poluente, essa é a alternativa de menor investimento, mas por outro lado a de maior custo de operação. O motivo é o tratamento da água e a temperatura de entrada da água na caldeira. A água de alimentação da caldeira deve ser neutra e limpa, portanto precisa ser tratada e isso tem o seu custo. A água ambiente está em torno dos 25°C. É então necessário elevar essa temperatura para a temperatura de vaporização, gastando combustível. A maneira mais usual de reduzir os custos de operação e aumentar a eficiência é fechar o ciclo conforme mostra a figura 6.1.

O ciclo é fechado colocando-se um condensador após a turbina. Esse condensador recebe o vapor de água que sai da turbina, retira seu calor condensando-o e tornando-o líquido, mas a alta temperatura (aproximadamente 60°C). O condensador transfere o calor do vapor para a água do sistema de resfriamento, que eleva sua temperatura em uma dezena de graus mas sem mudar de fase. O calor da água de resfriamento é lançado na atmosfera, seja por uma torre de resfriamento ou lançando a água quente em reservatórios de água como rios e lagos.

Após sair do condensador, a água do ciclo de vapor, figura 6.1, passa por uma bomba centrífuga onde sua pressão é elevada para a pressão de trabalho da caldeira, fechando o ciclo.

Há também os ciclos de cogeração a vapor, onde há utilização do calor rejeitado no condensador, ou extraíndo uma fração ou totalidade de vapor a baixa pressão na saída da turbina para ser utilizado em processos industriais que necessitem calor. Essa utilização do calor rejeitado aumenta a eficiência global do ciclo.

A figura 6.1 apresenta um ciclo a vapor com turbina, mas esse ciclo, seja aberto ou fechado, pode ser utilizado com motores alternativos, denominados de máquinas a vapor. Diferentemente das turbinas a vapor, na máquina a vapor o vapor é injetado dentro de um cilindro com o êmbolo no seu ponto morto superior, deslocando o êmbolo para o ponto morto inferior num processo de expansão que faz girar o eixo ligado ao gerador. O restante do ciclo é o mesmo.

6.2 BALANÇO ENERGÉTICO

Para especificar uma central a vapor no ciclo Rankine e quantificar o seu desempenho, é necessário entender os fluxos de energia entrando e saindo no equipamento. A figura 6.1 mostra que energia está entrando no ciclo na caldeira, na forma de calor, e na bomba, na forma de trabalho mecânico (eixo girando). Energia sai do ciclo através do condensador, na forma de calor, e na turbina, em forma de trabalho mecânico. Para fazer o balanço energético, ou seja, somar e diminuir energias, é preciso definir que sentido é positivo e qual é negativo. A Termodinâmica define calor entrando e trabalho saindo como positivos. Então, as parcelas energéticas dos diversos equipamentos da figura 6.1 seriam expressas da seguinte maneira.

Q_{cald}	Calor de combustão sendo transferido dos gases para o vapor na caldeira (entrando no ciclo)	POSITIVO
Q_{cond}	Calor removido do vapor no condensador (saindo do ciclo)	NEGATIVO
$W_{turb/motor}$	Trabalho mecânico saindo do vapor através da turbina/motor (saindo do ciclo)	POSITIVO
W_{bomb}	Trabalho mecânico entrando no ciclo através da bomba (entrando no ciclo)	NEGATIVO

Note que o ciclo Rankine pode operar tanto com uma turbina quanto com um motor alternativo, daí a notação “turb/motor”.

A lei da conservação de energia da Termodinâmica informa que num ciclo termodinâmico, a soma dos fluxos de energia na forma de calor tem que ser igual à soma dos fluxos de energia na forma de trabalho.

$$Q_{cald} - Q_{cond} = \frac{W_{turb}}{motor} - W_{bomb} \quad \text{equação 6.1}$$

A parcela da esquerda é denominada de trabalho líquido e é o que é injetado na rede elétrica para atender o consumidor final. Levando isso para uma central térmica, a potência do ciclo não é a potência da turbina. Essa potência tem que ser subtraída da potência requerida pelas bombas do ciclo e outras cargas parasitas.

A eficiência do ciclo é então definida como a razão entre a energia mecânica líquida fornecida pelo ciclo e o calor cedido pela caldeira para o ciclo, ou seja,

$$\eta_{ciclo} = \frac{\frac{W_{turb}}{motor} - W_{bomb}}{Q_{cald}} \quad \text{equação 6.2}$$

Acontece que o calor fornecido ao vapor na caldeira é uma fração do calor de reação. Parte do calor oriundo da combustão é cedido pelo vapor e parte é lançado para o ambiente na energia dos gases saindo pela chaminé, e no caso de biomassas, também energia é perdida com os rejeitos sólidos da caldeira (carvões e cinzas). Para quantificar a fração do calor de combustão que é entregue ao vapor, usa-se o conceito de eficiência da caldeira, ou seja,

$$\eta_{cald} = \frac{Q_{cald}}{Q_{comb}} \quad \text{equação 6.3}$$

Como foi visto nos capítulos 3 e 4, o calor de combustão é quantificado através do PCI, que no caso da biomassa poderia ser o PCI_u .

$$Q_{\text{comb}} = m_{\text{bio},u} \cdot PCI_u \quad \text{equação 6.4}$$

Aqui vale uma observação. Conforme descrito no capítulo 3, o cálculo do PCS, que inicia o cálculo do PCI, é medido considerando que a reação ocorre nas condições estequiométricas. Conforme descrito no capítulo 6, o processo de combustão numa caldeira acontece com excesso de ar. O excesso de ar reduz o calor de reação, conseqüentemente reduz a quantidade de calor disponível para ser entregue ao vapor. Para calcular o calor de combustão é preciso conhecimentos dos princípios de combustão que estão além do escopo deste livro e recomendo ao leitor consultar o (Turns, 2000) ou (Coelho, 1982). Por simplicidade, será adotada a equação (6.4) para calcular o calor liberado pela reação química. Reunindo as equações (6.4) e (6.3) em (6.2)

$$\eta_{\text{ciclo}} = \frac{W_{\text{turb}} - W_{\text{bomb}}}{\eta_{\text{cald}} \cdot m_{\text{bio},u} \cdot PCI_u} \quad \text{equação 6.5}$$

Essa expressão está em termos de energia (kJ), mas pode ser reescrita em termos de potência (kW) se o numerador e o denominador forem divididos por um intervalo de tempo.

$$\eta_{\text{ciclo}} = \frac{\dot{W}_{\text{turb}} - \dot{W}_{\text{bomb}}}{\eta_{\text{cald}} \cdot \dot{m}_{\text{bio},u} \cdot PCI_u} \quad \text{equação 6.6}$$

Onde os numeradores são a potência da turbina e da bomba (ou das cargas parasitas) e no denominador é o fluxo de biomassa úmida entregue à caldeira.

Note que a equação (6.6) permite relacionar a quantidade de biomassa a ser entregue na caldeira com a potência líquida que a turbina vai fornecer. Para isso, é preciso conhecer a eficiência global do ciclo (η_{global}), a eficiência da caldeira (η_{cald}) e o PCI_u , além das potências parasitas.

Para o pré-dimensionamento da planta, desprezam-se as cargas parasitas, mas é preciso levar em consideração que parte da energia entregue pelo eixo da turbina/motor ao gerador será perdido na conversão de energia mecânica em elétrica, ou seja

$$\eta_{\text{gerador}} = \frac{W_{\text{elétrica}}}{W_{\text{turb}}}{\text{motor}} \quad \text{equação 6.7}$$

Substituindo as considerações acima na equação (6.6), obtém-se a equação (6.8), que será usada para o pré-dimensionamento de centrais térmicas a biomassa por combustão utilizando ciclo Rankine

$$\dot{m}_{\text{bio},u} = \frac{\dot{W}_{\text{elétrica}}}{\eta_{\text{gerador}} \cdot \eta_{\text{cald}} \cdot \eta_{\text{ciclo}} \cdot PCI_u} \quad \text{equação 6.8}$$

A seguir, estão faixas de valores típicos das eficiências da equação (6.8). Os valores crescem com o aumento da potência da central.

Rendimento da caldeira: 80~90%;

Rendimento do gerador: 80~95%;

Rendimento do ciclo com máquina a vapor: 20~30%;

Rendimento do ciclo com turbina a vapor: 40~50%;

Note que a definição usada para escrever a equação (6.8) não envolve o condensador nem a bomba de alimentação da caldeira. A eficiência da central térmica a vapor (η_{ctv}) pode ser reescrita em termos das eficiências da caldeira, do ciclo e do gerador.

$$\eta_{ctv} = \eta_{gerador} \cdot \eta_{cald} \cdot \eta_{ciclo} \quad \text{equação 6.9}$$

Ou,

$$\dot{m}_{bio,u} = \frac{\dot{W}_{elétrica}}{\eta_{ctv} \cdot PCI_u} \quad \text{equação 6.10}$$

Portanto, o rendimento total esperado de uma planta a vapor com um motor a vapor situa-se numa faixa de 13% a 28%. Centrais a vapor com turbinas possuem seu rendimento entre 25 e 45%.

6.3 CONSUMO ESPECÍFICO DE BIOMASSA DE UMA PLANTA A VAPOR

Outra maneira de caracterizar a eficiência de uma planta a vapor consumindo biomassa é relacionando a quantidade de biomassa consumida na caldeira (kg/h) pela potência elétrica gerada (kW). Essa definição é um rearranjo da equação (6.10) e é denominado de consumo específico da central térmica a vapor ($CoEs_{ctv}$), sendo expresso em kg/h/kW ou kg/kW-h.

$$\frac{\dot{m}_{bio,u}}{\dot{W}_{elétrica}} = \frac{1}{\eta_{ctv} \cdot PCI_u} = CoEs_{ctv} \left[\frac{kg}{kW \cdot h} \right] \quad \text{equação 6.11}$$

O consumo específico de uma planta a vapor aumenta com a diminuição da potência da central. Além disso, observando a equação (6.11) o consumo específico da planta diminui (o que é bom) com o aumento da eficiência dos componentes da central e do poder calorífico úmido do combustível. Quanto menor a umidade da biomassa, maior será o PCI e menor será o consumo específico da central. A título de exemplo, a figura 6.2 mostra a curva da $CoEs_{ctv}$ de um fabricante para uma biomassa específica com 50 % de umidade, operando a 21 atm, terá um consumo específico de 2 a 5 kg/h de biomassa para 1 kW produzido.

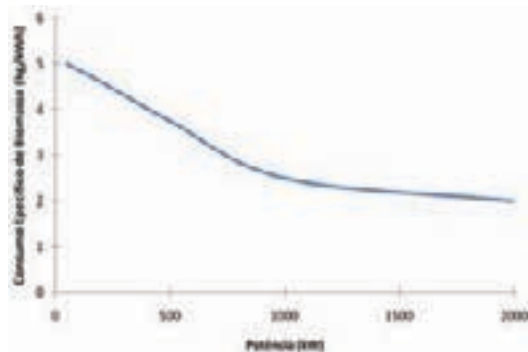


Figura 6.2 – Perfil típico do consumo específico de biomassa para suprir as necessidades de usinas de geração de energia elétrica a vapor com potência na faixa de 50 a 2.000 kW.

6.4 CONSUMO ESPECÍFICO DE VAPOR DE TURBINAS E MOTORES

Para especificar turbinas e máquinas a vapor é necessário determinar o consumo específico de vapor a ser utilizado (kg/kWh) por esses equipamentos, ou seja, quantos quilos de vapor por hora são necessários para gerar uma determinada potência. Quanto maior for este valor, mais vapor será requerido pela turbina/motor e mais combustível será consumido na caldeira. Este valor depende principalmente das características de projeto da turbina ou da máquina a vapor, ou seja, a pressão e temperatura requeridas na entrada do vapor, pressão e temperatura do vapor na saída e, finalmente, do rendimento da máquina térmica.

O conceito de consumo específico de vapor é oriundo da definição de eficiência isoentrópica de turbina a vapor. A eficiência isoentrópica de turbinas ou motores a vapor é definida como

$$\eta_{\text{turb motor}} = \frac{\dot{W}_{\text{turb motor}}}{\dot{m}_{\text{vapor}} \cdot \Delta h} \quad \text{equação 6.12}$$

Onde \dot{m}_{vapor} é o fluxo de vapor (kg/h) e Δh é a variação da entalpia do vapor entre entrada e saída da turbina ou motor (kJ/kg). Reorganizando a equação (6.12) e usando o conceito da equação (6.7), obtém-se a equação (6.13).

$$\frac{\dot{m}_{\text{vapor}}}{\dot{W}_{\text{elétrica}}} = \frac{1}{\eta_{\text{turb motor}} \cdot \eta_{\text{elétrica}} \cdot \Delta h} = \text{CoEs}_{\text{vapor}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kW} \cdot \text{h}} \right] \quad \text{equação 6.13}$$

O consumo específico de máquinas a vapor na sua condição nominal (máquina trabalha na sua condição de maior eficiência) varia entre 15 a 20 kg/h de vapor para cada 1 kW de eletricidade produzido no gerador. Por razões construtivas, estes equipamentos não admitem pressões de entrada superiores a 18 atm e estão disponíveis no mercado brasileiro para potências não superiores a 250 kW.

O consumo específico de turbinas a vapor está na faixa de 8 a 20 kg/h de vapor para cada 1 kW de potência fornecida pelo gerador. Elas são fabricadas no Brasil desde 5 kW até 60MW. Estas turbinas são projetadas para admitir pressões do vapor de entrada na faixa desde 8 até 60 atm e pressões do vapor na saída desde 0,1 atm.

6.5 CONSUMO ESPECÍFICO DE CALDEIRAS

O consumo específico de caldeiras é definido como a relação entre a vazão mássica de vapor produzido e a vazão mássica de biomassa consumida pela caldeira. Essa definição é oriunda da definição da eficiência da caldeira, equação (6.3), e do cálculo do calor de combustão, equação (6.4). Re-arrumando essas equações obtém-se a equação (6.14).

$$\eta_{\text{cald}} = \frac{\dot{Q}_{\text{cald}}}{\dot{m}_{\text{bio,u}} \cdot \text{PCI}_u} \quad \text{equação 6.14}$$

O calor da caldeira absorvido pelo vapor pode ser calculado pela expressão

$$\dot{Q}_{\text{cald}} = \dot{m}_{\text{vapor}} \cdot \Delta h \quad \text{equação 6.15}$$

Onde Δh é a variação da entalpia do vapor entre saída e entrada da caldeira (kJ/kg). Substituindo equação (6.15) em equação (6.14) e re-ordenando.

$$\frac{\dot{m}_{\text{vapor}}}{\dot{m}_{\text{bio,u}}} = \frac{\text{PCI}_u}{\Delta h \cdot \eta_{\text{cald}}} \quad \text{equação 6.16}$$

As caldeiras disponíveis no mercado brasileiro operam com rendimento na faixa de 85%. Uma caldeira operando a 21 atm e sendo alimentada com biomassa com 50 % de umidade, para um consumo médio de 1 kg/h de biomassa, ela irá produzir 4 kg/h de vapor gerado.

6.6 SEQÜÊNCIA PARA O PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE UMA PLANTA A VAPOR

Os parâmetros iniciais para começar o pré-dimensionamento de uma planta a vapor são a potência nominal da planta e o consumo específico de vapor da turbina. Com eles, a quantidade de biomassa a ser consumida pela caldeira pode ser calculada, o que determina o tamanho da caldeira. O dimensionamento dos demais periféricos da planta, ou seja, volume do tanque de condensado e a capacidade térmica do condensador são obtidos pela quantidade e qualidade do vapor a ser gerado por hora no ciclo termodinâmico. Portanto, para o dimensionamento da planta de geração de energia elétrica, pode ser seguida a seguinte rotina:

- a) Quantificar a demanda de energia a ser fornecida pela planta utilizando a curva de carga;
- b) Qualificar e quantificar a biomassa disponibilizada: conhecer o PCI – Poder Calorífico Inferior através do PCS – Poder Calorífico Superior, análise elementar e umidade;
- c) Escolher o tipo de máquina a vapor a ser utilizada no projeto: turbina ou máquina alternativa a vapor. Nesta escolha já se define o gerador de energia elétrica que tem que atender as condições de tensão, corrente, freqüência e regime de funcionamento (contínuo ou intermitente) a que estará sendo requisitado;
- d) Obter do fabricante da turbina ou máquina alternativa a vapor seu consumo específico e suas características dimensionais;
- e) Calcular a quantidade de vapor necessária para atender a demanda de energia utilizando a equação (6.11);
- f) Com a quantidade e qualidade do vapor requerida, definir o tamanho da caldeira e obter do fabricante suas características dimensionais. Definir o tipo de fornalha em função da biomassa disponibilizada;
- g) Identificar a quantidade de biomassa a ser disponibilizada. (Uma primeira aproximação pode ser 1 kg de biomassa para cada 4 kg de vapor gerado);
- h) Calcular o volume do tanque de condensado: 1,5 vezes a quantidade de vapor/h necessária no processo;
- i) Dimensionar a capacidade térmica do condensador com os dados de pressão e

- temperatura de entrada de vapor, vazão de vapor, temperatura de saída do condensado, vazão e temperatura da água de refrigeração. Obter do fabricante suas características dimensionais;
- j) Realizar um levantamento de consumo de energia da planta para definir as cargas parasitas da usina;
- k) Observar as diretrizes das normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho e Emprego, com ênfase na NR-13 – Caldeiras e Vasos de Pressão e NR-10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade.

Com estas informações torna-se possível o desenvolvimento do projeto básico de engenharia para inúmeros tamanhos de plantas de geração de energia elétrica, utilizando biomassa como combustível.

Exemplo de um Pré-dimensionamento

Uma indústria madeireira disponibiliza 2.900 kg/h de resíduos de madeira na forma de cavaco, oriunda do processo de desdobro e beneficiamento. Este resíduo é constituído de 70% de Jatobá, 20% de Maçaranduba e 10% de Roxinho. Com esta quantidade de biomassa, qual seria a melhor configuração da usina a vapor e que potência poderia ser utilizada na produção?

Dados conhecidos:

- ◆ Quantidade de resíduos disponibilizados: 2.900 kg/h;
- ◆ Geometria predominante dos resíduos: cavaco;
- ◆ Umidade média: <30%;
- ◆ PCI médio= 13 MJ/kg na base seca.

Como a biomassa úmida disponível é de 2.900 kg/h a uma umidade média de 30%, então:

$$\text{Biomassa seca disponível} = 2900 \times 0,70 = 2030 \text{ kg/h}$$

Assumindo que o consumo específico de biomassa seca da central é de 3,5 kg/kWh

$$\frac{2030}{3,5} = 580 \text{ kW}$$

Consultando os fabricantes de caldeira, verifica-se que a turbina fabricada no Brasil mais próxima desse valor é de 500 kW e que possui um consumo específico de biomassa de 3,75 kg/kWh. Assim sendo, o consumo de biomassa para atender essa turbina será de

$$3,75 \times 500 = 1875 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

A produção de vapor de uma caldeira operando com vapor a 21 atm será obtida por:

$$1 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ de biomassa} = 4 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ de vapor}$$

$$1875 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ de biomassa} = 7500 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ de vapor}$$

Consultando os fabricantes, a caldeira mais próxima desse valor é com uma produção de vapor de 8.000 kg/h a uma pressão de 21 atm:

$$8000 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ de vapor} = 2000 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ de } \frac{\text{biomassa}}{\text{h}}$$

Então, esta planta poderá ter a seguinte configuração:

- ♦ Caldeira com produção nominal de 8.000 kg/h e pressão de 21 atm. Temperatura do vapor de saída de 217°C;
- ♦ Turbina de contra pressão com entrada de vapor a 21 atm e saída a pressão de 1 atm, temperatura de entrada do vapor 216°C, rotação 7.000 rpm;
- ♦ Redutor de velocidade, entrada de 7.000 rpm e saída para 1.800 rpm;
- ♦ Gerador 500 kW/380V/1800 rpm. Alternador Síncrono Trifásico, tipo industrial, sistema de excitação brushless (sem escovas), regulador eletrônico de tensão;
- ♦ Condensador com capacidade para condensar 7.500 kg de vapor a uma pressão de 1 atm, entalpia de vaporização = 2,3 MJ/kg, e temperatura de 80°C. O calor a ser removido no condensador, admitindo que a temperatura do condensado seja de 80°C.

$$Q = 7500 \cdot 2300 + 7500 \times 4,18 \cdot (100 - 80)$$

$$Q = 17,6 \frac{\text{MJ}}{\text{h}}$$

O projeto do condensador irá depender das condições de entrada do fluido de refrigeração a ser utilizado. Normalmente utiliza-se água de um manancial próximo ou, quando escassa, utiliza-se torre de resfriamento em circuito fechado.

Tanque de condensado com volume de 12.000 litros

- ♦ Cargas parasitas obtidas junto aos fabricantes:
 - Caldeira: 50 CV (36,77 kW).
 - Condensador: 20 CV (14,71 kW).

Total das cargas parasitas: 70 CV (51,48 kW), representando 10,3% da potência disponibilizada pelo gerador.

Potência disponibilizada para a produção: 448,52 kW.

Obtendo os dados dos fabricantes dos equipamentos:

- ♦ Rendimento da caldeira: 84%.
- ♦ Rendimento do transporte de calor nas tubulações: 90%.
- ♦ Rendimento do turbogerador: 30%.
- ♦ O rendimento total esperado da planta a vapor será de 22,68%.

7 Centrais Térmicas por Gasificação

Gonçalo Rendeiro, Manoel Fernandes Martins Nogueira e Hendrick Zárate

Geração de eletricidade com gasificação de biomassa é uma atividade com uma longa cadeia produtiva, onde cada elo da cadeia é essencial ao bom funcionamento da operação seguinte. A figura 7.1 mostra a cadeia, indicando as etapas da cadeia produtiva. Não levar em consideração uma das etapas compromete toda a cadeia.

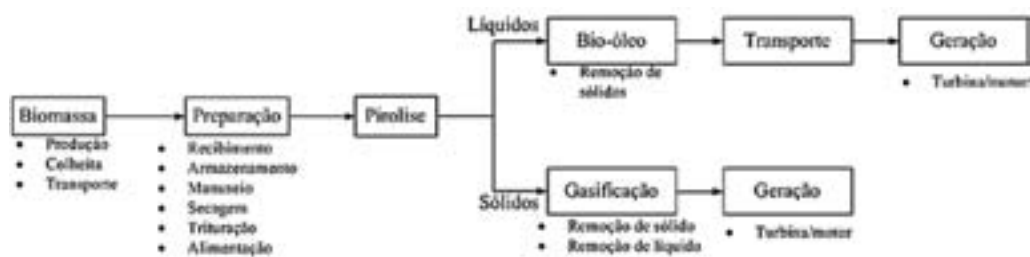


Figura 7.1 – A cadeia completa do uso de biomassa e gasificação para geração de eletricidade

Características da Biomassa para Uso em Gasificadores

Gasificadores exigem que a sua biomassa de alimentação tenha uma especificação própria, que depende do projeto do gasificador. Como estes combustíveis diferem muito em suas propriedades químicas, físicas e morfológicas, terão diferentes exigências do método de preparação. Por isso é necessário conhecer as propriedades da biomassa disponível e adaptá-la às exigências do gasificador. As principais características da biomassa que devem ser controladas são:

Composição elementar: a composição elementar da biomassa define o seu poder calorífico (inclusive o valor do PCI) e a capacidade poluidora. Com relação a esse último, cuidado deve-se ter na utilização de biomassas com teores de enxofre e nitrogênio. Biomassas vegetais geralmente possuem baixos teores desses elementos, o que não acontece com biomassas animais.

PCI: o poder calorífico influencia a escolha do combustível. Para fins de gasificação é preciso considerar o poder calorífico inferior levando em conta o conteúdo real de umidade do combustível. Para determinar o PCI é necessário conhecer o PCS, o qual pode ser calculado ou medido, dependendo do tipo de precisão desejada. Para biomassas amazônicas podemos utilizar a Tabela 3.4; no caso de biomassas européias pode-se utilizar a base de dados Phyllis(Ecn-Biomass, 2008). Já o PCI da biomassa úmida pode ser determinado em função do PCI da biomassa seca, teor de hidrogênio e utilizando a equação (3.11).

Teor de Umidade: Já que o poder calorífico do gás produzido pelo gasificador depende da umidade do combustível, uma elevada umidade reduz a temperatura da reação, porque o calor gerado também será empregado para vaporizar a água contida na biomassa. Devido a isso, esta energia não será usada nas reações de redução e também pode dificultar a destruição do alcatrão. Para o gasificador Downdraft é recomendável não operar com umidades superiores a 30%.

Granulométrica: Todos os gasificadores têm limitações no que se refere à dimensão das partículas de biomassa. O combustível formado por grãos finos pode ocasionar problemas na seção de circulação do gasificador e também pode provocar quedas de pressão que originariam baixas temperaturas e produção de alcatrão, devido à alta proporção de pó no gás. O tamanho excessivo das partículas produz uma menor reatividade do combustível, o que gera problemas no início da combustão da biomassa, qualidade baixa do gás e problemas de transporte através do equipamento.

O tamanho aceitável da partícula depende do desenho do sistema de gasificação. Em geral, os gasificadores que utilizam madeira funcionam com partículas de 8×4×4 cm a 1×0,5×0,5 cm. Para gasificadores de carvão vegetal geralmente são utilizadas partículas de 1×1×1 cm a 3×3×3 cm.

Tipo de Gasificador	Extração por Baixo	Extração por Cima	Leito Fluidizado	Reagentes Pré-misturados
Tamanho (mm)	20-100	5-100	10-100	< 1
Teor de umidade (% bu)	< 1520	< 50	< 40	< 15
Teor de Cinzas (% bs)	< 5	< 15	< 20	< 20
Massa Específica Aparente (kg/m ³)	>500	>400	> 100	> 400
Temperatura de fusão da Cinza (°C)	>1250	>1000	>1000	<1250

Tabela 7.1 – Requisitos para a biomassa de diferentes tipos de gasificadores

Massa específica aparente: a massa específica aparente é definida como o peso por unidade de volume do combustível simplesmente empilhado. Os combustíveis de elevada massa específica a granel têm vantagens porque possuem um alto valor de energia por volume. Por consequência, necessitam menos espaço para seu armazenamento e são de fácil transporte.

Os combustíveis de baixa massa específica a granel podem ocasionar uma baixa vazão do gás, chegando a reduzir o poder calorífico do gás e podendo causar uma possível combustão na zona de redução. As massas específicas podem ser melhoradas com a conversão da biomassa em briquetes, péletes ou cavacos. A massa específica aparente pode variar de 100–1000 kg/m³ e a Tabela 3.4 mostram-se massas específicas aparentes para alguns tipos de biomassa. Deve-se considerar que esta massa específica varia consideravelmente conforme a umidade e o tamanho da partícula.

Teor de cinzas e sua composição: as cinzas, resíduos da combustão de biomassa, são compostas de substâncias inorgânicas e metálicas. O teor de cinza da biomassa varia de 0,1%, no caso da madeira, até 15% em alguns materiais agrícolas. As cinzas podem ocasionar diversos problemas em razão de sua possível fusão e acumulação. A temperatura de fusão da cinza depende da sua composição. A fusão da cinza causa a formação de escória, que permite a formação de canais preferenciais de escoamento no reator e o bloqueio por entupimento das grelhas.

Não se observa formação de escória em combustíveis que possuem conteúdos de cinza inferiores a 6%. É possível encontrar uma considerável formação de cinzas em conteúdos superiores a 12%. A avaliação da formação de escória para o conteúdo de cinza de 6 a 12 % dependerá da temperatura de fusão das cinzas.

Teor de voláteis: o teor de voláteis tem impacto direto no teor de alcatrão dos gases. Quanto maior o teor de voláteis, maior o teor de alcatrão nos gases dentro do reator. O teor de voláteis para biomassa vegetal varia de 50–80% e alguns valores de biomassas amazônicas podem ser vistos na Tabela 3.4.

7.1 CLASSIFICAÇÃO DE GASIFICADORES

A tecnologia de projeto dos gasificadores, sejam eles de pequeno ou grande porte, possui a seguinte classificação.

Quanto ao suprimento de calor para o reator

- ♦ Fonte interna: parte de biomassa é queimada dentro do reator para gerar calor.
- ♦ Fonte externa: calor produzido externamente ao reator e introduzido via trocador de calor.

Quanto à pressão interna do reator

- ♦ Pressurizados: pressão interna muito superior à pressão atmosférica.
- ♦ Atmosférico: pressão interna levemente abaixo da pressão atmosférica.

Quanto ao suprimento de oxidante

- ♦ Com suprimento de ar.
- ♦ Com suprimento de oxigênio.
- ♦ Com suprimento de vapor de água.

Quanto ao arranjo do reator

- ♦ Leito fixo: a biomassa fica apoiada numa grelha.
- ♦ Leito fluidizado: biomassa fica em suspensão.
- ♦ Reagentes pré-misturados: biomassa e oxidante são misturados previamente e, então, injetados no reator.

7.1.1 Gasificadores de Leito fixo

Nos gasificadores de leito fixo a biomassa repousa sobre uma grelha como um leito poroso, e os gases, externo ou oriundo da biomassa, fluem através dela. Esse tipo de gasificador é adequado para produção de pequenas potências (< 1000 kW_t). Essa tecnologia é subdividida em quatro tipos de arranjos: com a extração dos gases por cima da biomassa (updraft), com extração por baixo da biomassa (downdraft), com extração transversal à biomassa (cross draft) e os multi-estagiados.

Gasificadores com extração por cima (updraft – figura 7.2)



Figura 7.2 – Gasificador de extração por cima (updraft)

Aqui a biomassa é alimentada pelo topo do gasificador e fica apoiada sobre uma grelha. À medida que a biomassa passa pelos diferentes processos térmicos no interior do reator, ela vai se movendo contra a grelha, pois o produto do processo final é a cinza, que passa pela grelha

e cai no cinzeiro. Já o ar faz o movimento ascendente, entrando por baixo da grelha, cruzando a biomassa e saindo por cima. O ar, passando pela grelha, encontra carvão de biomassa a alta temperatura. O oxigênio do ar reage com a superfície do carvão, formando uma combustão incandescente e liberando calor e CO_2 . Como a quantidade de oxigênio é aproximadamente um terço da quantidade estequiométrica, todo o oxigênio é consumido na etapa de oxidação e os produtos da oxidação (calor, CO_2 , H_2O da umidade do ar, CO , N_2) são transferidos, num movimento ascendente, para o restante do carvão que reage conforme explicado no item 3.2. O produto da área de redução, que são gases a alta temperatura ($\sim 500^\circ\text{C}$), CO , H_2 , CH_4 , CO_2 e N_2 , cruzam a uma região de biomassa seca, elevando a sua temperatura acima do limite de pirólise. A biomassa então libera seus voláteis, incluindo o alcatrão que se junta aos gases no movimento ascendente. Essa mistura de gases, agora em mais baixa temperatura ($\sim 250^\circ\text{C}$) cruza a parte da biomassa úmida, provocando a sua secagem e removendo o vapor de água. A mistura de gases é removida pela parte superior a uma temperatura baixa (tab 7.2).

As vantagens desse gasificador são: a sua simplicidade; o consumo de biomassa por área de reator é alto; e a temperatura dos gases na saída é relativamente baixa. Como o vapor de água de secagem não cruza a região de oxidação, biomassas com altos teores de umidade podem ser usadas ($< 60\%$ bu) e o reator pode operar com granulometria de biomassa bastante pequena (ver tabela 7.1). A principal desvantagem desse equipamento é o grande teor de alcatrão e voláteis nesses gases (ver tabela 7.2). Isso não é problema se os gases forem utilizados para gerar calor num processo de combustão, pois esses gases são combustíveis e elevam o valor do PCI. Por outro lado, se esses gases forem utilizados num motor de combustão interna, os gases teriam que ser resfriados a menos de 60°C , causando a condensação de alcatrão, o que compromete a operação dos motores. Nesse caso seria necessário que o gás passasse por um sofisticado sistema de limpeza para reduzir os teores de alcatrão e umidade aos níveis toleráveis.

Gasificadores com extração por baixo (downdraft – figura 7.3)

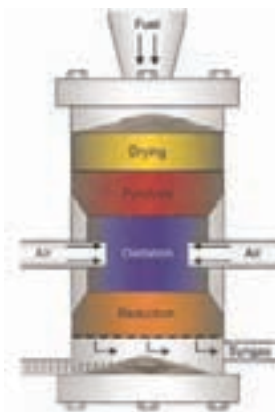


Figura 7.3 – Gasificador com extração por baixo (downdraft).

Nestes gasificadores, de maneira similar que os de extração por cima, a biomassa combustível é alimentada por cima, apoiada na grelha e escoando de cima para baixo. Por outro lado, o movimento do gás, em vez de ser ascendente, é descendente, sendo retirado por baixo do reator. Aqui o ar é injetado lateralmente, no sentido radial, de maneira que ele se misture com o carvão, formando uma região de incandescência e liberando calor. Esse calor é transferido por condução, tanto para a biomassa acima da região de oxidação quanto abaixo. A biomassa acima já está seca e o

calor da região de oxidação a faz pirolisar e emitir os voláteis (inclusive alcatrão). Esses voláteis têm que escoar por baixo, passando pela região de oxidação, misturando-se com o ar e entrando em combustão. Como a reação gasosa é mais fácil de ocorrer, o alcatrão é prioritariamente queimado, economizando o carvão que passa pela região de oxidação, acumulando-se na região de redução (abaixo da região de oxidação). O alcatrão que não reage com o oxigênio é craqueado em razão de ter que passar por uma região de alta temperatura (quanto maior, melhor). A região de redução recebe o calor oriundo da oxidação, além dos seus produtos CO_2 e H_2O . O carvão entra então num processo de redução e os produtos dessa região, que são o gás de síntese e a cinza, passam para baixo da grade.

A vantagem desse arranjo é que a maior parte do alcatrão produzido na pirólise é destruído na oxidação, fazendo com que o gás de saída tenha baixo teor de alcatrão ($<100 \text{ mg/Nm}^3$). Gás com esse teor ainda não é propício para utilização em motores, mas reduz drasticamente o sistema de limpeza de gás. As desvantagens são que os gases interagem com a região de particulados finos, arrastando-os consigo para fora do gasificador. O gás também está a alta temperatura (ver tabela 7.2) necessitando ser resfriado para poder ser injetado em motores. Outra desvantagem é que esses gasificadores não podem ser utilizados em grandes potências, pois o aumento da seção transversal do reator dificulta a chegada do oxigênio na região central, criando uma zona fria por onde o alcatrão não é destruído. A potência máxima que esses gasificadores se aplicam é de 500 kW_e .

A biomassa para esse gasificador deve ter umidade menor que 25%bu (água vai cruzar zona de oxidação, reduzindo sua temperatura) e não pode operar com partículas muito pequenas (na faixa de 4–10 cm) para não bloquear o escoamento dos gases.

Gasificadores Imbert (figura 7.4)

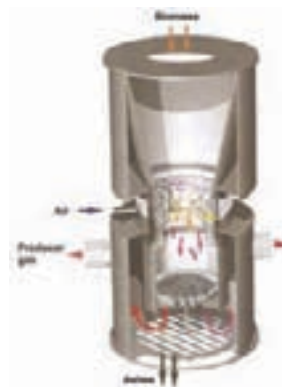


Figura 7.4 – Gasificador de extração por baixo com garganta

Para melhorar a eficácia do gasificador de extração por baixo na destruição do alcatrão e, conseqüentemente, simplificando o sistema de limpeza e melhorando a qualidade final do gás, Imbert, em 1920, desenvolveu uma garganta em forma de “V”, conforme mostra a figura 7.3. Conforme descrito acima, o motivo para que o alcatrão não seja destruído ao passar pela região de oxidação é a não uniformidade na distribuição de temperatura nessa região e/ou o alcatrão passar por ela muito rapidamente. A garganta em “V” combate ambos os problemas, criando uma zona uniforme de alta temperatura e obrigando os gases de pirólise a passar por ela para serem consumidos ou craqueados. A zona de oxidação é localizada na parte mais estreita da garganta e a injeção de ar acontece imediatamente antes da garganta. Esse arranjo é bastante eficiente na destruição do alcatrão, mas vai perdendo eficiência à medida que o diâmetro do reator vai crescendo.

Gasificadores com fluxo transversal (crossdraft – figura 7.5)



Figura 7.5 – Gasificador de fluxo cruzado – Crossdraft

Nestes gasificadores, novamente a biomassa é alimentada pelo topo e apoiada numa grelha, tendo o movimento descendente à medida que a cinza é removida. Já a entrada de ar e a saída de gás de síntese estão diametralmente opostas na seção transversal do reator. Esse gasificador opera principalmente com carvão, pois o tempo de residência dos gases no interior do reator é muito pequeno. Se o combustível tiver altos teores de voláteis, não haverá tempo para queimar ou craquear o alcatrão. A temperatura dos gases na saída é muito grande ($>1000^{\circ}\text{C}$) quando operando com carvão.

A vantagem desse arranjo é que operando com carvão vegetal (se for de boa qualidade), os teores de alcatrão envolvidos são tão baixos que reduz o sistema de limpeza a ciclones e filtros.

Tipo de Gasificador	Extração por Baixo	Extração por Cima	Extração Transversal (Carvão)
Biomassa combustível			
Teor de umidade (%bu)	12 (max 25)	43 (max 60)	10–20
Teor de cinzas (%bs)	0,5 (max 6)	1,4 (Max 25)	0,5–1,0
granulometria (mm)	20–100	5–100	5–20
Temp dos gases na saída ($^{\circ}\text{C}$)	700	200–400	1250
Teor de alcatrão (g/Nm ³)	0,015–0,5	30–150	0,01–0,1
Eficiência nominal térmica com gases quentes (%) – para geração de calor	85–90	90–95	75–90
Eficiência nominal térmica com gases frios (%) – para geração de calor	65–75	40–60	70–85
PCI do gás (MJ/kg)	4,5–5,0	5,0–6,0	4,0–4,5

Tabela 7.2 – Características de gasificadores de leito fixo

Comentários finais sobre gasificadores de leito fixo

Para a geração de eletricidade em pequenas potências, os gasificadores de extração por baixo são os mais apropriados por combinarem menores teores de alcatrão com simplicidade de operação. Os principais problemas de operação desses gasificadores são o teor de alcatrão nos gases produzidos, explosão, bloqueio do fluxo de biomassa dentro do reator e corrosão.

Não foi ainda desenvolvido um arranjo de gasificador de extração por baixo que produza gases isentos de alcatrão. A produção indesejada de alcatrão é causada por uso de biomassa com características impróprias: morfologia, umidade, distribuição de tamanho e escoamento não uniforme do carvão. Para esse último, se a biomassa não escoar uniformemente, são formados canais preferenciais de escoamento dos gases, fazendo com que a temperatura do restante da biomassa reduza, parando as reações. O período transiente (partidas e paradas) também aumenta o teor de alcatrão nos gases. Esses gasificadores devem trabalhar em regime permanente próximo à condição nominal.

Explosões podem ocorrer como resultado do vazamento do gás de síntese através do sistema de alimentação de biomassa, descarga de cinza ou outros pontos de vazamento. Após a parada do gasificador, gás combustível fica no interior do reator. Se o reator for ligado imediatamente a seguir, explosões podem ocorrer. Portanto, é preciso ventilar o reator entre paradas e partidas.

O escoamento de biomassa pode ser interrompido dentro do reator pela formação de “pontes” de biomassa. Essas pontes acontecem por uma combinação de massa específica aparente, morfologia e distribuição de tamanho.

Corrosão pode aparecer nas paredes das regiões de alta temperatura dentro do reator como, por exemplo, a parede da garganta. Essa corrosão é provocada pelos elementos contidos na biomassa, como o cloro.

7.2 SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO

Os sistemas de alimentação de combustíveis sólidos estão compostos geralmente por um silo, sistema de alimentação do silo e um dosador (figura 7.6). A escolha do sistema de dosador está diretamente relacionada com a distância a ser percorrida, o tipo de biomassa, granulométrica e umidade da mesma. Geralmente utilizamos dois tipos de dosadores: pneumático e por parafusos sem fim. Devido ao tipo de granulométrica utilizada em gasificadores de leito fixo, não é recomendável a utilização de transporte pneumático. Sistemas com parafusos sem fim são os mais utilizados para esse tipo de gasificador.

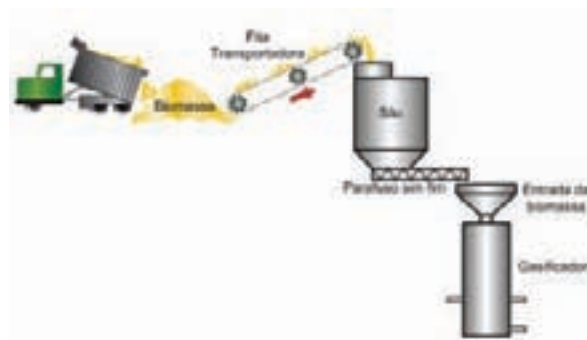


Figura 7.6 – Sistema de alimentação

Outro ponto importante a ser considerado é a entrada de ar no gasificador durante a alimentação com biomassa. É possível evitar este problema criando um sistema composto por duas zonas de alimentação sucessivas, de maneira que a primeira zona tenha contato com o lado externo, através de uma entrada onde será introduzido o combustível. Após a biomassa ser colocada na

máquina, fechamos a primeira entrada e, só então, abrimos a válvula que dá à biomassa acesso ao corpo do gasificador figura 7.7.

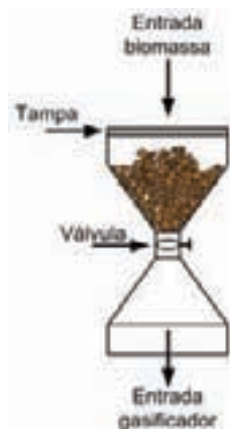


Figura 7.7 – Alimentação de biomassa do gasificador

7.3 SECAGEM DA BIOMASSA

Para produzir um combustível com a umidade requerida pelo projeto do gasificador, a biomassa deve ser submetida aos seguintes processos de secagem: ao ar livre ou através de estufas ou secadores.

As principais vantagens da secagem natural ou ao ar livre são:

- ♦ Economia.
- ♦ Simplicidade.
- ♦ Uso de energia natural.

As principais vantagens da secagem com estufa ou secador são:

- ♦ Redução do período de tempo de secagem.
- ♦ Maior controle sobre os defeitos de secagem.
- ♦ Possibilidade de eliminar ataques de fungos e insetos.
- ♦ Redução da umidade da biomassa a teores pré-determinados, em qualquer época do ano.
- ♦ Dispensar a utilização de grandes pátios necessários para secagem natural de grandes volumes de madeira.

A escolha do tipo de secagem está em função de variáveis como umidade da biomassa, tempo de secagem previsto, espaço físico disponível e capital.

7.4 SISTEMA DE LIMPEZA

Partículas sólidas podem ser abrasivas e, misturadas ao alcatrão, podem ser responsáveis pelo entupimento de válvulas, tubulações e travamento de partes móveis. Devido a isto, estes contaminantes são altamente indesejáveis ao final do processo de gasificação, exigindo assim um sistema de limpeza após a saída dos gases do gasificador. Um sistema de gasificação, para ser utilizado com motores de combustão interna, deve emitir um gás com no máximo 10mg/Kg³ de alcatrão e particulado.

7.4.1 Arranjo dos Sistemas de Limpeza

Devido aos diferentes tipos de gasificadores e de combustíveis empregados, os gases produzidos e a quantidade de particulado e alcatrão varia de acordo com cada situação. Sendo assim, a estratégia de limpeza dos gases deve ser baseada nos padrões de limpeza requeridos pela aplicação, a ordem de remoção, temperatura, tamanho do equipamento, custo, consumo de água, etc.

O primeiro passo para a produção de um gás limpo é a escolha do tipo de gasificador que minimize a quantidade de alcatrão e particulados a serem removidos. O segundo passo é determinar a seqüência de remoção dos contaminantes para a instalação seqüencial dos separadores, de acordo com as necessidades de utilização dos gases. É necessário remover o alcatrão, a água e os particulados na ordem correta e na temperatura ideal para tornar o processo eficiente. Se os gases são imediatamente resfriados, o carvão residual junto à água e ao alcatrão é removido, mas é necessário tomar precauções com a remoção desses resíduos, pois os mesmos formarão um único tipo de material que poderá entupir válvulas e tubulações.

Se os particulados são removidos primeiramente a uma temperatura superior ao ponto de condensação do alcatrão (~ 300°C), os outros contaminantes poderão ser extraídos separadamente de maneira mais eficiente. O alcatrão seria retirado em segundo lugar sendo condensável a aproximadamente 150°C, e por último seria retirada a água, a uma temperatura média de 30 – 60°C. Uma relação entre temperatura e cada operação de limpeza pode ser observada na figura 7.8.



Figura 7.8 –Relação esquemática de temperatura do gás para remoção de contaminante

O passo final é escolher o melhor meio de depositar o material coletado do gasificador, pois diversos dos contaminantes são agentes cancerígenos e outros causam problemas respiratórios.

Separadores Secos

Câmara de Deposição Gravitacional

É um dos dispositivos mais simples para a separação de material particulado. O princípio de funcionamento baseia-se na gravidade, onde quanto maior a distância fornecida para o trajeto da partícula, menor será sua velocidade terminal e maior será a chance dessa partícula ser coletada, como mostrado na figura 7.9. Técnicas de projeto de câmara de deposição gravitacional podem ser consultadas em (Lacava e Carvalho).

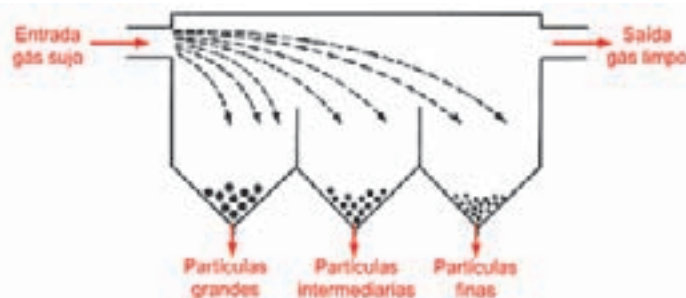


Figura 7.9 – Câmara de deposição gravitacional

Separadores Ciclônicos

Os separadores ciclônicos são os separadores mais simples e baratos para a separação de partículas e de gotas. Nesse tipo de separador os produtos da combustão entram tangencialmente, e a força centrífuga atira as partículas e gotas contra a parede cilíndrica. Após o choque, as partículas deslizam para parte inferior, onde serão coletadas. O movimento dos gases é mostrado na figura 7.10, indicado pelas espirais. Em geral os ciclones removem partículas maiores que $10\mu\text{m}$. Técnicas de projeto de separadores ciclônicos podem ser consultadas em (Lacava e Carvalho) and Reeds.

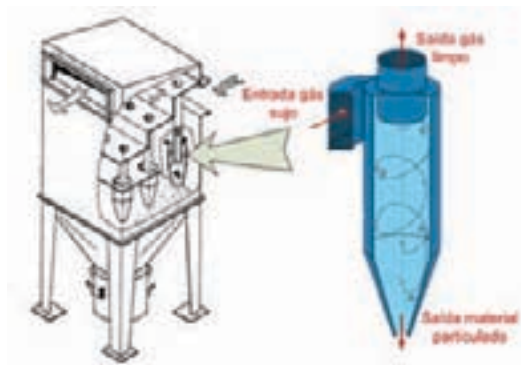


Figura 7.10 – Filtro ciclônico

Precipitadores eletrostáticos

O precipitador eletrostático (ver figura 7.11) é um separador de partículas altamente eficiente para pequenas dimensões. Esse dispositivo produz uma carga elétrica nas partículas, as quais são atraídas para eletrodos de coleta, por ação das forças eletrostáticas.

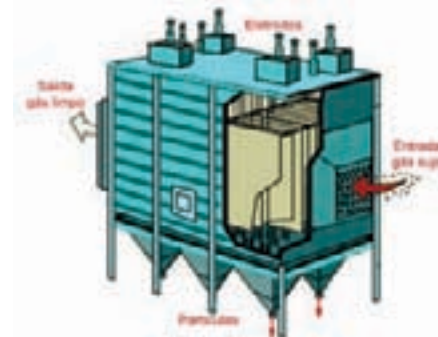


Figura 7.11 – Precipitador eletrostático

Separadores Úmidos

Há vários tipos de separadores úmidos, mas um dos mais simples e comumente utilizado é o separador do tipo Spray, mostrado na figura 7.12.



Figura 7.12 – Separador do tipo Spray

A remoção das partículas resulta da colisão das mesmas com as gotículas de água. Os produtos da gasificação fluem para cima e se encontram com as partículas de água formadas por nebulizadores tipo pressão. Um eliminador de névoa no topo do dispositivo remove a água arrastada pelos gases, os gases limpos saem pelo topo e a água com partículas é removida por baixo.

Filtros

FILTRO DE MANGA

Os filtros de manga (figura 7.13) são utilizados para a remoção de partículas finas (abaixo de $10\mu\text{m}$). O seu *design* consiste de um ou mais sacos (mangas) em fibrosos suportados por bocais metálicos, por onde os gases devem passar. As partículas ficam presa nas mangas, e quanto mais material particulado é aprisionado, maior é a queda de pressão. Conseqüentemente, é necessário injetar gases limpos no interior das mangas ou excitar uma vibração para que provoque o desprendimento do material particulado e seja removido no fundo do filtro. Técnicas de projeto de filtros de manga podem ser consultadas em Reeds.



Figura 7.13 – Filtro de manga

Filtro de Biomassa

Para a separação de particulado e alcatrão pode ser utilizado um filtro de biomassa. Este filtro consiste de uma caixa contendo biomassa (caroço de açaí é bastante eficiente) por onde o gás produzido no gasificador é forçado a passar pela cama de biomassa, que reterá o material particulado e o alcatrão. Para a utilização desse tipo de filtro é necessário que os gases sejam previamente resfriados a uma temperatura inferior à temperatura de pirólise da biomassa, de forma que o filtro não pirólise a biomassa contida nele.



Figura 7.14 – Filtro de biomassa

7.4.2 Exemplos de Sistemas de Limpeza

Sistema 1 apresentado na figura 7.15

Neste sistema, o primeiro passo para dimensionamento de sistema de limpeza é cumprido com êxito, onde o gasificador escolhido para a produção de gás é do tipo downdraft.

O segundo passo também é cumprido de acordo com as sugestões da figura 7.8, onde primeiramente é removido o particulado com a utilização de dois separadores ciclônicos colocados em série. Após passar pelos separadores ciclônicos, ainda podem restar finos de particulados e esses são removidos pelo sistema primário de lavagem do tipo Spray, que além de remover particulados, retira calor dos gases de forma a reduzir a temperatura. Quando os gases vão para o sistema secundário de lavagem, após passar pelo sistema primário e pelo resfriamento, os gases já estarão a temperaturas baixas suficientes para que o alcatrão seja condensado e removido.

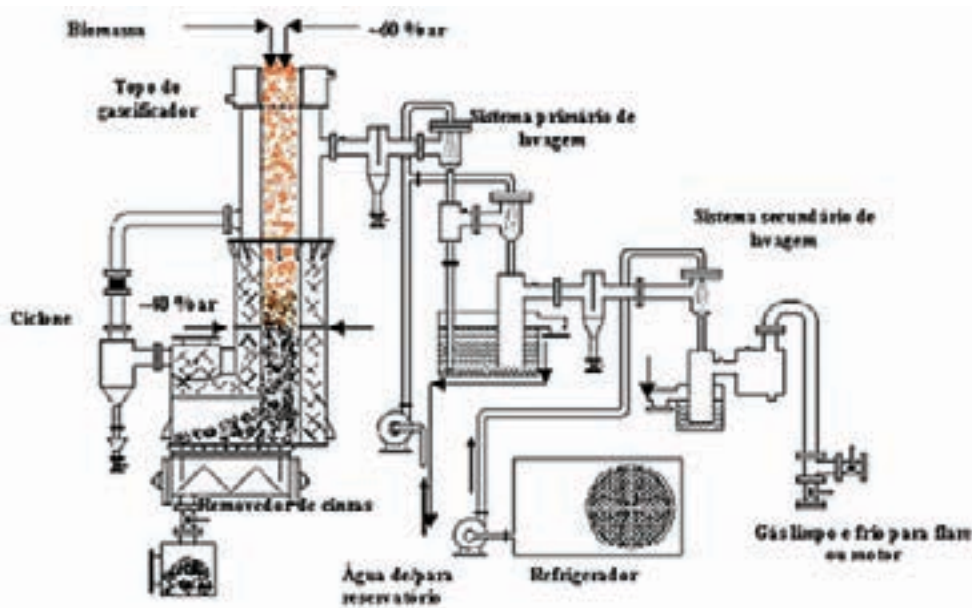


Figura 7.15 – Sistema de gasificação de biomassa com utilização de filtros úmidos. Fonte: Instituto Indiano de Ciências.

Sistema 2 apresentado na figura 7.16

Neste sistema, o primeiro passo para dimensionamento de sistema de limpeza é cumprido com êxito, onde o gasificador escolhido para a produção de gás é do tipo downdraft.

O segundo passo também é cumprido de acordo com as sugestões da figura 7.16, onde primeiramente é removido o particulado com a utilização de um separador ciclônico. Após passar pelo separador ciclônicos, o gás entra num sistema de resfriamento para baixar a sua temperatura abaixo do ponto de condensação do alcatrão, para que o alcatrão possa ser removido ao passar pelo filtro de biomassa. Nesta etapa, o filtro de biomassa poderá representar riscos, caso os gases não tenham sua temperatura reduzida abaixo do ponto de pirólise da biomassa, pois caso isso ocorra a biomassa contida no filtro poderá pirrolisar e contaminar o motor com altos teores de alcatrão.

O terceiro passo é contemplado por este sistema, pois o alcatrão coletado pelo filtro de biomassa poderá se tornar combustível ao alimentar o gasificador junto à biomassa do filtro de biomassa, quando feita a substituição da biomassa do filtro.

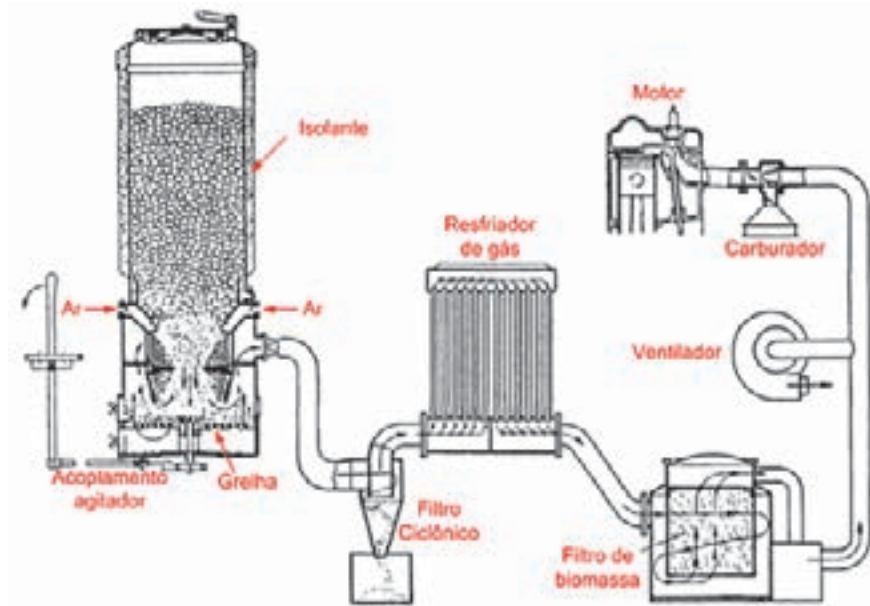


Figura 7.16 – Sistema de gasificação de biomassa com utilização de filtros secos

7.4.3 Sistema de Alimentação do Gás no Motor

O gás produzido no gasificador, limpo e resfriado no sistema de tratamento de gases, deve ser introduzido no motor através do sistema de alimentação dos gases, sendo misturado com o ar de alimentação. Um esquema para exemplificar o sistema de mistura de gases no sistema coletor dos motores, seja diesel ou otto, está mostrado na figura 7.17.

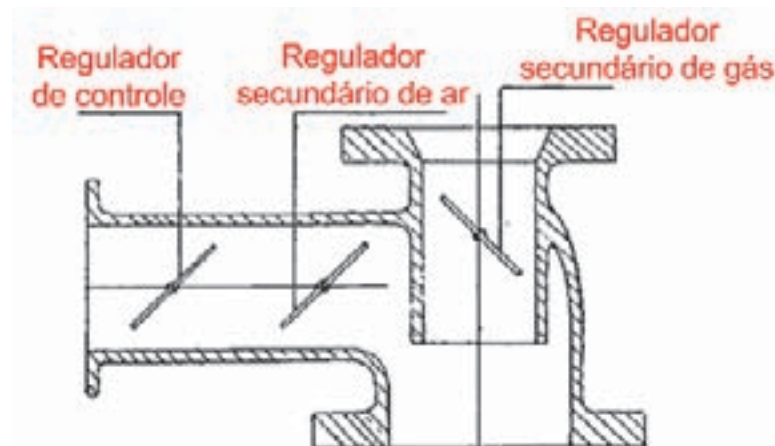


Figura 7.17 – Alimentação do gás no motor

7.5 MOTORES CICLO OTTO

O gás gerado pelo gasificador, para o caso de madeira, tem um poder calorífico de aproximadamente 5 MJ/kg; e a mistura deste com ar, em torno de 2,3 MJ/kg. A gasolina geralmente apresenta um poder calorífico de 43,9 MJ/kg, e misturada com ar pelo carburador desenvolve um poder

calorífico em torno de 3,6 MJ/kg. De acordo com esta relação, vemos que existe uma perda de potência no motor de 35%.

Esta perda ocorre principalmente porque o gás ocupa 50% do volume da mistura, enquanto a gasolina ocupa 2%; esta variação volumétrica é diretamente proporcional à potência desenvolvida nos cilindros do motor. Ao contrário da massa da mistura gás-ar, que é inversamente proporcional à sua temperatura e à perda de carga do circuito gasificador-motor.

Para evitar os problemas citados, é recomendável produzir um gás com o maior poder calorífico possível, minimizando as perdas no circuito gasificador-motor, utilizando tubulações de diâmetros grandes, unidades de filtragem e resfriado tecnicamente calculados em função do motor. Outro problema que causa perda de potência no motor é a menor flamabilidade do gás (queima mais lenta dentro dos cilindros), que pode ser solucionado com o avanço do ponto de ignição. A solução eficaz para gasificadores que produzem gás com poder calorífico baixo é a utilização de um turbo-compressor para aumentar a pressão de alimentação dos cilindros no motor.

É recomendável a utilização de motores de grandes cilindradas e alta rotação. O uso de um carburador auxiliar gás-gasolina também pode resolver satisfatoriamente o problema de perda de potência, mas só deverá ser utilizado em momentos de necessidade do aumento do torque no motor.

7.5.1 Motores Ciclo Diesel

Para os motores de ciclo diesel, a mistura gás-ar deve ser admitida pela admissão do ar com diâmetro super dimensionado e dosar a bomba injetora, reduzindo de 80–90% o volume do diesel injetado no motor.

É recomendável a utilização de um turbo compressor comprimindo na mistura gás-ar, a minimização da perda de carga no circuito gasificador-motor, o resfriamento e enriquecimento do gás, o uso de motores de cilindros de maiores volumes e regime de trabalho de alta rotação.

7.6 DIMENSIONAMENTO DO REATOR DE EXTRAÇÃO POR BAIXO, TOPO FECHADO

A seguir, as orientações para o dimensionamento de um gasificador do tipo leito fixo, com extração por baixo (downdraft).

Área da Seção Transversal do Reator

Dados de entrada: É necessário conhecer os seguintes dados:

- ♦ Taxa específica de gasificação, ψ [kg/m²-h], que está compreendida entre $100 \leq \psi \leq 400$. O valor inicial é de 200 kg/m²-h.
- ♦ Poder calorífico inferior do combustível (base úmida), PCI_f [MJ/kg].
- ♦ Fluxo mássico do combustível, \dot{m}_f [kg/h].

Processo de cálculo:

Inicialmente calcularemos a energia do combustível (q_f), definida pela equação 7.1.

$$q_f = \dot{m}_f PCI_f \quad [W] \quad \text{equação 7.1}$$

Da equação 7.2, calculamos a eficiência do gás (η_g):

$$n_g = \frac{1}{PCI_f} \left(17,8627 - \frac{930,7079}{\psi} - 0,0231\psi \right) \quad \text{equação 7.2}$$

Posteriormente, determinamos a energia de fluxo do gás (q_g) com a equação 7.3:

$$q_g = q_f \eta_g \quad [\text{g}] \quad \text{equação 7.3}$$

O poder calorífico inferior do gás (PCI_{gas}) pode ser determinado com ajuda da equação 7.4:

$$PCI_{gas} = 5,9417 - 8,2893 \times 10^{-3}\psi \quad [\text{MJ/Nm}^3] \quad \text{equação 7.4}$$

Definido o poder calorífico inferior do gás, é possível calcular o fluxo volumétrico do gás (V_g) utilizando a equação 7.5:

$$v_g = \frac{q_g}{PCI_{gas}} \quad [\text{m}^3/\text{h}] \quad \text{equação 7.5}$$

A velocidade superficial (v) será determinada utilizando a equação 7.6. Essa velocidade permitirá calcular a seção transversal do reator do gasificador:

$$v = 2,7878\psi - 156,65 \quad [\text{m/h}] \quad \text{equação 7.6}$$

Finalmente, para determinar a área da seção transversal do reator (A_r) utilizaremos a equação 7.7:

$$A_r = \frac{V_g}{v} \quad [\text{m}^2] \quad \text{equação 7.7}$$

Altura do gasificador

Para determinar a altura mínima requerida do gasificador é necessário estabelecer a frequência com que o gasificador será alimentado. No geral, este tempo varia de ½ hora a 5 horas, e a altura máxima do gasificador depende da altura máxima do local onde se encontra o gasificador. Geralmente, este limite é de 3,5 m de altura.

Conhecido o fluxo mássico e o tempo de alimentação, é possível determinar a massa de combustível que será consumida no processo durante um determinado tempo. Para isso utilizaremos a equação 7.8.

$$m_f = \dot{m}_f \times t \quad [\text{kg}] \quad \text{equação 7.8}$$

Conhecida essa massa, é possível determinar a altura do reator empregando a equação 7.9.

$$H_r = \frac{m_f}{A_r \times \rho_f} \quad [\text{m}] \quad \text{equação 7.9}$$

Onde:

H_r : Altura do reator, [m]

m_f : Massa consumida no tempo t , [kg]

A_r : Área da seção transversal do reator, [m²]

ρ_f : Massa específica a granel do combustível, [kg/m³]

t : Tempo de autonomia de trabalho, [h]

Dimensões do gasificador

Outras dimensões do reator como seu diâmetro de tubos de entrada do ar, vazadas na seção transversal do reator, altura da grelha e outros, podem ser determinadas utilizando a Tabela 7.3.

dr/dh	dh [mm]	dr [mm]	dr' [mm]	h [mm]	H [mm]	R [mm]	A [No]	dm [mm]	$\frac{A_m \times 100}{A_h}$	$\frac{d_r}{d_h}$	$\frac{h}{d_h}$	Limite da saída do gás		Máximo consumo de madeira [kg/h]	Velocidade do ar V_m [m/s]
												Max. [Nm ³ /h]	Mín. [Nm ³ /h]		
268/60	60	268	150	80	256	100	5	7,5	7,8	4,5	1,33	30	4	14	22,4
268/80	80	268	176	95	256	100	5	9	6,4	3,3	1,19	44	5	21	23,0
268/100	100	268	202	100	256	100	5	10,5	5,5	2,7	1,00	63	8	30	24,2
268/120	120	268	216	110	256	100	5	12	5,0	2,2	0,92	90	12	42	26,0
300/100	100	300	208	100	275	115	5	10,5	5,5	3,0	1,00	77	10	36	29,4
300/115	115	300	228	105	275	115	5	11,5	5,0	2,6	0,92	95	12	45	30,3
300/130	130	300	248	110	275	115	5	12,5	4,6	2,3	0,85	115	15	55	31,5
300/150	150	300	258	120	275	115	5	14,0	4,4	2,0	0,80	140	18	67	30,0
400/130	130	400	258	110	370	155	7	10,5	4,6	3,1	0,85	120	17	57	32,6
400/150	150	400	258	120	370	155	7	12,0	4,5	2,7	0,80	150	21	71	32,6
400/175	175	400	308	130	370	155	7	13,5	4,2	2,3	0,74	190	26	90	31,4
400/200	200	400	318	145	370	153	7	16,0	3,9	2,0	0,73	230	33	110	31,2

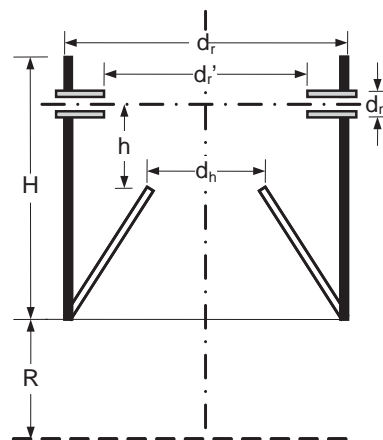
Tabela 7.3 – Diâmetro de tubos apropriados para gasificadores de madeira que funcionam com motores de quatro tempos

Variáveis não definidas na Tabela 7.3 estão definidas da seguinte maneira:

d_m : Diâmetro interno dos tubos.

A_m : Soma das áreas transversais da abertura de entrada do ar nos tubos.

A_h : Área transversal da garganta.



Na prática, é comum o uso de tubos de 7,62 cm (3 in) de diâmetro logo após a saída do gasificador, onde o gás está com alta temperatura, e de 6,35 cm (2.5 in) de diâmetro do sistema de filtragem para frente.

Isolamento

O corpo de um gasificador tem que estar formado, no mínimo, por três camadas de materiais. Os materiais e as dimensões recomendáveis encontram-se na Tabela 7.4.

Capa	Material	Dimensão [mm]	Função
1	Aço ao carbono	5	Estrutura do gasificador
2	Isolante mineral	20	Absorver possíveis dilatações
3	Tijolo refratário	110	Isolamento térmico

Tabela 7.4 – Isolantes necessários para o gasificador

7.6.1 Exemplo de cálculo

Utilizando como biomassa o caroço de açaí, temos os seguintes dados de entrada:

$$\psi = 200 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2\text{h}}$$

$$\text{PCI}_f = 13 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}} \text{ (b.u. 16,53\% de umidade)}$$

$$\dot{m}_f = 25 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Empregando o processo de cálculo anteriormente visto no item 7.6, temos os seguintes valores calculados:

$$q_f = 325\text{W}; \quad \eta_g = 0,66; \quad q_g = 214,7\text{W}$$

$$\text{PCI}_{\text{gas}} = 4,3 \frac{\text{MJ}}{\text{Nm}^3}$$

$$V_g = 50,13 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

$$v = 400,9 \frac{\text{m}}{\text{h}}$$

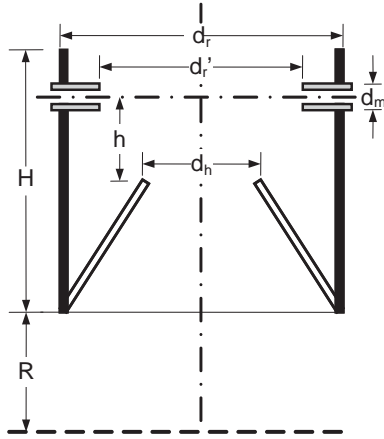
$$A_r = 0,125 \text{ m}^2$$

$$H_r = 1 \text{ m}$$

$$d_r = 400 \text{ mm}$$

Todas as outras dimensões são obtidas em função do d_r utilizando a Tabela 7.3.

dh [mm]	dr [mm]	dr' [mm]	h [mm]	H [mm]	R [mm]	A [No]	dm [mm]	$\frac{A_m \times 100}{A_h}$	$\frac{d_r}{d_h}$	$\frac{h}{d_h}$	Limite da saída do gás		Máximo consumo de aço [kg/h]	Velocidade do ar Vm [m/s]
											Max. [Nm³/h]	Mín. [Nm³/h]		
150	400	258	120	370	155	7	12	4,5	2,7	0,8	150	21	71	32,6



8 Procedimentos para Dimensionamento de uma Planta de Potência

Gonçalo Rendeiro, Emanuel Negrão Macêdo e Wilson Negrão Macêdo, Danielle Regina da Silva Guerra e Manoel Fernandes Martins Nogueira

8.1 LOCALIZAÇÃO E QUANTIFICAÇÃO DA BIOMASSA

O ponto de partida para o dimensionamento de uma planta de geração de energia a biomassa é a localização do material que será usado como combustível, a quantificação desse material e a sua caracterização para fins energéticos.

Em razão de o resíduo de biomassa ter uma massa específica aparente muito pequena, capítulo 4, transportá-lo por grandes distâncias é economicamente inviável. Estudos feitos pelo EBMA/UFPA mostram que a distância máxima economicamente viável para transporte de resíduo por via terrestre no Estado do Pará são 60 , enquanto por via fluvial são 200 km. A planta de geração deve ficar próxima à produção do resíduo e a localização geográfica desses resíduos define a macro-localização da planta. A micro-localização depende de outros fatores que serão vistos ainda neste capítulo.

Um exemplo desse trabalho de localização de biomassa foi feito pelo EBMA em 2004, no Estado do Pará. O trabalho iniciou com a identificação de empresas produtoras de resíduos vegetais na junta comercial do Estado, na associação dos produtores, e das empresas que obtiveram as Licenças de Operação junto à Secretaria Estadual de Meio Ambiente. Nesse levantamento foi identificado o nome da empresa, seu endereço e sua atividade produtiva. O resultado desse levantamento está na figura 8.1.

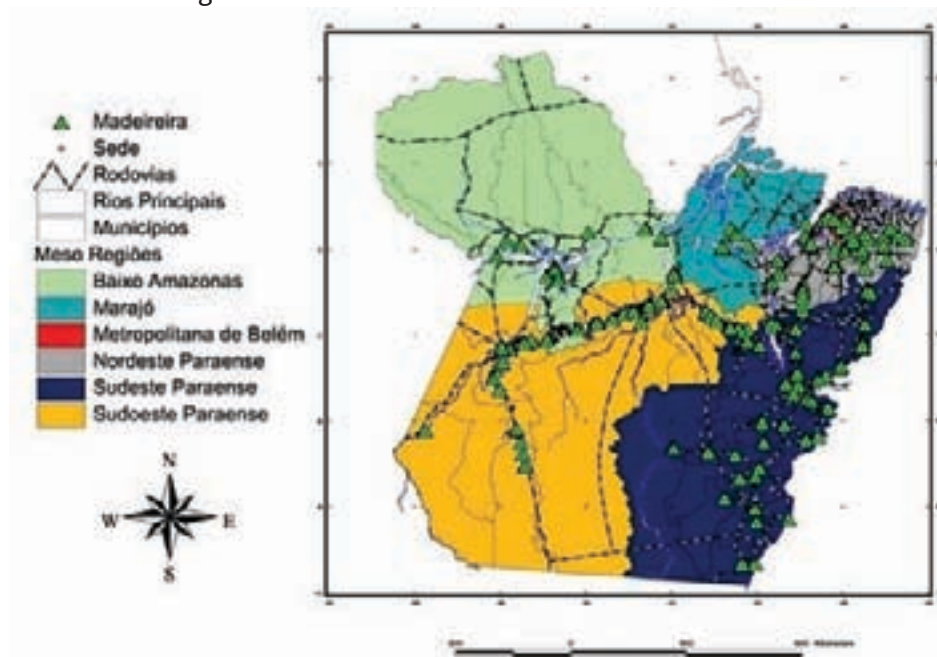


Figura 8.1 –Localização de empresas produtoras de resíduos vegetais no Estado do Pará, EBMA 2004

A etapa seguinte foi o levantamento de campo. Cada unidade produtora de resíduos foi visitada e coletadas as seguintes informações: latitude e longitude da empresa, quantidade anual de biomassa que entra na unidade industrial em volume ou em massa ao longo de um ano e os tipos. A opção por quantificar a entrada de biomassa no processo, e não o resíduo, é que o interesse final desse levantamento é definir a quantidade mássica de resíduos. As empresas possuem controle volumétrico da entrada de biomassa como tora, no beneficiamento e na laminação, mas não possuem a quantidade de resíduos. Quantificar a massa de resíduo por medição de volume não permite quantificar a massa, pois a massa específica aparente varia conforme a arrumação dos resíduos. Por outro lado, conhecendo a eficiência dos processos, ou seja, quanto da biomassa que entra no processo se torna resíduo, conhecendo o volume de biomassa inicial e sua massa específica, a massa de resíduos pode ser calculado.

A metodologia inicia com o levantamento do volume de tora beneficiada e laminada que a indústria consome, utilizando a equação (8.1).

$$VRD = VT \cdot (1 - IAT) + VB \cdot (1 - IAB) + VL \cdot (1 - IAL) \quad \text{equação 8.1}$$

VRD = Volume de Resíduo Disponível, [m³/ano]
 VT = Volume de tora, [m³/ano]
 VB = Volume de Beneficiado, [m³/ano]
 VL = Volume de laminado, [m³/ano]
 IAT = Índice de Aproveitamento da Tora
 IAB = Índice de Aproveitamento e Beneficiamento
 IAL = Índice de Aproveitamento de Laminado

A tabela abaixo mostra os valores das constantes adotadas no cálculo.

Índice de Aproveitamento da Tora	55%
Índice de Aproveitamento e Beneficiamento	70%
Índice de Aproveitamento de Laminado	65%

Tabela 8.1 – Índices adotados nos cálculos. Fonte: EBMA/PA.

Note que o volume anual de resíduo disponível calculado pela equação (8.1) está em m³. Para calcular a massa de resíduo disponível, o VRD calculado é multiplicado pela massa específica da madeira, como mostrado na equação (8.2).

$$MRD = \rho \cdot VRD \quad \text{equação 8.2}$$

Onde:

MRD = Massa de Resíduo Disponível, [kg/ano]
 VRD = Volume de Resíduo Disponível, [m³/ano]
 ρ = massa específica da madeira, [kg/m³]

Com o resultado desse levantamento (a localização e quantificação da biomassa residual), foi elaborado um banco de dados em Access e Excel, contendo o levantamento dos dados das empresas visitadas, propriedades das biomassas, e as empresas foram locadas num mapa georeferenciado

utilizando o programa ArcView. O resultado desse levantamento nos 143 municípios, com os totais por município, está na figura 8.2.

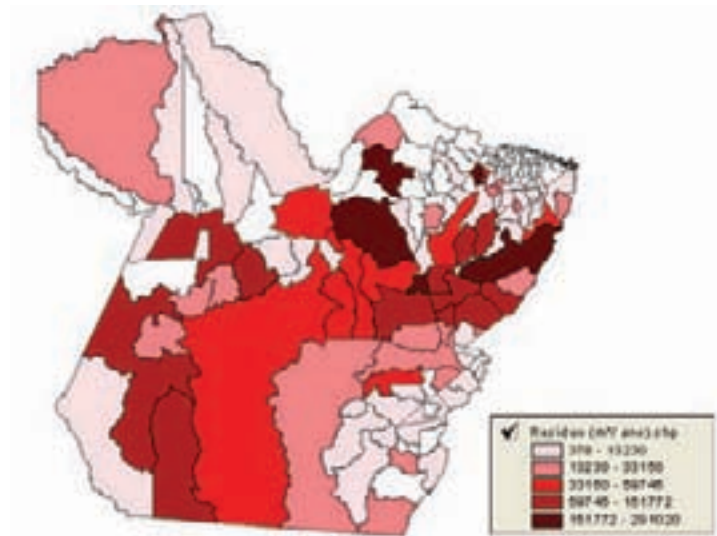


Figura 8.2 – Resultado do volume disponível de resíduos vegetais no Estado do Pará por município

Para essa biomassa localizada e quantificada poder ser empregada como combustível em plantas energéticas é preciso caracterizá-las. Essa caracterização, conforme apresentado no capítulo 4, consiste na determinação do poder calorífico superior, análise elementar e análise imediata.

Durante os levantamentos de campo, amostras dos diferentes resíduos foram coletadas e trazidas para análise laboratorial, onde os parâmetros energéticos foram quantificados. Os resultados dessas análises estão na Tabela 3.4. Conhecendo o PCI de cada biomassa, e a quantidade anual, em massa, o produto desses dois parâmetros fornece a quantidade anual disponível de energia. Dividindo pela quantidade de segundos no ano, obtém-se a potência média anual dessa biomassa. A somatória dessa potência em cada município está expressa na figura 8.3.

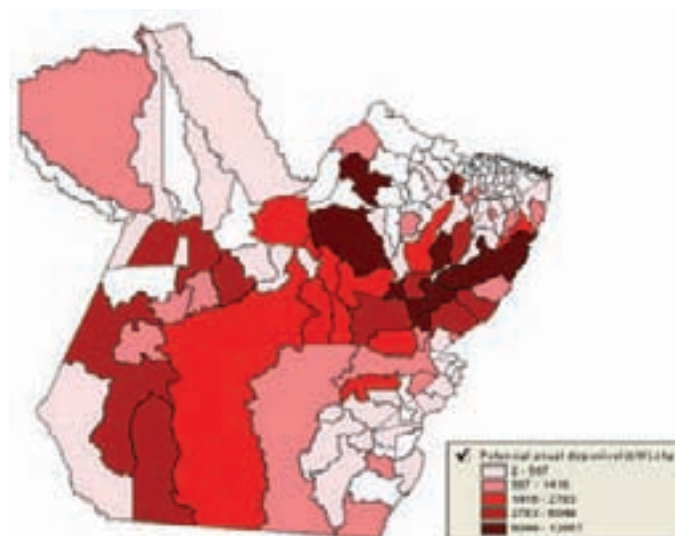


Figura 8.3 – Mapa representativo do potencial de resíduos gerados pelo setor madeireiro no Estado do Pará

O resultado desse levantamento mostrou que o setor madeireiro gera uma quantidade significativa de resíduos em função do baixo rendimento dos processos de desdobro, beneficiamento e laminação da madeira processada. São produzidos mais de seis milhões de metros cúbicos de resíduo por ano. Deste volume, em torno de 3,61 milhões de metros cúbicos têm potencial de aproveitamento para geração de energia.

Considerando a implantação de usinas a vapor, os resíduos produzidos no Estado do Pará com possibilidade de aproveitamento representam um potencial em torno de 160 MW médio. Este potencial encontra-se distribuído nos municípios do Estado nas diversas empresas madeireiras, que geralmente estão localizadas próximas aos núcleos urbanos. Considerando a demanda máxima dos municípios e a disposição geográfica dos potenciais geradores, esta geração poderá ter uma penetração considerável em algumas regiões do Estado, principalmente nas regiões isoladas do setor elétrico, contribuindo para um significativo deslocamento do diesel, que hoje predomina na geração elétrica destas localidades isoladas.

O aproveitamento adequado deste potencial permite também dar destinação adequada a resíduos gerados por um dos principais setores da economia do Estado do Pará, eliminar o consumo de óleo diesel para geração de energia em sistemas isolados e reduzir a emissão de CO nos municípios isolados do Estado.

8.2 DIMENSIONAMENTO DA CARGA A SER ATENDIDA PELA PLANTA

A eletrificação em comunidades isoladas na Amazônia é uma questão essencialmente social, e levar a energia a essas áreas “surge como um desafio, uma conquista de cidadania, dentro de uma sociedade com desigualdades sociais e econômicas” (Serpa, 2001). No entanto, a maioria das tentativas de se alcançar esse desafio tem fracassado pela falta de uma avaliação detalhada do problema existente em cada comunidade em particular. De maneira geral, a necessidade de suprimento de energia elétrica em comunidades isoladas depende fundamentalmente das características do contexto em que ela está inserida, tais como: suas atividades econômicas e sócio-culturais, recursos energéticos disponíveis no local, padrões de demanda, tamanho da carga, grau de dispersão da comunidade e condições ambientais. O procedimento de avaliação se fundamenta basicamente no levantamento da carga instalada e da demanda reprimida da comunidade isolada. Tendo em vista estas informações, vários cenários energéticos podem ser criados, com o objetivo de se estimar as possíveis curvas de carga para a comunidade, as quais são de fundamental importância para qualquer tomada de decisão relacionada à solução do suprimento de energia elétrica, permitindo uma melhor visualização e compreensão do problema de suprimento de energia elétrica em comunidades isoladas na Amazônia. Portanto, o grande objetivo deste capítulo é apresentar uma metodologia para a avaliação do problema de suprimento de energia elétrica em comunidades isoladas.

8.2.1 Características da localidade

Este texto estabelece uma metodologia de avaliação do problema de suprimento de energia elétrica em localidades isoladas, tomando como base suas particularidades. Para isso, várias informações que caracterizem bem o uso final dessa energia necessitam ser conhecidas e trabalhadas. Dentre as informações mais relevantes para se avaliar a magnitude do sistema para atender cada localidade em particular, pode-se mencionar:

- ♦ O número de edificações;

- ♦ População residente;
- ♦ População flutuante (em caso de regiões com turismo sazonal, por exemplo);
- ♦ Quais as atividades sócio-econômicas existentes na região (extrativismo, pesca, agricultura, etc.);
- ♦ Quais os tipos de consumidores existentes (comercial, industrial ou residencial);
- ♦ Localização e tipo de clima existente.

Além das informações anteriores, outras informações complementares se fazem necessárias, tais como:

- ♦ Se há uso de energia elétrica na localidade (por exemplo, uso de energia proveniente de grupo gerador a diesel);
- ♦ Se houver uso de energia, quais equipamentos estão instalados;
- ♦ Se, além da energia elétrica, existe o uso de outros energéticos que possam ser substituídos por energia elétrica;
- ♦ Quais as aspirações futuras em termos de aquisição de novos equipamentos.

O último aspecto mencionado é importante para se avaliar qual a demanda reprimida que deve ser considerada pelo sistema de fornecimento de energia elétrica.

Com base nessas informações, vários cenários energéticos podem ser elaborados, com o objetivo de estimar as possíveis curvas de carga passíveis de serem atendidas pela unidade de geração. Essas curvas são utilizadas na tomada de decisão relacionada à solução do suprimento de energia elétrica, permitindo uma melhor visualização e compreensão desse problema em cada caso em particular.

8.2.2 Procedimento de Cálculo de Carga

Para calcular a carga de um equipamento ou de um conjunto de equipamentos numa residência é necessário, antes de tudo, conhecer a potência de cada equipamento. Inicialmente deve-se procurar nos manuais dos fabricantes dos equipamentos tais informações. Em seguida são feitos os cálculos da seguinte forma:

- i) Para um equipamento: potência do equipamento (W) × número de horas utilizadas durante o dia, dividido por 1000;

$$C_{\text{unitária}} = \frac{P \times t}{1000} \quad [\text{kWh}] \quad \text{equação 8.3}$$

Onde:

P = Potência do equipamento em watts;

t = Período de tempo que o equipamento é utilizado durante o dia (hora);

$C_{\text{unitária}}$ = Carga diária de energia que o equipamento consome em kWh.

- ii) Para um conjunto de equipamentos: somar as cargas diárias de energia de cada equipamento (os produtos da potência de cada equipamento (W) × número de horas utilizadas durante o dia, dividido por 1000);

$$C_{\text{global}} = \frac{1}{1000} \sum_{i=1}^N P_i \times t_i \quad [\text{kWh}] \quad \text{equação 8.4}$$

Onde:

P_i = Potência do equipamento "i" em watts;

t_i = Período de tempo que o equipamento "i" é utilizado durante o dia (hora);

C_{global} = Carga total diária de energia que é consumida por todos os equipamentos em kWh.

Caso as informações de consumo de potência não estejam disponíveis, podemos consultar a Tabela 8.2 para estimar a potência de vários tipos de equipamentos elétricos de uso corrente. Nessa tabela consta a potência média do equipamento (média de potência de várias marcas de um determinado equipamento), uma estimativa do número de dias que o equipamento é utilizado durante um mês, a média de utilização diária e o consumo médio mensal.

Aparelhos Elétricos	Potência média (watts)	Dias estimados Uso/Mês	Média Utilização/Dia	Consumo Médio Mensal (kWh)
ABRIDOR/AFIADOR	135	10	5 min	0,11
AFIADOR DE FACAS	20	5	30 min	0,05
APARELHO DE SOM 3 EM 1	80	20	3 h	4,8
APARELHO DE SOM PEQUENO	20	30	4 h	2,4
AQUECEDOR DE AMBIENTE	1550	15	8 h	186,0
AQUECEDOR DE MAMADEIRA	100	30	15 min	0,75
AR-CONDICIONADO 7.500 BTU	1000	30	8 h	120
AR-CONDICIONADO 10.000 BTU	1350	30	8 h	162
AR-CONDICIONADO 12.000 BTU	1450	30	8 h	174
AR-CONDICIONADO 15.000 BTU	2000	30	8 h	240
AR-CONDICIONADO 18.000 BTU	2100	30	8 h	252
ASPIRADOR DE PÓ	100	30	20 min	10,0
BARBEADOR/DEPILADOR/MASSAGEADOR	10	30	30 min	0,15
BATEDEIRA	120	8	30 h	0,48
BOILER 50 e 60 L	1500	30	6 h	270,0
BOILER 100 L	2030	30	6 h	365,4
BOILER 200 a 500 L	3000	30	6 h	540,0
BOMBA D'ÁGUA 1/4 CV	335	30	30 min	5,02
BOMBA D'ÁGUA 1/2 CV	613	30	30 min	9,20
BOMBA D'ÁGUA 3/4 CV	849	30	30 min	12,74
BOMBA D'ÁGUA 1 CV	1051	30	30 min	15,77
BOMBA AQUÁRIO GRANDE	10	30	24 h	7,2
BOMBA AQUÁRIO PEQUENO	5	30	24 h	3,6
CAFETEIRA ELÉTRICA	600	30	1 h	18,0
CHURRASQUEIRA	3800	5	4 h	76,0
CHUVEIRO ELÉTRICO	3500	30	40 min **	70,0
CIRCULADOR AR GRANDE	200	30	8 h	48,0
CIRCULADOR AR PEQUENO/MÉDIO	90	30	8 h	21,6
COMPUTADOR/ IMPRESSORA/ ESTABILIZADOR	180	30	3 h	16,2
CORTADOR DE GRAMA GRANDE	1140	2	2 h	4,5
CORTADOR DE GRAMA PEQUENO	500	2	2 h	2,0
ENCERADEIRA	500	2	2 h	2,0
ESCOVA DE DENTES ELÉTRICA	50	30	10 min	0,2
ESPREMEDOR DE FRUTAS	65	20	10 min	0,22
EXAUSTOR FOGÃO	170	30	4 h	20,4
EXAUSTOR PAREDE	110	30	4 h	13,2
FACA ELÉTRICA	220	5	10 min	0,18
FERRO ELÉTRICO AUTOMÁTICO	1000	12	1 h	12,0
FOGÃO COMUM	60	30	5 min	0,15
FOGÃO ELÉTRICO 4 CHAPAS	9120	30	4 h	1094,4
FORNO À RESISTÊNCIA GRANDE	1500	30	1 h	45,0

FORNO À RESISTÊNCIA PEQUENO	800	20	1 h	16,0
FORNO MICROONDAS	1200	30	20 min	12,0
FREEZER VERTICAL/HORIZONTAL	130	-	-	50
FRIGOBAR	70	-	-	25,0
FRITADEIRA ELÉTRICA	1000	15	30 min	7,5
GELADEIRA 1 PORTA	90	-	-	30
GELADEIRA 2 PORTAS	130	-	-	55
GRILL	900	10	30 min	4,5
IOGURTEIRA	26	10	30 min	0,1
LÂMPADA FLUORESCENTE COMPACTA - 11W	11	30	5 h	1,65
LÂMPADA FLUORESCENTE COMPACTA - 15 W	15	30	5 h	2,2
LÂMPADA FLUORESCENTE COMPACTA - 23 W	23	30	5 h	3,5
LÂMPADA INCANDESCENTE - 40 W	40	30	5 h	6,0
LÂMPADA INCANDESCENTE - 60 W	60	30	5 h	9,0
LÂMPADA INCANDESCENTE -100 W	100	30	5 h	15,0
LAVADORA DE LOUÇAS	1500	30	40 min	30,0
LAVADORA DE ROUPAS	500	12	1 h	6,0
LIQUIDIFICADOR	300	15	15 min	1,1
MÁQUINA DE COSTURA	100	10	3 h	3,9
MÁQUINA DE FURAR	350	1	1 h	0,35
MICROCOMPUTADOR	120	30	3 h	10,8
MOEDOR DE CARNES	320	20	20 min	1,2
MULTIPROCESSADOR	420	20	1 h	8,4
NEBULIZADOR	40	5	8 h	1,6
OZONIZADOR	100	30	10 h	30,0
PANELA ELÉTRICA	1100	20	2 h	44,0
PIPOQUEIRA	1100	10	15 min	2,75
RÁDIO ELÉTRICO GRANDE	45	30	10 h	13,5
RÁDIO ELÉTRICO PEQUENO	10	30	10 h	3,0
RÁDIO RELÓGIO	5	30	24 h	3,6
SAUNA	5000	5	1 h	25,0
SECADOR DE CABELO GRANDE	1400	30	10 min	7,0
SECADOR DE CABELOS PEQUENO	600	30	15 h	4,5
SECADORA DE ROUPA GRANDE	3500	12	1 h	42,0
SECADORA DE ROUPA PEQUENA	1000	8	1 h	8
SECRETÁRIA ELETRÔNICA	20	30	24 h	14,4
SORVETEIRA	15	5	2 h	0,1
TORNEIRA ELÉTRICA	3500	30	30 min	52,5
TORRADEIRA	800	30	10 min	4,0
TV EM CORES - 14"	60	30	5 h	9,0
TV EM CORES - 18"	70	30	5 h	10,5
TV EM CORES - 20"	90	30	5 h	13,5
TV EM CORES - 29"	110	30	5 h	16,5
TV EM PRETO E BRANCO	40	30	5 h	6,0
TV PORTÁTIL	40	30	5 h	6,0
VENTILADOR DE TETO	120	30	8 h	28,8
VENTILADOR PEQUENO	65	30	8 h	15,6
VÍDEOCASSETE	10	8	2 h	0,16
VÍDEOGAME	15	15	4 h	0,9

Tabela 8.2 – Potência elétrica média típica de vários equipamentos domésticos (Fonte: <http://www.eletronbras.com/elb/procel>)

Para exemplificar o cálculo da carga elétrica diária requerida, vamos considerar o seguinte caso de uma residência onde os perfis de uso diário dos eletrodomésticos são mostrados na Tabela 8.3, onde na última coluna é aplicada a equação (8.3) para determinar o consumo médio diário de cada eletrodoméstico da residência. Somando-se o consumo médio diário de cada eletrodoméstico temos o consumo médio da residência, que é de 14,6575 kWh.

Aparelhos Elétricos	Quant.	Período de uso durante o dia	P(W)	Consumo médio diário (kWh)
APARELHO DE SOM 3 EM 1	01	09:00-12:00	80	0,2400
AR-CONDICIONADO 7,500 BTU	01	22:00-06:00	1000	8,0000
BATEDEIRA	01	11:00-11:30	120	0,0600
BOMBA D'ÁGUA 1/4 CV	01	06:00-06:15 e 18:00-18:15	335	0,1675
CAFETEIRA ELÉTRICA	01	06:00-06:30 e 15:00-15:30	600	0,6000
CHUVEIRO ELÉTRICO	01	06:30-06:40 e 18:00-18:20	3500	1,7500
CIRCULADOR AR PEQUENO/MÉDIO	01	22:00-06:00	90	0,7200
COMPUTADOR/ IMPRESSORA/ ESTABILIZADOR	01	19:00-22:00	180	0,5400
FERRO ELÉTRICO AUTOMÁTICO	01	15:00-16:00	1000	1,0000
FREEZER VERTICAL/HORIZONTAL	01	00:00-24:00	130	3,1200
GELADEIRA 1 PORTA	01	00:00-24:00	90	2,1600
LÂMPADA FLUORESCENTE COMPACTA - 11W	09	19:00-24:00	11	0,4950
LAVADORA DE ROUPAS	01	09:00-10:00	500	0,5000
LIQUIDIFICADOR	01	07:00-07:15	300	0,0750
SECADOR DE CABELOS PEQUENO	01	19:00-19:15	600	0,1500
TV EM CORES - 20"	02	11:00-13:00 e 19:00-22:00	90	0,9000
VENTILADOR DE TETO	02	12:00-14:00 e 23:00-05:00	120	1,9200
VENTILADOR PEQUENO	01	12:00-14:00 e 23:00-05:00	65	0,5200
VÍDEOCASSETE	02	21:00-23:00	10	0,0400
TOTAL				14,6575

Tabela 8.3 – Perfis de uso de eletrodomésticos em uma residência típica.

8.2.3 Levantamento da Carga Elétrica

Com o objetivo de se estimar a possível curva de carga de uma determinada localidade isolada, é importante levantar dentre os potenciais consumidores, por meio de pesquisas de campo, quais as suas reais necessidades para o uso final da energia elétrica e quais suas principais aspirações de consumo. Essas aspirações são consideradas nos cenários para estimativa da demanda reprimida.

Para permitir um melhor entendimento do que está sendo exposto até aqui e embasando os itens subseqüentes a este, considere uma dada comunidade isolada nas margens de um rio da Amazônia, que esteja distante da sede do município e que não seja atendida pelo sistema interligado nacional. Supondo que na determinada localidade isolada foi realizada uma pesquisa de campo e os resultados, após terem sido devidamente analisados e tratados, mostraram o seguinte:

- ♦ A comunidade conta com 41 famílias;
- ♦ A comunidade tem como principais atividades a pesca, a extração de madeira e a agricultura familiar;
- ♦ O número de moradores que vivem na vila é de aproximadamente 113 moradores tradicionais;

- ♦ Foi constatado que dentro da área de abrangência da pesquisa a comunidade possui 73 edificações, sendo 49 de moradores tradicionais e 08 moradias que são ocupadas sazonalmente (casa de veranistas), além de escola, igreja, centro comunitário e 13 diversos (depósitos, comércios, etc.).

Com base nessas informações e nas informações complementares, será construído um cenário que ilustrará como extrair a possível curva de carga de uma dada localidade. Essa curva é de grande importância, pois auxiliará as etapas de planejamento e dimensionamento da planta de geração de energia elétrica que deverá ser projetada para atender a localidade.

8.2.4 Demanda Reprimida

De modo a se estimar a curva de carga da comunidade isolada, para uma possível disponibilidade de energia elétrica, é necessário realizar um levantamento, dentre as famílias da comunidade, de quais as suas principais aspirações de consumo. Para exemplificar a abordagem feita para obtenção da demanda reprimida, considere o exemplo mostrado na Tabela 8.4, onde estão apresentadas as principais necessidades aspiradas pela mesma comunidade mencionada no item anterior, caso haja disponibilidade de energia elétrica. Vale ressaltar que os valores de potência associados a cada um dos equipamentos da Tabela 8.4 correspondem a valores tipicamente encontrados no mercado e/ou estão disponíveis na Tabela 8.2.

Equipamento	P (W)	Nº	P _{TOTAL} (kW) ¹
Ventilador	120	15	1,80
Freezer	130	8	1,04
Geladeira	90	30	2,70
Televisor (TV 20")	90	11	0,99
Serra elétrica	14000	3	42,00
DVD	20	1	0,02
Ferro de Passar	1000	3	3,00
Liquidificador	300	3	0,90
Som	80	4	0,32
Máquina de Lavar	500	1	0,50
Computador	180	2	0,36
Microondas	1200	2	2,40
Estufa	200	1	0,20
Batedeira	120	1	0,12
Iluminação Pública (lâmpadas)	40	40	1,60
ΣP_{TOTAL}			57,95

Tabela 8.4 – Equipamentos almejados pela comunidade (Demanda Reprimida).

Observa-se da Tabela 8.4 que as aspirações mais significativas no que refere ao consumo de energia elétrica, sejam pela quantidade de famílias que as almejam ou pela própria necessidade e característica de utilização desses equipamentos, correspondem aos cinco primeiros itens da tabela (ventiladores, “freezers”, refrigeradores, televisores e serras elétricas). Com base principalmente nesses cinco equipamentos e, também, na carga já existente, o cenário para obtenção da curva de carga pode ser elaborado, tal como apresentado a seguir. É importante mencionar que, para criação dos cenários, considerou-se também um sistema de iluminação pública constituído de 40 pontos de luz, sendo que cada um deles possui uma potência de 40 watts, como consta na Tabela 8.4.

¹ $P_{total} = N^{\circ} \times P/1000$.

8.2.5 Curva de Carga

Neste tópico será elaborado o cenário do consumo de energia com base nas informações abordadas anteriormente. Esse cenário auxiliará na previsão da demanda futura da comunidade em questão, no que diz respeito ao dimensionamento da planta de geração de energia e ao uso de energia elétrica.

Este cenário foi elaborado com base nas seguintes premissas:

A carga instalada é considerada como a soma das cargas das 73 edificações existentes na localidade, onde se considerou 0,5 kW² de potência instalada por residência, além de 57,95 kW, a mais, de demanda reprimida, totalizando uma potência instalada de:

$$P_{inst} = 57,95 \text{ kW} + 73 \times 0,5 \text{ kW} = 94,45 \text{ kW};$$

No período pico, aqui considerado no período noturno de 19:00 às 22:00 horas, a carga será igual ao valor da carga instalada (94,45 kW) menos o valor da carga correspondente às três serras elétricas (42 kW), resultando num valor de 52,45 kW. Esse último valor sofrerá uma redução de 50% no período de 23:00 às 24:00 horas, implicando numa carga de 26,225 kW;

$$\text{No período de 19:00–22:00 h} \rightarrow P_{pico} = P_{inst} - P_{serra} = 94,45 \text{ kW} - 42 \text{ kW} = 52,45 \text{ kW};$$

$$\text{No período de 23:00–24:00 h} \rightarrow P_{pico \text{ red}} = 0,5 \times P_{pico} = 0,5 \times 52,45 \text{ kW} = 26,225 \text{ kW};$$

O consumo durante a madrugada corresponde à refrigeração, iluminação pública e 1% da carga instalada correspondente à iluminação residencial residual. Com relação à refrigeração, considera-se um fator de coincidência (fc) entre o funcionamento dos compressores de 33%³.

$$\text{No período de 00:00–06:00 h} \rightarrow P_{madrugada} = fc \times P_{ref} + P_{ilumin} + 1\% \times P_{inst}$$

$$P_{madrugada} = 0,33 \times (1,04 + 2,70) + 1,60 + 0,01 \times 94,45$$

$$P_{madrugada} = 3,7787 \text{ kW};$$

A demanda ao longo do dia se deve basicamente à soma das demandas individuais para refrigeração ((1,04 + 2,70) × 0,5 kW)⁴, TV (0,99 kW), ventiladores (1,8 kW), som (0,32 kW) e serras elétricas (42 kW), sendo que os ventiladores são utilizados durante o pico de calor (13:00 às 16:00) e as serras elétricas nos períodos de: 8:00 às 11:00 e de 14:00 às 17:00.

Com as considerações acima é possível construir a curva de carga para a comunidade isolada em questão. A curva de carga obtida segundo o Cenário 1 descrito acima representa a demanda em quilowatt a cada hora e é apresentada na figura 8.4 – Curva de carga representativa da comunidade tomada como exemplo, obtida para o período de 24 horas, segundo o Cenário de Consumo de Energia Elétrica.

² Este valor pode ser obtido com maior grau de detalhamento mediante um levantamento de carga na própria localidade, entretanto pode-se considerar este um valor típico da Amazônia.

³ No que se refere ao primeiro item (refrigeração), considerou-se um fator de coincidência (fc) entre o funcionamento dos compressores dos refrigeradores (geladeira e freezer) que possivelmente constituirão o sistema de refrigeração de 33%. Assim sendo, a potência demandada por esses equipamentos será: de 2,70 kW (geladeira) mais 1,04 kW (freezer), que é a potência referente à refrigeração estimada na Tabela 8.3, multiplicado pelo fator de coincidência que é 0,33.

⁴ Considerou-se um fator de coincidência entre o funcionamento dos compressores dos refrigeradores (geladeira e freezer) de 50%, uma vez que o funcionamento dos compressores se torna mais frequente devido ao aumento de calor.

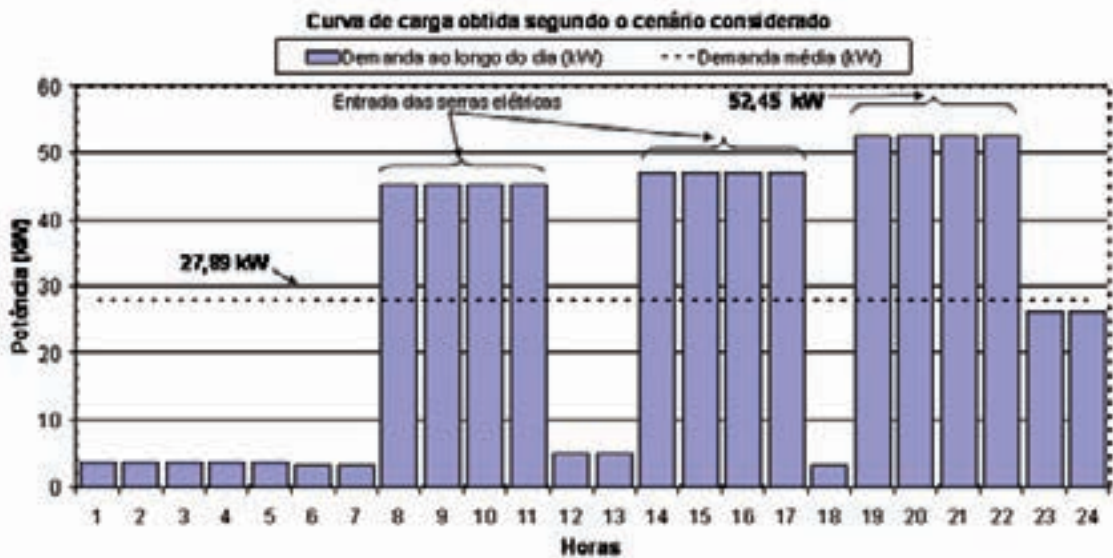


Figura 8.4 – Curva de carga representativa da comunidade tomada como exemplo, obtida para o período de 24 horas, segundo o Cenário de Consumo de Energia Elétrica.

A partir do levantamento da curva de carga, é possível identificar os horários de maior demanda, tanto durante o dia quanto durante a noite. Esta análise permite estimar o comportamento da demanda e, a partir desse comportamento, é possível estudar as características do sistema de produção de eletricidade necessário para o atendimento mais adequado de uma dada localidade isolada. Da curva de carga mostrada na figura 8.4 é possível observar que existem três picos crescentes de demanda. Os dois primeiros, um pela manhã e outro pela tarde, representam o funcionamento das serras que é uma das principais atividades econômicas da comunidade. Enquanto o terceiro pico, no período da noite, representa a máxima carga que será demandada da unidade de geração de energia.

Outro aspecto muito importante, associado à demanda estimada para a comunidade em questão, está relacionado ao fator de carga, que é definido como a relação entre a potência média demandada em um dado intervalo de tempo e a potência máxima demandada nesse mesmo intervalo ver equação (8.3). Quanto maior for o fator de carga, mais da potência instalada é efetivamente utilizada.

$$f_{\text{carga}} = \frac{P_{\text{média demandada}}}{P_{\text{máxima demandada}}} \quad \text{equação 8.5}$$

A potência média diária demandada é calculada com a somatória das potências máximas de cada hora e dividida por 24 horas

$$P_{\text{média demandada}} = \frac{\sum_{i=1}^{24} P_{\text{máxima da hora}}}{24} \quad \text{equação 8.6}$$

A figura 8.5 apresenta o comportamento hipotético de uma determinada demanda diária. Note que a demanda máxima é bem superior à média, resultando em um fator de carga de 0,62. Quanto menor for o fator de carga, maior é o custo da geração. Considerando-se o cenário da figura 8.4, onde se tem para as potências máxima e média os valores de 52,45 kW e 27,89 kW, respectivamente, observa-se um valor para o fator de carga de 0,532, sinalizando que o sistema terá um alto custo para atender esse perfil de demanda.

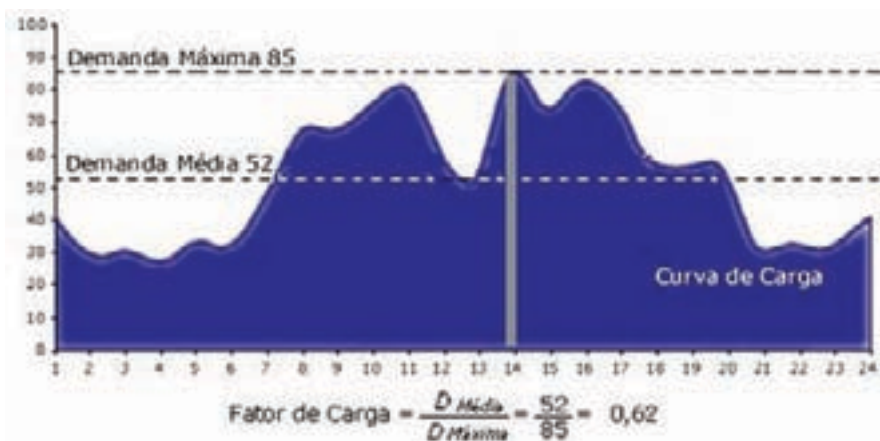


Figura 8.5 – Comportamento da demanda diária de uma comunidade hipotética.

Assim, uma forma de diminuir o custo do sistema alternativo de geração de energia é administrar o fator de carga, ou seja, gerenciar o uso dos equipamentos de forma que a curva de carga torne-se mais plana (fator de carga próximo a 1). Para que esta gestão seja possível, a administração dos equipamentos deve ser feita pelos próprios moradores da comunidade que, depois de serem submetidos a um trabalho de conscientização do uso racional da energia elétrica disponível, determinam os equipamentos que podem ser desligados e administrados, assumindo o controle e garantindo uma curva de carga mais plana.

8.2.6 Determinação da Capacidade da Planta

Três fatores definem a potência de uma planta de geração de eletricidade. O primeiro deles se refere à demanda de potência elétrica a ser atendida no horário de pico, que definirá qual a capacidade mínima da planta. O segundo se refere ao fator de carga representativo do perfil de demanda a ser atendida, o qual servirá de indicativo de quanto mais ou menos custosa será a energia gerada por essa planta. O terceiro é a quantidade de energia elétrica que será consumida, pois isto define a quantidade de recurso energético proveniente da fonte primária necessário para o atendimento do mesmo.

No caso do exemplo da figura 8.4, fica claro que a capacidade da planta deve ser maior ou no mínimo igual ao valor de pico da demanda a ser atendida (52,45 kW) e que a quantidade de energia primária necessária, para atender os 669 kWh diários ($=27,89 \times 24$) deve ser igual a esse valor corrigido das devidas perdas nos processos de conversão e distribuição de energia. No que se refere ao fator de carga encontrado, percebe-se que esse corresponde a um valor baixo (0,532), o que implicará em uma operação não otimizada da unidade geradora a biomassa destinada ao atendimento da curva de carga em questão, principalmente nos horários de carga baixa, ocasionando o aumento do consumo específico de combustível (kg/kWh produzido) desta unidade geradora, uma vez que ela estaria trabalhando, na maior parte do tempo, distante do ponto ótimo de operação.

8.3 CRITÉRIOS PARA LOCALIZAÇÃO DAS CENTRAIS TÉRMICAS

A seleção do local para a implantação de uma central térmica a vapor possui uma influência na longevidade da planta, tendo impactos significativos nas etapas de construção e operação. Cada

alternativa de local potencial para a implantação da central deverá ser avaliada para determinar qual é a localidade economicamente viável. A escolha da localidade envolve um grande número de variáveis, através das quais é possível analisar a importância e a contribuição de cada uma. Algumas das variáveis que contribuem na tarefa de avaliar o potencial do local para a instalação de uma central e que estão envolvidas no processo da tomada de decisão são:

- ♦ O transporte de combustíveis para a operação da central;
- ♦ Proximidade da demanda elétrica;
- ♦ Disponibilidade de água para uso industrial;
- ♦ Disponibilidade de energia elétrica para as etapas de montagem e manutenção;
- ♦ A localização de áreas de preservação ambiental, APA.

O processo de escolha da localidade não se restringe apenas à avaliação das variáveis citadas. Dois critérios devem ser quantificados ou avaliados, os quais são: o critério econômico e o critério ambiental. Estes critérios são considerados importantes e mais abrangentes por envolverem outras variáveis além das que foram mencionadas anteriormente.

No critério econômico, devem estar embutidas as análises das seguintes variáveis:

- ♦ O custo da importação de equipamentos, caso haja.
- ♦ O custo da instalação dos equipamentos.
- ♦ Qual a capacidade de produção de energia elétrica.
- ♦ Qual a vida útil dos equipamentos.
- ♦ Qual a quantidade de água necessária para o funcionamento dos equipamentos.
- ♦ Qual a quantidade de combustível necessário.
- ♦ Qual o custo do transporte de combustível até o local da central.
- ♦ Qual o custo de operação e manutenção da central, incluindo pessoal contratado.

No critério ambiental, as seguintes variáveis devem ser avaliadas:

- ♦ Qual o nível de emissão de gases.
- ♦ Qual o nível de poluição do ar no local versus o nível de poluição emitido pela tecnologia escolhida.
- ♦ Qual a disponibilidade de água.
- ♦ Identificar se a área desejada é considerada de preservação ambiental (APA), pois nestas não podem ser construídas centrais térmicas.
- ♦ Consultar normas, regulamentos e licenciamentos ambientais.

A seleção do local depende também da disponibilidade do uso da terra, na facilidade do manuseio do combustível, da previsão de uma futura expansão da central, e ainda, das características físicas do local que devem ser levadas em consideração no processo de escolha da localidade para a implantação, como:

- ♦ Informação do solo;
- ♦ Drenagem do local;
- ♦ Dados do vento;
- ♦ Informação sobre Zona Sísmica.

As vias de transporte como estradas, vias férreas, estaleiros ou portos, são também fatores que devem ser avaliados quanto à disponibilidade dos mesmos. A falta de meios de transporte pode

e elevar os custos da central ou mesmo inviabilizar a operação da mesma. Outro fator é o clima do local, o qual determinará o tipo de arquitetura do prédio que abrigará os equipamentos e escritórios. O projeto estrutural dos prédios deve também ser avaliado levando em consideração as fundações e preparação do piso para que possam receber equipamentos pesados e geradores de vibrações. As fundações devem ser projetadas para suportar com segurança todas as estruturas, considerando o tipo de fundação e pressões possíveis.

A Tabela 8.5 a seguir apresenta os comentários, de forma resumida, de algumas das variáveis já citadas anteriormente, que devem ser avaliadas para a determinação da localização de uma central térmica ou a vapor.

Variáveis a serem avaliadas	Em que estas variáveis influenciam	Comentários
Clima	Conforto térmico de funcionários e manutenção adequada de equipamentos.	Irà determinar o tipo de arquitetura da construção, aquecimento e/ou sistema de ventilação a ser adotado.
Tempertura	Dias mais quentes ou mais frios.	Afeta o carregamento estrutural da construção.
Topografia	Tipos de solo.	Afeta na arquitetura do prédio e níveis do piso; no manuseio de combustíveis; na armazenagem de combustíveis e materiais; e na drenagem do solo. Determina as fundações do prédio, drenagem, e distribuição de dutos subterrâneos quando for o caso
	Nível máximo de água.	Afeta os níveis do piso, altura de bombas e fundações.
	Zona sísmica.	Determina a necessidade de reforço estrutural da construção.
	Previsão de futura expansão.	Afeta a disponibilidade de espaço na planta da central térmica para uma futura expansão da mesma.
Vias de acesso	Estradas, rodovias, vias férreas, portos, estaleiros.	Afeta o transporte de combustível e de material.
Suprimento de água	No arrefecimento e funcionamento de equipamentos da central térmica, e no uso doméstico.	Afeta na escolha da localização da central, no tratamento de água se for necessário.
Disponibilidade de material no local	No custo de transporte e na reposição de peças.	Irà determinar os materiais a serem utilizados na construção da central.
Normas e Regulamentos do local	Poluição atmosférica, poluição da água, armazenamento e descarte de combustível, destino de resíduos sólidos e líquidos.	É necessário obter a permissão e o licenciamento ambiental. É necessário atender as normas de prevenção de incêndios e acidentes.
Disponibilidade e habilidade da mão-de-obra local	No custo de treinamento ou deslocamento de pessoas qualificadas.	Determina a mão-de-obra para construção e operação da central térmica.
Variáveis associadas ao Critério Econômico	Nos custos de importação, instalação, operação, manutenção, transporte de equipamentos e combustíveis.	Afeta na viabilidade de implantação de uma central.

Tabela 8.5 – Resumo das Variáveis a Serem Avaliadas e Considerações

8.4 EXEMPLO DO PRÉ-DIMENSIONAMENTO DE UMA CENTRAL A VAPOR

A concepção de projeto desta natureza recai inicialmente no conhecimento prévio do tipo, natureza, sazonalidade e custo do combustível a ser utilizado, no critério de escolha da máquina térmica (turbina ou máquina alternativa) e caldeira e no suprimento e nível de potência a ser disponibilizada pela planta.

Como parâmetros genéricos para início do pré-dimensionamento, considere as seguintes premissas.

a) Utilização de uma biomassa com as seguintes características:

- Tipo: serragem de madeira.
- PCS de 19,7 MJ/kg (PCI de 13,4 MJ/kg).
- Densidade a granel de 370 kg/m³.
- Umidade de 30%.
- Forma geométrica: cavacos de 250 mm.

b) Usinas operam com as seguintes características:

- Rendimento do ciclo termodinâmico de 18%.
- Consumo específico de vapor da turbina de 10 kg/kWh gerado.

Com esses parâmetros, a figura 8.6 exprime a variação da eficiência de um sistema com turbina a vapor com a potência da planta. Quanto maior a potência, maior a eficiência da planta.

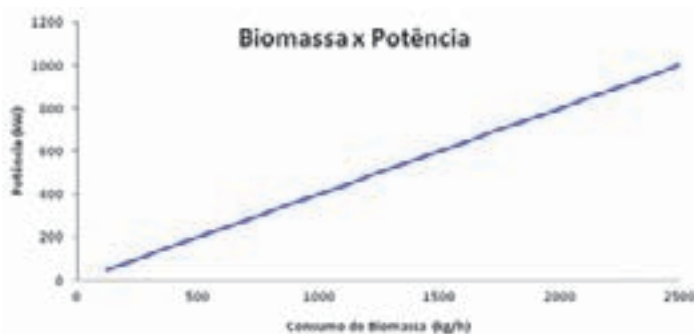


Figura 8.6 – Perfil do consumo de biomassa para suprir as necessidades de usinas de geração de energia elétrica a vapor com potência na faixa de 50 a 1.000 kW.

8.4.1 Guia de Dimensionamento da Planta de Geração de Energia Elétrica

Com o estabelecimento do valor da demanda de energia elétrica necessária e a qualidade e quantidade de biomassa disponibilizada, os parâmetros de projeto que irão nortear o dimensionamento de um sistema de geração de energia elétrica a vapor não irão prescindir do conhecimento do consumo específico da turbina ou máquina a vapor a ser utilizada, ou seja, quantos quilos de vapor são necessários para gerar uma quantidade de energia por hora. Quanto maior for este valor, mais vapor deverá ser disponibilizado e, por conseguinte, mais combustível deverá ser consumido pela planta. Este valor depende principalmente das características de projeto da turbina ou da máquina a vapor, pressão e temperatura de entrada do vapor, pressão e temperatura de saída do vapor, e finalmente, do rendimento da máquina térmica.

Para máquinas a vapor, este valor está compreendido entre 15 a 20 kg_{vapor} para cada 1 kWh de energia gerada, e por questões construtivas, estes equipamentos não admitem pressões de entrada superiores a 1,8 MPa e são disponíveis no mercado para potências não superiores a 250

kW. Já as turbinas a vapor são mais versáteis e são fabricadas para uma faixa bem superior de potência, desde 5 kW até 60MW, com seu consumo específico operando na faixa de 4 a 20 kg_{vapor} para cada 1 kWh de energia gerada. Estas turbinas são projetadas para admitir pressões do vapor de entrada na faixa desde 0,8 até 6,0 MPa e pressões de saída do vapor desde 10 kPa absoluto. Com a definição do consumo específico de vapor, fica definida a quantidade de biomassa a ser consumida pela planta e o tamanho da caldeira. Em média, as caldeiras disponíveis no mercado operam com rendimento na faixa de 85%, com um consumo médio de 1 kg de biomassa para cada 4 kg de vapor gerado. O dimensionamento dos demais periféricos da planta, ou seja, volume do tanque de condensado e a capacidade térmica do condensador são obtidos pela quantidade e qualidade do vapor a ser gerado por hora no ciclo termodinâmico.

Portanto, para o dimensionamento da planta de geração de energia elétrica pode ser seguida a seguinte rotina:

- a. Quantificar a demanda de energia a ser fornecida pela planta;
- b. Qualificar e quantificar a biomassa disponibilizada: conhecer o PCI – Poder Calorífico Inferior através do PCS – Poder Calorífico Superior, densidade, umidade e geometria da biomassa (ex: pó, granulado, péletes, briquetes, pedaços, etc.);
- c. Escolher o tipo de máquina a vapor a ser utilizada no projeto: turbina ou máquina alternativa a vapor. Nesta escolha já se define o gerador de energia elétrica que tem que atender as condições de tensão, corrente, frequência e regime de funcionamento (contínuo ou intermitente) a que estará sendo requisitado;
- d. Obter do fabricante da turbina ou máquina alternativa a vapor seu consumo específico e suas características dimensionais;
- e. Calcular a quantidade de vapor necessária para atender a demanda de energia;
- f. Com a quantidade e qualidade do vapor requerida, definir o tamanho da caldeira e obter do fabricante suas características dimensionais. Definir o tipo de fornalha em função da biomassa disponibilizada;
- g. Identificar a quantidade de biomassa a ser disponibilizada: 1 kg de biomassa para cada 4 kg de vapor gerado;
- h. Projetar o sistema de alimentação de biomassa compatível com o sistema de alimentação da fornalha da caldeira;
- i. Projetar o silo de estocagem de combustível em função do consumo de biomassa da caldeira;
- j. Calcular o volume do tanque de condensado: 1,5 vezes a quantidade de vapor/h necessária no processo;
- k. Dimensionar a capacidade térmica do condensador com os dados de pressão e temperatura de entrada de vapor, vazão de vapor, temperatura de saída do condensado, vazão e temperatura da água de refrigeração. Obter do fabricante suas características dimensionais;
- l. Realizar um levantamento de consumo de energia da planta para definir as cargas parasitas da usina;
- m. Observar as diretrizes das normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho e Emprego, com ênfase na NR-13 – Caldeiras e Vasos de Pressão e NR-10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade.

Com estas informações torna-se possível o desenvolvimento do projeto básico de engenharia para inúmeros tamanhos de plantas de geração de energia elétrica utilizando biomassa como combustível.

9 Impactos Ambientais e Formas de Mitigação

Augusto César de Mendonça Brasil

O uso de recursos naturais como fonte de energia destinada ao ser humano sempre resultou em impactos ao meio ambiente. Ao mesmo tempo, no cenário atual da nossa civilização, é indispensável manter o fornecimento de energia ao Homem. É, portanto, fundamental aliar o uso de recursos naturais como fonte de energia ao desenvolvimento sustentável da sociedade.

A maioria das comunidades da Região Amazônica não é atendida pelo sistema de distribuição de energia elétrica, e por isso, utilizam essencialmente termelétricas a diesel. No Estado do Pará, por exemplo, os sistemas isolados consomem cerca de 77 milhões de litros de diesel por ano.

A substituição de termelétricas a diesel por termelétricas a biomassa é uma opção para comunidades isoladas na Amazônia que possuam biomassa como recurso energético. Entretanto, além da análise da viabilidade econômica, é importante avaliar os impactos ambientais da implantação de sistemas a biomassa nas comunidades isoladas da Amazônia.

Este capítulo faz uma abordagem sobre como avaliar os impactos ambientais, e as respectivas ações mitigadoras, de usinas termelétricas a biomassa em substituição às termelétricas a diesel.

Inicialmente, o capítulo enquadra as exigências legais para avaliação dos impactos ambientais de usinas termelétricas. A seguir ao enquadramento legal são abordadas algumas definições gerais e conceituais. Após as definições e conceitos, são apresentadas algumas metodologias de avaliação dos impactos ambientais. Na seqüência, é feita uma breve explicação das emissões evitadas de gases de efeito estufa da utilização de biomassa como fonte renovável de energia. Ao final do capítulo propõe-se um roteiro de avaliação de impactos ambientais de uma usina termelétrica a biomassa, através de listas de impactos e possíveis ações mitigadoras.

9.1 LEGISLAÇÃO

No que se refere às termelétricas, segundo a Resolução CONAMA N° 001 de 23 de janeiro de 1986, somente é exigido estudo de impacto ambiental (EIA) e respectivo relatório de impacto ambiental (RIMA) às usinas de geração de eletricidade (qualquer que seja a fonte de energia primária) acima de 10MW. No contexto amazônico, as comunidades isoladas nunca atingem demandas na ordem de 10MW, e sendo assim, pequenas usinas para atender a demanda dessas comunidades não necessitam de EIA – RIMA.

Outra resolução CONAMA aplicável às termelétricas, a Resolução N° 237 de 19 de dezembro de 1997, estabelece os critérios para licenciamento ambiental. Segundo o anexo I dessa mesma resolução, a atividade de produção de energia termoelétrica está sujeita ao licenciamento ambiental. Cabe ao órgão ambiental competente (Federal, Estadual ou Municipal) emitir pelo menos três tipos principais de licença ambiental:

Licença Prévia (LP) – concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento,

ou atividade, aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;

Licença de Instalação (LI) – autoriza a instalação do empreendimento, ou atividade, de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante;

Licença de Operação (LO) – autoriza a operação da atividade, ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

Conclui-se que, para o caso das usinas de geração de energia elétrica a biomassa em substituição às pequenas termelétricas a diesel, já instaladas em comunidades isoladas na Amazônia, não há a exigência legal para a realização do EIA-RIMA. Contudo, há a exigência da solicitação de licença ambiental ao órgão ambiental competente.

9.2 DEFINIÇÕES CONCEITUAIS

Para uma boa avaliação dos impactos ambientais das usinas termelétricas a biomassa com ciclo de vapor ou gasificação, é importante que se entendam adequadamente alguns conceitos.

A primeira definição importante é a de **Ação e Efeito**, ou **Ação ambiental e Impacto ambiental**.

Ação ambiental, como o nome já diz, é toda e qualquer ação que possa resultar em modificações do meio ambiente. **Impacto Ambiental** é o **efeito**, ou resultado da ação ambiental.

Os impactos ambientais podem ser classificados como:

- a) **Impactos ao ambiente natural:** são alterações no meio ambiente que influenciam diretamente o Homem e os seres vivos. Tais alterações podem ser físicas, químicas e biológicas.
- b) **Impactos ao ambiente social:** são alterações no ambiente cultural e sócio-econômico que influenciam o Homem e suas relações sociais.

No que se referem à abrangência, os impactos ambientais podem ser classificados como:

- a) **Impacto localizado:** são as alterações no meio ambiente dentro de uma região próxima à ação ambiental (um empreendimento, um projeto ou usina termelétrica).
- b) **Impacto regional:** são as alterações no meio ambiente que ultrapassam os limites da região onde ocorre a ação ambiental (um empreendimento, um projeto ou usina termelétrica), influenciando, portanto, outras regiões.

Quanto à duração do impacto ambiental, eles podem ser **imediatos** de curta, média e longa duração, ou **permanentes**. Isso não deve ser confundido com os impactos serem **reversíveis** ou **irreversíveis**.

- a) **Impactos reversíveis** são aqueles que cessam quando cessa a ação ambiental;
- b) **Impactos irreversíveis** são aqueles que permanecem após cessar a ação ambiental.

Adicionalmente, os impactos ainda podem ser:

- a) **Impactos diretos**, quando o impacto é uma consequência direta da ação ambiental;
- b) **Impactos indiretos**, quando os impactos ambientais não são consequências diretas da ação ambiental;
- c) **Impactos positivos** são ações ambientais que têm como consequências resultados benéficos ao meio ambiente;
- d) **Impactos negativos** são ações ambientais que resultam em danos ao meio ambiente.

Para finalizar as definições conceituais, convém definir o que vem a ser mitigação, e para isso vamos precisar de algumas definições mostradas anteriormente.

Medidas mitigadoras, ou simplesmente **mitigação**, é toda ação que se destina a diminuir os impactos ambientais negativos. As ações mitigadoras podem:

- ♦ Reparar os danos causados ao meio ambiente como consequência de uma ação ambiental;
- ♦ Minimizar os danos causados ao meio ambiente como consequência de uma ação ambiental;
- ♦ Requalificar o meio ambiente com impactos positivos.

9.3 MÉTODOS E MODELOS PARA AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

Há vários **métodos** para avaliação de impactos ambientais. Os métodos podem ser quantitativos ou qualitativos. Nos métodos **quantitativos**, os impactos ambientais são avaliados numericamente com valores e unidades, enquanto que os métodos **qualitativos** avaliam por hierarquizações, tais como “nulo”, “pouco”, “significativo”, “muito”, etc.

A avaliação dos impactos ambientais é na verdade uma combinação de vários métodos e modelos. Os métodos mais conhecidos são:

Método Espontâneo (Ad-Hoc) consiste na reunião de especialistas de áreas de conhecimento diferentes. Os impactos ambientais e as medidas mitigadoras são identificados pelo especialista de cada área através de opinião emitida para todos os outros especialistas. Em seguida, há uma rodada para cada área de conhecimento onde cada especialista emite sua opinião sobre a área em questão. As medidas mitigadoras e alternativas vão sendo propostas em várias rodadas, sempre convergindo para uma solução de consenso.

Listas de Controle (Check Lists) são listas e tabelas que correlacionam os ambientes e os respectivos impactos. Há alguns tipos de listas de acordo com a complexidade desejada para avaliação dos impactos ambientais:

Listas simples relacionam os impactos diretos. Essas listas não são muito elaboradas e não identificam impactos secundários. A Tabela 9.1 é um exemplo de *Lista Simples* para instalação de uma usina termelétrica a biomassa.

Ambiente	Impacto	Fase do empreendimento	
		Construção	Operação
Natural (físico)	Solo	✓	✓
	Ar	✓	✓
	Água	✓	✓
	Ruído	✓	✓
	Fauna		
	Flora	✓	✓
Social	Economia	✓	✓
	Habitação	✓	✓
	Transporte	✓	✓
	Lazer	✓	✓
	Cultural	✓	✓

Tabela 9.1 – Lista simples de impactos ambientais causados por uma usina termelétrica a biomassa

Listas descritivas são mais elaboradas que as listas simples, pois identificam as fontes geradoras dos impactos, mas não especificam a importância do impacto. Podem conter indicações numéricas com valores ou hierarquias.

Listas comparativas estimam as magnitudes dos impactos adotando valores comparativos entre as alternativas ao empreendimento. A comparação pode indicar a melhor alternativa, ou pode fornecer uma boa base para a tomada de decisão. A tabela 9.2 mostra um exemplo de *Lista Comparativa* para instalação de uma usina termelétrica a biomassa.

Critério	Indicador	Limite ou padrão	Alternativa 1		Alternativa 2	
			Impacto	Maior que o limite?	Impacto	Maior que o limite?
Qualidade do ar	Partículas Totais em suspensão	60 µg/m ³	65 µg/m ³	Sim	35 µg/m ³	Não
Qualidade da água	Temperatura	4°C acima	4°C acima	Não	4°C acima	Não
Ruído	Nível de ruído	35 dB	40 dB	Sim	35 dB	Sim
Fauna	População pássaros	10% de redução	5%	Não	5%	Não
Flora	Área desmatada	1ha	1ha	Não	1ha	Não

Tabela 9.2 – Lista comparativa de impactos ambientais de duas alternativas para instalação de uma usina termelétrica a biomassa.

Listas de Controle Escalar é uma evolução das *Listas Comparativas* adotando valores comparativos entre os impactos ambientais, permitindo a comparação entre os impactos. Os valores, atribuídos por especialistas, podem ir de um mínimo de 0 a um máximo de 3, por exemplo, indicando os níveis de impacto ambiental. Pode-se estabelecer valores máximos diferentes de 3 dependendo da precisão que se deseja. A tabela 9.3 mostra um exemplo de *Lista de Controle Escalar* para alternativas à construção de uma usina termelétrica a biomassa.

Alternativas	Fatores			
	Custo	Impactos da construção	Impactos da operação	Necessidade de treinamento
Diesel	1	2	3	1
Biomassa (Turbina a vapor)	2	3	2	3
Biomassa (Gasificação)	3	2	1	2
Diesel+Biomassa	3	3	3	3

Tabela 9.3 – Lista de controle escalar de impactos ambientais de quatro alternativas para instalação de usina termelétrica.

Listas de Controle Ponderáveis são aquelas em que são atribuídos pesos aos impactos ambientais, permitindo a maior ou menor importância de um fator em relação a outros. Os valores e pesos são atribuídos por especialistas, mas pode-se aplicar questionário à população afetada para refinamento dos pesos. É possível hierarquizar as alternativas do empreendimento em um *Índice de Impacto*, com valor entre -5 e +5, mostrado ao final da tabela-exemplo abaixo, a qual apresenta uma *Lista de Controle Ponderável* aplicada à avaliação de impactos da construção de uma usina termelétrica a biomassa.

Nota aos Impactos	Pesos					Peso X Nota						
	Negativas											
	-5	-4	-3	-2	-1	Neutras 0	Positivas					
							1	2	3	4	5	
() Pesca												
() Caça												
() Suinocultura												
() Exploração de Madeira												
() Desmatamento												
() Preservação da vegetação natural												
() Exploração de sementes oleaginosas												
() Atividades agrícolas												
() Atividades comerciais												
() Transporte												
() Porto-Trapiche												
() Eletricidade												
() Outros												

$$\text{Índice de impacto} = \frac{\sum (\text{peso} \times \text{nota})}{\sum \text{peso}}$$

Tabela 9.4 – Lista de controle ponderáveis de impactos ambientais causados por uma usina termelétrica a biomassa.

Matrizes são métodos simples, mas de grande potencial para avaliação da interação entre os impactos. As matrizes podem ser qualitativas ou quantitativas a exemplo das listas mostradas acima. Nas matrizes, as ações estão associadas aos efeitos ambientais, contendo as respectivas magnitudes e importâncias (notas e pesos). As ações são apresentadas na horizontal (linhas da matriz) e os efeitos na vertical (colunas da matriz). O modelo de matriz mais conhecido e utilizado em avaliação de impactos ambientais se chama Matriz de Leopold. Na Matriz de Leopold as células são divididas na diagonal como mostra a Tabela 9.5. A magnitude do impacto está localizada na

parte superior esquerda da célula e a importância na parte inferior direita da célula. A magnitude é representada por valores de -10 a 10, onde o sinal (+) ou (-) significa impacto positivo ou negativo, respectivamente. A importância é representada por valores entre 1 e 10.

	A	B	C	D
W	1 2	5 3		8 5
X		6 2		
Y			3 6	
Z		7 2	2 9	

Tabela 9.5 – Exemplo das células para elaboração da Matriz de Leopold.

A tabela 9.6 mostra uma Matriz de Leopold elaborada para a instalação de uma usina termelétrica a biomassa.

		Ações do projeto																Total					
		Modificação do ambiente				Uso do solo e construções				Exploração de recursos		Alteração do solo		Transporte			Resíduos sólidos e esgoto						
		Habitat	Piso	Ruído e vibração	Urbanização	Casas e edificações	Vias e portos	Postes e cabos	Barreiras (muros)	Trilhos e margens	Estrutura de lazer	Aterros e valas	Madeira	Solo (areia, etc.)	Drenagem	Navio	Barco	Lancha	Aterros sanitários	Disposição de resíduos	Fossas		
Fator Ambiental	Físico e Químico	Material de construção																					
		Solo																					
		Rio																					
		Qualidade da água																					
		Qualidade do ar																					
		Clima																					
	Biológico	Temperatura																					
		Alagamentos																					
		Precipitação																					
		Compactação e acúmulo																					
		Plantas aquáticas																					
		Pássaros																					
	Sócio-Econômico	Animais																					
		Microfauna																					
		Residencial																					
		Comercial																					
		Industrial																					
		Recreação																					
Sócio-Econômico	Espaços abertos																						
	Paisagens																						
	Cultura																						
	Saúde e segurança																						
	Emprego																						
	Densidade populacional																						
Sócio-Econômico	Infra-estruturas																						
	Transporte																						
	Logística de bens																						
	Disposição de resíduos																						

Tabela 9.6 – Matriz de Leopold elaborada para a instalação de uma usina termelétrica a biomassa.

Redes de Interação (Networks) permitem visualizar a cadeia de relacionamentos entre os diferentes impactos, portanto, o processo de preparação e elaboração é bastante complexo. As redes, a exemplo de algumas listas e das matrizes, também avaliam os impactos com atribuição de magnitudes e importâncias, resultando em comparações entre as opções e os impactos.

Superposição de mapas (Overlay Mapping) é hoje muito utilizada, principalmente com a evolução dos Sistemas de Informação Geográfica (SIG). É um tipo de visualização com imagens aéreas, ou de

satélite, combinadas com superposição de imagens no computador. Esse método permite analisar a evolução espacial dos impactos, bem como perceber os limites e fronteiras de influência entre as ações e efeitos ambientais. A seguir, a figura 9.1 mostra um exemplo de superposição de mapas de um estudo de potencial energético a partir de biomassa no Estado do Pará.

Os **modelos** são utilizados para prever os impactos ambientais, e assim simular vários cenários com as opções e alternativas dos empreendimentos. Dentre os modelos de simulação mais utilizados, podemos citar:

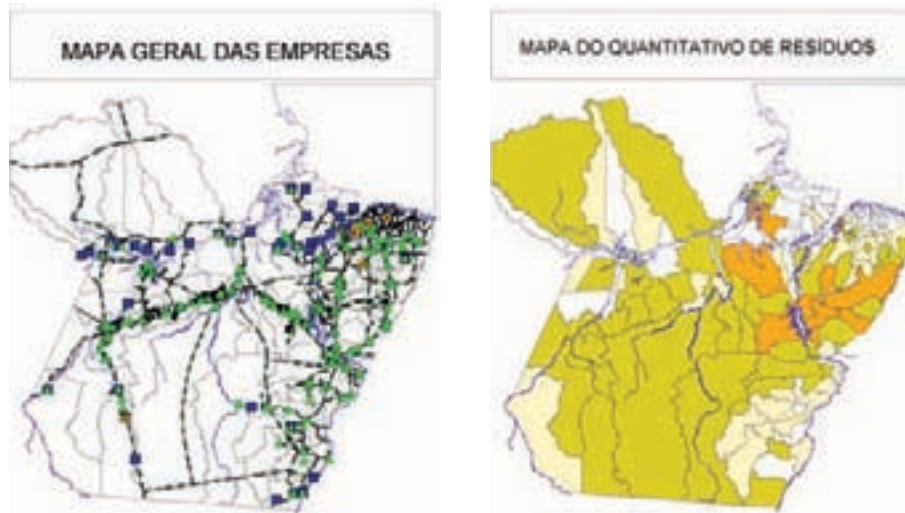


Figura 9.1 – Exemplo Overlay Mapping aplicado ao levantamento do potencial energético de resíduos de biomassa no Estado do Pará.

Modelo de qualidade do ar (dispersão atmosférica)

O modelo de qualidade do ar mais utilizado nas avaliações de impactos ambientais é o modelo de Pluma Gaussiana. Esse modelo é muito popular por causa da sua simplicidade e rapidez em simular os cenários de dispersão de poluentes atmosféricos. O modelo de pluma gaussiana pode ser facilmente implementado em código computacional, ou há rotinas já feitas, na Agência de Proteção Ambiental americana, por exemplo. Contudo, esses códigos já implementados são adaptados às condições climáticas onde eles foram desenvolvidos. Sendo assim, a utilização de códigos já implementados requer um trabalho de adaptação às condições onde os impactos ambientais serão avaliados. Tal trabalho pode, em algumas ocasiões, não ser compensador.

Modelo de propagação de ruídos

O modelo de propagação de ruído mais utilizado nas avaliações de impactos ambientais é também um modelo bastante simples, baseado em propagação e atenuação de ondas de pressão sonora. Uma equação logarítmica sem maiores complicações serve para determinar o nível de ruídos nas vizinhanças de uma fonte sonora.

Modelo de qualidade da água

O modelo de qualidade da água largamente utilizado em avaliações de impactos ambientais é um modelo de determinação da Demanda Bioquímica de Oxigênio (DBO) ao longo do curso de rios e córregos. Esse modelo emprega equações de decaimento logarítmico, calculando a DBO de rios e córregos quando efluentes líquidos são despejados.

Outros modelos amplamente utilizados são os **Modelos Ecológicos** que determinam inter-relação e população das espécies com base em fatores ecológicos, **Modelos Florestais** e os **Modelos de Uso do Solo** que simulam expansão de cidades com atividades agrícolas, habitação, comércio e indústria.

9.4 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DE UMA USINA TERMOELÉTRICA A BIOMASSA

Para análise das medidas mitigadoras dos impactos ambientais de uma usina termelétrica a biomassa (com ciclo a vapor ou gasificação) é necessário identificar os impactos em duas fases distintas:

- ♦ Impactos ambientais da construção da usina.
- ♦ Impactos ambientais da operação da usina.

Como descrito nos itens anteriores, a avaliação dos impactos ambientais e as propostas de ações mitigadoras devem ser apresentadas de acordo com uma metodologia ou roteiro. Sugerimos neste texto, portanto, listas simples dos impactos ambientais e suas possíveis medidas mitigadoras, tanto durante a construção, quando na operação de uma usina termelétrica a biomassa.

Com base nas definições mostradas nos itens acima e em metodologias conhecidas de avaliação de impacto ambiental (Munn, 1975, Canter, 1977, Brasil, 1988, Morris, 1995, e Fogliatti, 2004), os itens e tabelas abaixo constam de listas de controle para auxiliar na identificação dos impactos ambientais e suas respectivas medidas mitigadoras, tanto na fase de construção quanto na fase de operação de uma usina termelétrica a biomassa com ciclo a vapor ou gasificação.

9.4.1 Impactos no Ambiente Natural Durante a Construção da Usina a Biomassa

A Tabela 9.7 mostra uma lista de impactos ao ambiente natural durante a construção da usina a biomassa e sugere algumas medidas mitigadoras.

Impacto	Medida Mitigadora
Desmatamento da área da usina, com aumento do nível de insolação local e perda de alguns habitats	Conservar as espécies vegetais nativas e recompor a vegetação externa à área da usina após a fase de construção.
Emissão de efluentes líquidos dos banheiros, cozinha, lavagem de equipamentos para o solo, rios e córregos próximos.	Construir fossas sépticas para os banheiros e cozinhas, e lagoas de contenção para os efluentes procedentes dos processos de lavagem. Evitar percolamento para o solo.
Arraste de material de construção (areia, cimento, cal, etc.) para rios e córregos próximos, por causa das chuvas e lavagens.	Prever o local adequado para armazenamento do material de construção, protegendo com barreiras de contenção para evitar o arraste. Evitar também percolamento.
Ruídos e Emissão de poluentes atmosféricos dos veículos e equipamentos.	Manter todos os veículos e equipamentos em condições adequadas de uso, e fazer as manutenções periódicas sugeridas pelos fabricantes.
Disposição final de resíduos sólidos (lixo orgânico, restos de alimentos e material de construção).	Separação e disposição em contentores diferentes para os resíduos orgânicos, resíduos de estopas, papel, metais e madeira. Resíduos biodegradáveis poderão ir para compostagem ou pequenos aterros sanitários. A madeira deverá ser armazenada para ser usada como combustível posteriormente

Tabela 9.7 – Relação entre impactos ao ambiente natural e possíveis ações mitigadoras durante a construção da usina.

9.4.2 Impactos no Ambiente Social Durante a Construção da Usina a Biomassa

A Tabela 9.8 mostra uma lista de impactos ao ambiente social durante a construção da usina a biomassa e sugere algumas medidas mitigadoras.

Impacto	Medida Mitigadora
Aumento da população local, com habitantes temporários.	Conhecer e limitar ao máximo o número de trabalhadores que vão participar da construção da usina, entre empregados diretos e indiretos.
Aumento do consumo de produtos, bens e serviços.	Impacto positivo. Deve-se apenas facilitar o acesso aos bens e serviços, promovendo a economia e o comércio local.
Aumento da quantidade de dinheiro em circulação.	Equilibrar o aumento de consumo durante a construção da usina para evitar recessão após essa fase.
Aumento da demanda por habitação, transportes, diversão e lazer.	Fornecer habitação e transporte aos trabalhadores. Se possível, promover atividades de esporte e lazer.
Estresse na comunidade, conflitos sociais, integração e alienação.	Escolher um responsável durante a construção, para a solução de possíveis conflitos e integração com a sociedade local.

Tabela 9.8 – Relação entre Impactos ao ambiente social e possíveis ações mitigadoras durante a construção da usina.

9.4.3 Impactos no Ambiente Natural Durante a Operação da Usina a Biomassa

A Tabela 9.9 mostra uma lista de impactos ao ambiente natural durante a operação da usina a biomassa e sugere algumas medidas mitigadoras.

Impacto	Medida Mitigadora
Retirada e exploração de espécies florestais locais.	Realizar plano mínimo de manejo florestal e utilização dos resíduos, atendendo a cadeia produtiva local.
Emissão de efluentes líquidos da usina.	Utilizar circuito fechado de água. Controlar o PH da água do circuito. Evitar escoar a água para o solo, rios ou córregos próximos. Fazer manutenção periódica rigorosa.
Emissão de poluentes atmosféricos.	Instalar sistema de coleta de material particulado (Ciclones, Lavadores, Filtros). Fazer manutenção periódica rigorosa.
Ruído dos componentes da usina.	Fornecer equipamentos de proteção individual para operadores (tampões). A localização da usina não poderá ser muito próxima às casas. Manter os equipamentos em condições adequadas de uso, e fazer as manutenções periódicas sugeridas pelos fabricantes.
Disposição final de resíduos sólidos (lixos, estopas, sacos, etc.).	Separação e disposição em contentores diferentes para os resíduos orgânicos, estopas usadas, papel e metais. Resíduos biodegradáveis poderão ir para compostagem ou pequenos aterros sanitários. A madeira deverá ser usada como combustível.

Tabela 9.9 – Relação entre impactos ao ambiente natural e possíveis ações mitigadoras durante a operação da usina.

9.4.4 Impactos no Ambiente Social Durante a Operação da Usina a Biomassa

A Tabela 9.10 mostra uma lista de impactos ao ambiente social durante a operação da usina a biomassa e sugere algumas medidas mitigadoras.

Impacto	Medida Mitigadora
Independência de combustível para geração de energia.	Impacto positivo. Deve-se apenas manter o uso sustentável da biomassa.
Agregação de valor aos produtos, bens e serviços locais.	Impacto positivo. Deve-se apenas facilitar a circulação dos produtos promovendo a economia e o comércio local.
Desenvolvimento da economia local. Criação de emprego e renda.	Impacto positivo. Deve-se apenas equilibrar o crescimento da economia com infra-estrutura básica.
Aumento da população, com habitantes permanentes.	Acompanhar o crescimento populacional e fornecer infra-estrutura básica.
Aumento da demanda por habitação, transportes, diversão e lazer.	Promover a organização da estrutura urbana. Se possível, desenvolver um plano diretor urbano.

Tabela 9.10 – Relação entre impactos ao ambiente social e possíveis ações mitigadoras durante a operação da usina.

9.5 ESQUEMA DOS PRINCIPAIS IMPACTOS DE UMA USINA TERMELÉTRICA A BIOMASSA

Ainda para auxiliar na identificação dos principais impactos e, conseqüentemente, determinar as respectivas medidas mitigadoras, a figura 9.2 mostra o esquema de uma usina típica de combustão direta e ciclo a vapor com os impactos de cada elemento da usina.

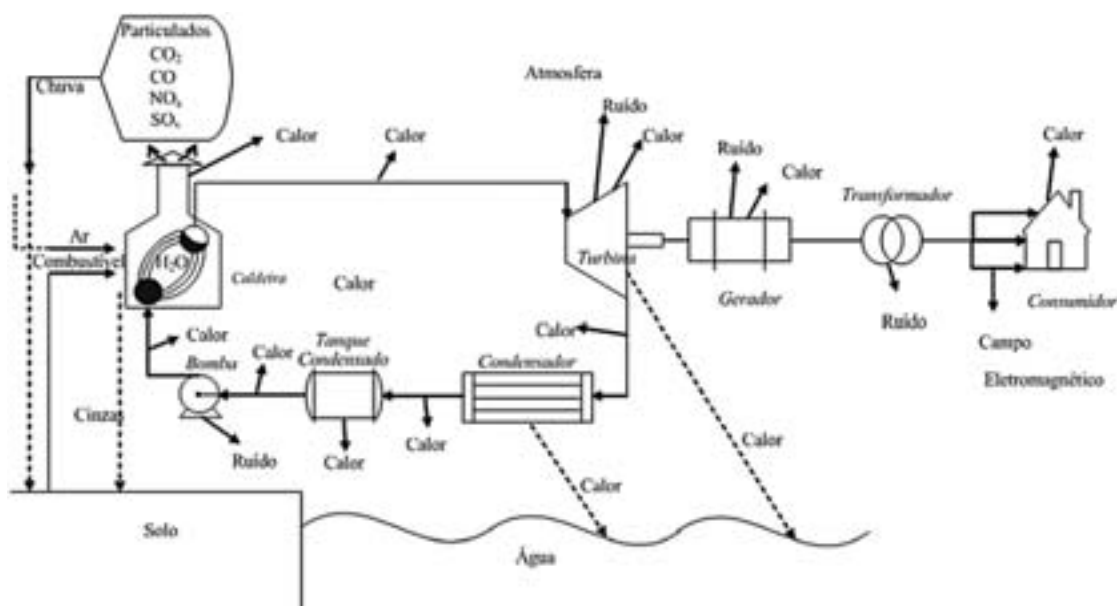


Figura 9.2 – Esquema de uma usina termelétrica a biomassa típica e o impacto ambiental dos principais elementos constituintes da usina.

9.6 IMPACTO NO CICLO DE CARBONO – EMISSÕES EVITADAS

Sem dúvida, o maior impacto global de uma usina termelétrica a biomassa é a substituição de um combustível fóssil (diesel) por um combustível renovável (biomassa). Tal substituição afeta, sobretudo, as emissões dos gases de efeito estufa. Dentre os principais gases de efeito estufa, os mais conhecidos são o CO_2 , CH_4 e NO_x .

O efeito estufa está relacionado com o desequilíbrio do Ciclo do Carbono, mostrado na figura abaixo. A atividade industrial da nossa sociedade moderna, com o uso intensivo de combustíveis fósseis, resulta no aumento das emissões e conseqüentes concentrações atmosféricas dos gases acima citados, principalmente o CO_2 . O efeito estufa tem como conseqüência direta o aumento da temperatura da Terra, provocando mudanças climáticas. Por esse motivo vários países assinaram o conhecido Protocolo de Quioto, onde se comprometem a diminuir suas emissões de gases de efeito estufa para as próximas décadas.

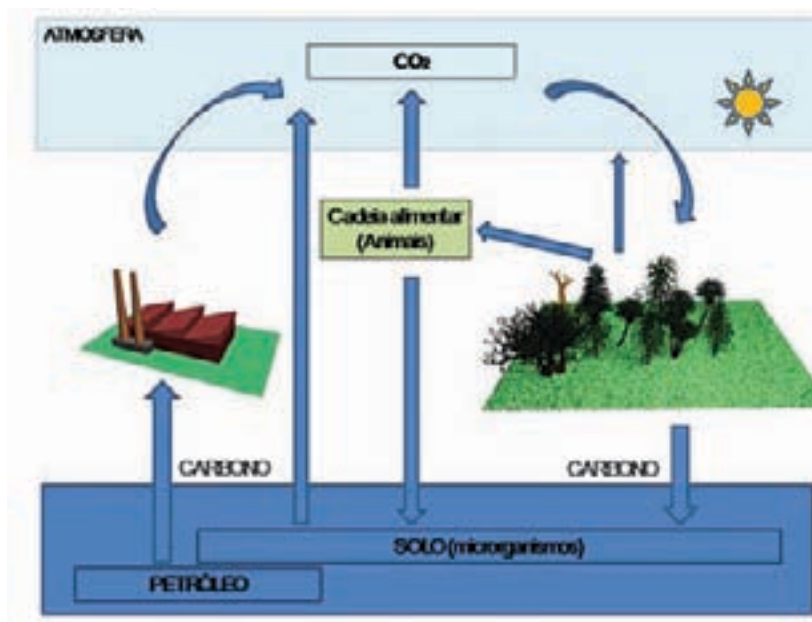


Figura 9.3 – Exemplo do Ciclo do Carbono.

Segundo o Protocolo de Quioto, as emissões de gases provenientes de biomassa não são contabilizadas como contribuição aos gases de efeito estufa, já que o carbono emitido foi fixado em uma planta durante o processo de fotossíntese, e sendo assim, poderá voltar a ser fixado novamente.

Portanto, a substituição de combustíveis fósseis por biomassa em usinas termelétricas resulta em um impacto ambiental global positivo, conhecido como Emissões Evitadas de Carbono. Ou seja, ao utilizar biomassa em termelétricas, as emissões dos gases de efeito estufa são mínimas (levando em conta todo o ciclo de vida da biomassa). Comparativamente às emissões de uma termelétrica a diesel, um kWh gerado por uma usina termelétrica a biomassa deixa de contabilizar cerca de 1,02 kg de CO_2 , para efeito do Protocolo de Quioto. Isso significa que 3000 kg de biomassa úmida utilizada para geração de energia elétrica correspondem a 1000 kg de emissões evitadas de CO_2 .

Ao mesmo tempo, localmente, os impactos positivos específicos de uma usina termelétrica a biomassa podem ser destacados, como no item a seguir.

9.7 SÍNTESE DOS IMPACTOS POSITIVOS ESPECÍFICOS DA OPERAÇÃO DE UMA USINA TERMELÉTRICA A BIOMASSA NA AMAZÔNIA

Baseado no que foi visto anteriormente, podemos sintetizar alguns impactos positivos do uso de biomassa para geração de energia elétrica.

Vale lembrar que uma usina termelétrica a biomassa, na Amazônia, necessita de um volume considerável de biomassa para manter a operação diária e suprir a demanda de energia da comunidade onde a usina é instalada. Como atualmente não há projetos de florestas energéticas em comunidades isoladas da Amazônia, tal volume de biomassa para alimentar uma usina termelétrica só poderá vir de resíduos de processos produtivos locais.

9.7.1 Reaproveitamento energético de resíduos

Portanto, uma usina termelétrica a biomassa geralmente estará instalada em comunidades isoladas na Amazônia que possuem processos produtivos com geração de resíduos. Dentro desse cenário, um impacto ambiental positivo que se pode destacar é a destinação final adequada com o reaproveitamento energético de resíduos, os quais, sem a termelétrica, seriam resíduos sólidos compondo aterros.

9.7.2 Energia revertida ao processo produtivo

Dentro do mesmo cenário, um outro impacto positivo é a integração da energia gerada ao processo produtivo, agregando valor à energia gerada e, conseqüentemente, ao produto produzido pela comunidade.

9.7.3 Criação de emprego e renda

Alguns impactos sócio-econômicos positivos, já citados anteriormente neste capítulo, são conseqüência direta da implantação da usina termelétrica a biomassa. O funcionamento de uma usina termelétrica a biomassa requer formação de pessoal na área de operadores de caldeiras. Adicionalmente, a biomassa residual a ser utilizada como combustível deverá receber um tratamento diferenciado, para que ao longo do percurso, desde a geração do resíduo até a queima na fornalha, esse combustível esteja em condições adequadas ao uso. Essas características, bem como os itens 9.7.1 e 9.7.2, fazem com que a operação de uma usina termelétrica a biomassa resultem em atividades sócio-econômicas. Tais atividades dão sustentabilidade a uma microeconomia em função da usina, com criação de novas funções, empregos e rendas.

9.7.4 Diminuição da dependência aos combustíveis fósseis

As comunidades isoladas na Amazônia são muito dependentes de combustíveis fósseis, principalmente o diesel, tanto para geração de energia quanto para a mobilidade através de barcos. Sendo assim, a implantação de usinas termelétricas a biomassa em comunidades isoladas na Amazônia diminuem, mas não eliminam, a dependência aos combustíveis fósseis. Entretanto, tal diminuição é definitivamente um impacto positivo à comunidade.

10 Viabilidade Econômica

Jorge de Araújo Ichihara e André Montenegro Duarte

A conclusão quanto à viabilidade ou não de um empreendimento, em especial aos do tipo em estudo, que integram e interagem aspectos específicos e técnicos de engenharia com implicações e repercussões econômicas, financeiras, geopolíticas, sociais e ambientais intensas, não pode ser limitada apenas no seu contexto de exequibilidade técnica na implantação (dimensionamento da planta, execução e montagem das obras civis e dos equipamentos, etc.). Os estudos de viabilidade devem aprofundar na análise de sustentabilidade do empreendimento.

A sustentabilidade é a condição de que algo possa ser sustentável (ou auto-sustentável). Existem inúmeros enfoques, visões, princípios e maneiras de se conceituar e definir esta condição, como por exemplo, nos aspectos ambiental, social, financeiro, econômico, técnico, energético, ecológico, ou mesmo em uma visão holística, a qual contemplaria, pelo menos em tese, todos estes aspectos, mas de maneira conjunta e integrada. As distintas visões apresentam posturas e, conseqüentemente, resultados muitas vezes antagônicos ou conflitantes entre si.

Estes estudos, importantes, são complexos, multidisciplinares, muitas vezes demorados, dispendiosos e de difícil realização, inclusive por serem sujeitos a inúmeras incertezas e riscos, mas que devem ser obrigatoriamente considerados e de maneira embasada por todos aqueles que estão envolvidos diretamente no empreendimento, como as empresas concessionárias, empresários de outros setores que são investidores/financiadores, o Estado (Governo) e a sociedade civil como um todo, pois estes atores têm visões muito diferentes, logo, de um mesmo projeto, esperam ou almejam retornos e resultados também distintos.

O empreendedor, se uma entidade privada, buscará maximizar o lucro, potencializando os resultados financeiros, possivelmente com a adoção de preços mais elevados, porém, se o projeto for conduzido por um Órgão do Governo, poderá priorizar os benefícios sociais, admitindo um retorno financeiro menor ou um horizonte temporal mais longo. O investidor ou financiador, que muitas vezes não é o empreendedor nem o Poder Público, precisa ter garantias ou medidas dos graus de segurança/risco envolvidos no investimento. A população atendida ou a sociedade em geral espera o oferecimento de um produto ou a prestação de um serviço com qualidade, continuidade/perpetuidade e a preços acessíveis (quanto menores, melhor).

Neste contexto, a sustentabilidade será entendida e estudada como a condição ou o estado em que o projeto, ao ser implantado, possa ser auto-sustentável economicamente, operacionalizado à contento, com retorno compatível com o aceitável, de maneira exequível, dentro de limites ou parâmetros de referência e das expectativas dos atores principais. As metodologias e as ferramentas apresentadas no texto estão disponibilizadas para os distintos atores, que, utilizando-as, poderão identificar e definir grandezas e valores para suas análises e entendimentos e, a partir de então, decidirem de maneira racional e fundamentada, com maiores possibilidades de acerto em suas decisões.

O retorno e a maioria dos demais indicadores da sustentabilidade ou viabilidade econômica geralmente são medidos ou expressos na unidade “padrão monetário” (\$) ou em outras desta

derivada (como $\$/kW$ ou $\$/kWh$), pois são unidades que podem, se bem trabalhadas e equalizadas, aglutinar as mais diversas variáveis e os mais distintos componentes inerentes ao projeto, como custos de aquisição de máquinas e equipamentos, vida útil e depreciações, tarifas, custos ambientais, receitas de intangíveis, riscos, externalidades, entre outros.

Os conceitos e as ferramentas da disciplina ou matéria chamada Engenharia Econômica são os fundamentos e os instrumentos que permitem proceder tal análise, isto é, no tocante à sustentabilidade e na definição dos valores ou grandezas que ensejam a situação ou condição de viabilidade econômica.

10.1 ENGENHARIA ECONÔMICA

Em uma definição bem genérica da ABNT (2001), a Engenharia Econômica é o conjunto de conhecimentos técnico-científicos especializados, aplicados à análise e avaliação técnico-econômico de empreendimentos.

Embora ampla, esta definição pode ainda ser incrementada, pois é importante que, ao se proceder a análise e avaliação de empreendimentos, os componentes ambientais, ecológicos, sociais, estratégicos ou geopolíticos, financeiros e outros não só podem como devem ser inseridos e trabalhados no que a ABNT denomina de “técnico-econômico”, ou seja, as variáveis, as condições de contorno e os elementos a serem analisados devem incorporar ou considerar o significado econômico destas nuances, além das especificamente técnicas e econômicas, para que os resultados sejam mais realistas, corretos e, conseqüentemente, confiáveis.

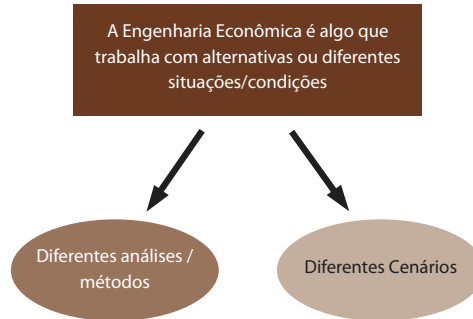
É claro que não há como prever tudo nem como estudar todos os fatores que interferem em um empreendimento, assim como quanto ao futuro, quando o projeto for implantado e operacionalizado, há muitas incertezas e riscos, mas, indubitavelmente, deve-se realizar um estudo holístico, o mais global possível, com distintos cenários ou condições, o que trará respostas mais fidedignas, ao invés de se realizar trabalhos muito restritos e determinísticos.

Engenharia Econômica pode ser entendida como a disciplina da análise e da mensuração das conseqüências econômicas das decisões de engenharia, conseqüências estas de causas muito distintas, muitas delas específicas da engenharia, como a planta ou o projeto e a operacionalização ou a forma de produção, mas inúmeras outras que extrapolam as matérias da engenharia clássica, porém que devem ser consideradas pelos engenheiros, como as condições e variações do mercado e o sistema financeiro. Trabalha com os eventos ou fatos (as obras, operações, vendas, despesas, depreciações, etc.), seus respectivos valores monetários (receitas e custos) e o tempo em que ocorrem ou deverão ocorrer.

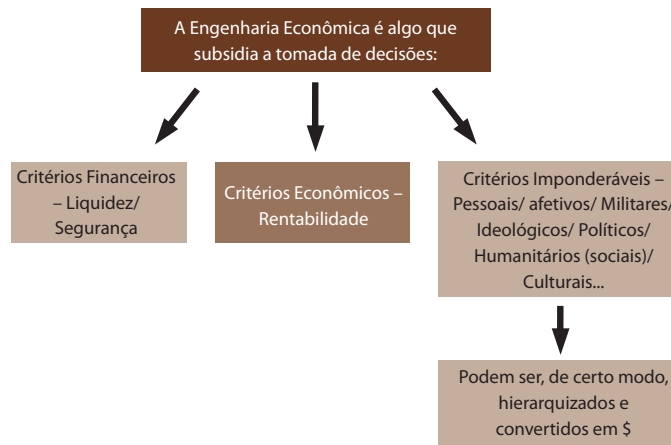
Arthur Mellen Wellington, o pai da Engenharia Econômica, definiu como princípio, mas não como tendência, que “engenharia é a arte de fazer algo bem feito com um dólar, algo o qual qualquer leigo, curioso ou biscateiro também poderia fazer com dois dólares depois do tempo”. Pode-se interpretar o sentido desta frase como que os engenheiros são aqueles que realizam, ou pelo menos deveriam realizar, as obras e trabalhos de maneira correta (bem feito), mas com custos compatíveis (o um dólar citado) e nos momentos corretos (sem ser depois do tempo). Este princípio original apresenta os três elementos básicos trabalhados pela engenharia econômica:

- a) *eventos ou fatos* vinculados aos;
- b) seus *recursos ou valores monetários (dinheiro)* alocados;
- c) no *tempo ou períodos* de suas ocorrências.

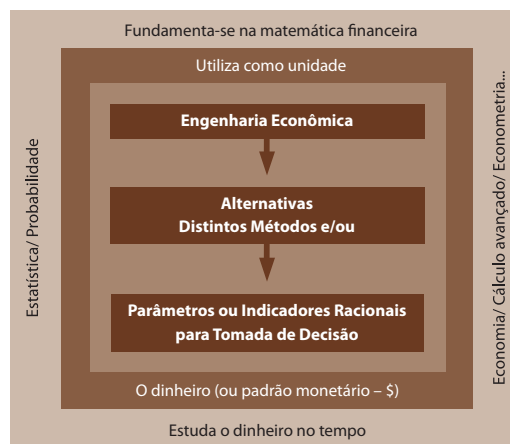
Como já exposto, a Engenharia Econômica possibilita proceder a análise e a mensuração das conseqüências econômicas das decisões de engenharia, trabalhando seus três elementos básicos (eventos, valores monetários e tempo) sempre com alternativas ou diferentes situações/condições, advindas dos distintos enfoques, da adoção de diferentes métodos ou ainda dos inúmeros cenários possíveis.



A Análise e a mensuração fornecem, definem ou calculam valores e/ou indicadores que subsidiam os tomadores de decisão, para que possam concluir e decidir apoiados e embasados, principalmente por critérios quantitativos, lógicos e racionais.



De maneira esquemática, pode-se definir o atual estágio da engenharia econômica como no quadro a seguir:



É claro que nem todos os projetos, obras ou empreendimentos de engenharia necessitam ou requerem tais estudos. Por exemplo, a construção de um muro de vedação de uma escola ou de uma residência, a mudança de *layout* de um escritório ou de um galpão utilizado na indústria de beneficiamento de madeira (serraria), sem qualquer intenção de minimizá-los, não apresentam elementos muito significativos que justifiquem o trabalho, o esforço e nem necessitam dos resultados da análise econômica para que se realizem à contento.

Para que se justifique ou se torne necessária, muitas vezes imprescindível, o uso da engenharia econômica para análise e obtenção de valores e indicadores, existem os seguintes requisitos:

- a) o empreendimento, projeto ou obra apresente porte, grandeza e repercussão (física, financeira, econômica, ambiental, social, estratégica, etc.) suficientemente importantes e relativamente complexas que precisem de uma organização do problema e de uma análise baseada em método(s) estruturado(s);
- b) a decisão não seja óbvia ou muito fácil, existindo a possibilidade de mais de uma opção ou alternativas que, em tese, seriam tecnicamente viáveis ou exequíveis;
- c) o aspecto econômico (e às vezes financeiro) seja significativo e influencie, de maneira decisiva, a condição de êxito, sustentabilidade e viabilidade do empreendimento.

Embora trabalhe fundamentalmente com a unidade padrão monetária, ou seja, com o dinheiro (\$), a Engenharia Econômica não é uma disciplina das ciências econômicas ou do setor financeiro, nem tampouco prima pelo mercantilismo ou prioriza os resultados monetários, muito pelo contrário, é uma área da engenharia, no sentido de ser um conjunto de conhecimentos e técnicas numéricas para resolver problemas, principalmente os relacionados à minimização de custos, otimização de processos, maximização da produção e benefícios e à valoração, buscando, na definição, identificação ou cálculo de valores (\$) e/ou de indicadores, a exequibilidade, viabilidade, sustentabilidade, equilíbrio e mesmo o estabelecimento de princípios para a justiça econômica-financeira dos projetos, obras e empreendimentos de engenharia, projetos estes que se mostrem tecnicamente corretos e exequíveis, mas que precisam ser estudados quanto ao aspecto econômico, como o objeto do presente estudo, ou seja, a implantação de uma planta de geração de energia com a utilização de biomassa, seja uma central de vapor (queima) ou de gasificação, conforme a escolha da tecnologia mais adequada.

Outra consideração muito importante é que além dos fundamentos e princípios da Engenharia Econômica, nos quais este texto se apóia, podem também ser incorporados e adotados para a análise e mensuração de projetos e empreendimentos alguns outros enfoques, como o estratégico-financeiro, no que se denominaria como “ANÁLISE DE INVESTIMENTO” em um sentido mais amplo. Este capítulo tem como foco a análise de viabilidade econômica, que se fundamenta na Engenharia Econômica e a Análise de Investimentos, que também se utiliza em grande parte dos métodos e conceitos aqui apresentados, mas transcende ao foco. Porém, devido à sua importância ela será exposta, em seus princípios gerais e na sua linha lógica de raciocínio no item 10.7.

10.2 OS MÉTODOS

A Engenharia Econômica possui, em seu escopo conceitual, vários métodos para se proceder a análise e definir valores e/ou indicadores. Embora não seja consensual, a seguir será apresentada

uma divisão em três grandes grupos que englobam os principais métodos existentes na literatura, os quais podem ser adotados de maneira isolada (não recomendável por ser muito restritiva) ou de forma conjunta ou integrada, obtendo-se resultados advindos de dois ou mais métodos simultaneamente.

10.2.1 Métodos Determinísticos

Utilizam modelos (os fluxos de caixa) e baseiam-se na aplicação do princípio da causalidade de maneira rígida e até extremada, supondo que das mesmas causas, em circunstâncias iguais, sejam produzidos sempre os mesmos efeitos. Enfim, são métodos que fornecem uma única resposta para cada modelo.

Payback:

Objetiva calcular quanto tempo o empreendedor ou investidor necessitará para recuperar o capital financeiro ou recursos (\$) que investiu no empreendimento.

Existem dois tipos:

- ♦ Simples: quando os valores futuros do fluxo de caixa são considerados sem a aplicação da taxa de desconto. É aplicável apenas em projetos de pequena monta e/ou de um horizonte pequeno (curtíssimo ou curto prazo, no máximo até 4 anos).
- ♦ Descontado: quando é considerada aplicação da taxa de desconto nos valores futuros do fluxo de caixa, trabalhando-se então com os VPLs (Valores Presentes Líquidos, que serão a seguir expostos) e não com os valores futuros absolutos.

Valor Presente Líquido (VPL):

Objetiva calcular a soma algébrica de todos os valores existentes no Fluxo de Caixa seja os com sinais positivos (entradas, receitas ou benefícios) quanto os negativos (saídas, despesas ou custos), incluindo o investimento inicial, todos já descontados, isto é, aplicando-se uma taxa de desconto.

Existem maneiras diferentes de se executar o método, como por exemplo, aplicar a taxa de desconto direto sob o saldo de cada período (saldo é a soma entre receitas e custos, e pode ser positivo se as entradas forem maiores que as saídas e negativos em caso contrário). Pode-se, se admitido o uso da taxa de desconto modificada, definida no item 10.5.2, aplicar uma grandeza para descontar as entradas (receitas ou benefícios) e outra para as saídas (custos ou investimentos).

Taxa Interna de retorno (TIR):

Objetiva definir a taxa de desconto com a qual o Valor Presente Líquido (VPL) é nulo, ou seja, que taxa de desconto faz com que a soma algébrica de todos os valores descontados seja igual a zero. Existem alguns aplicativos computacionais, como o EXCEL da Microsoft, que possuem mecanismos ou macros que efetuam o cálculo da TIR, mas o método matemático que o norteia ou no qual se baseia é a de interação, que, de maneira geral, pode ser entendido como a convergência para um valor pré-determinado. No caso, o valor pré-determinado é o zero, ou seja, o VPL deve ser nulo. Para se definir a TIR podem ser utilizados métodos matemáticos ou analíticos, como o de Newton-Raphson, mas geralmente são realizadas aproximações ou tentativas sucessivas, alterando-se o valor da taxa de desconto até que se atinja o valor de convergência buscado, ou seja, o zero do VPL.

Valor Anual Uniforme (VAU)

Caracteriza-se pela transformação de todos os valores monetários do fluxo de caixa (modelo) de tal forma que se obtenha uma série uniforme (constante) de valores, valores estes que se constituem, em verdade, no saldo líquido (receitas ou entradas menos custos ou saídas) de cada período. Como nos estudos de viabilidade geralmente se utiliza a periodicidade anual, embora se possa ou deva eventualmente adotar outra (como mensal para projetos de curto prazo), o método recebe o nome de valor anual.

10.2.2 Métodos não Determinísticos

São desdobramentos, aprofundamentos, aperfeiçoamentos, refinamentos ou derivações dos modelos utilizados pelos métodos determinísticos, porém admitindo de maneira mais oscilatória, dúbia ou imprecisa alguns componentes como as incertezas e a utilização de princípios estocásticos ou probabilísticos, o que minimiza a rigidez da relação causa e efeito, produzindo a existência ou a possibilidade de existência de mais de uma resposta, ou seja, mesmo utilizando um único método num mesmo modelo podem ser definidos vários indicadores de mesma natureza e calculados distintos valores para o mesmo empreendimento. Podem existir várias respostas.

Enfoque sob Análise de Sensibilidade

Na análise de sensibilidade é estudado o efeito que a variação de uma determinada variável (ou dado ou componente) de entrada pode ocasionar no resultado. Sua operação consiste em manterem-se as grandezas de todas as variáveis constantes, excetuando-se uma, a que está sendo analisada, calculando-se com distintas entradas uma série de resultados. Refaz-se o procedimento, desta vez alterando-se a grandeza de outra variável, e a que havia sido testada anteriormente passa a ser tratada como as demais, ou seja, mantendo-se constante, obtendo-se outra série de dados. Se pauta no princípio econômico *ceteris paribus*, termo latino que pode ser traduzido como “todos os demais constantes” ou ainda “todos os demais se mantêm constantes”.

Este enfoque é de extrema importância e de muita utilidade, pois possibilita ao analista verificar numérica e graficamente qual ou quais variáveis (ou dados de entrada) para o qual empreendimento é mais sensível. Estes dados (ou componentes) podem então ser entendidos como “variáveis-chave” sobre as quais deve ser dada atenção especial porque são as que, mais significativamente, estão formando os resultados e produzindo os indicadores.

Pela sua simplicidade e até facilidade, alguns autores consideram que não seja um método propriamente dito, mas apenas um enfoque. Contemplando estas considerações, neste texto, o Método foi denominado enfoque sob análise de sensibilidade.

Teoria dos Jogos

Esta Teoria se iniciou na primeira metade do século XX, através dos estudos pioneiros do matemático húngaro John Von Neumann, Professor de Princeton (USA), e, com a colaboração decisiva do economista Oskar Morgenstern, se consolidou como uma disciplina de grande relevância da matemática. Ela se pauta nas decisões dos indivíduos (os jogadores) e apropria o conceito de que o resultado do jogo depende do conjunto de decisões tomadas, se sustentando no Teorema de MinMáx (mínimo e máximo).

Na segunda metade de século passado teve grande avanço decorrente dos trabalhos do Professor John Nash, também da Universidade de Princeton, o qual, pelo teorema do equilíbrio,

conseguiu generalizar a aplicação da teoria, que passou, desde então, a ser utilizada em inúmeros campos do conhecimento, como as Ciências Econômicas, a Biologia e mesmo a Análise de Investimentos.

Desta Teoria, foram desenvolvidos ou mesmo derivados vários métodos (ou sub-métodos), tais como o de Laplace, MaxMin, MaxMax, de Hurwicz e de Savage, que não serão detalhados neste texto.

Simulação de Monte-Carlo

O Método de Monte-Carlo é, basicamente, uma técnica ou um algoritmo para estabelecer uma amostragem de números aleatórios ou pseudo-aleatórios, e, desta amostragem, efetuar tratamentos estatísticos utilizando-se de princípios bayesianos ou estocásticos que simularão as respostas e os graus de probabilidades de suas ocorrências.

Sua origem remonta a década de 1930, com os trabalhos do físico italiano Enrico Fermi, sobre as propriedades atômicas. Através de pesquisas desenvolvidas por diversos matemáticos e físicos, logo foi se consolidando como uma técnica muito útil em estudo de fenômenos naturais ou eventos repetitivos que ocorrem de maneira randômica, de forma similar ao que acontece em um cassino de jogos, como os existentes no famoso Principado de Monte-Carlo, na Europa, donde surgiu sua denominação.

Tendo em vista que o uso deste método requer um grande número de cálculos e a geração de muitos números aleatórios, seu desenvolvimento no começo foi muito restrito, tendo, porém, tido um grande avanço a partir da década de 1950, com o surgimento dos computadores.

Na Engenharia econômica este método se aplica muito bem à avaliação de alguns tipos de empresas e de projetos de investimentos corporativos.

De uma maneira roteirizada, podem ser estabelecidas quatro fases para se adotar este método para análise de viabilidade econômica.

- a) Para cada variável de entrada (componente ou parâmetro, como por exemplo, o custo de manutenção de equipamento ou as receitas decorrentes da venda do excedente de energia), ou ao menos para as que se mostrarem mais significativas ou importantes, pela análise de sensibilidade, deve-se estimar o intervalo de variação possível ou previsível e, realizada a estimativa, se estabelecer uma distribuição de freqüência correspondente e transformá-la em uma distribuição de probabilidades acumuladas;
- b) Deve-se gerar valores ou grandezas de maneira aleatória ou randômica e calcular, considerando a probabilidade já estabelecida na fase (a) para esta grandeza gerada aleatoriamente, os indicadores ou valores (VPL, Payback, etc.);
- c) Promover repetidas vezes a fase (b) para que se possa obter uma distribuição de probabilidades das Respostas, sejam VPLs, Paybacks, etc.
- d) Realizar estatísticas das respostas, visualizando-se graficamente a distribuição obtida na fase (c) e calculando grandezas como a média e o desvio padrão das respostas (indicadores e/ou valores).

Monte-Carlo, assim com a Teoria dos Jogos, requer uma base de dados considerável, uma série de conceitos sobre números aleatórios e o uso de distintos aplicativos computacionais. Não será detalhado neste texto.

Árvores de Decisão

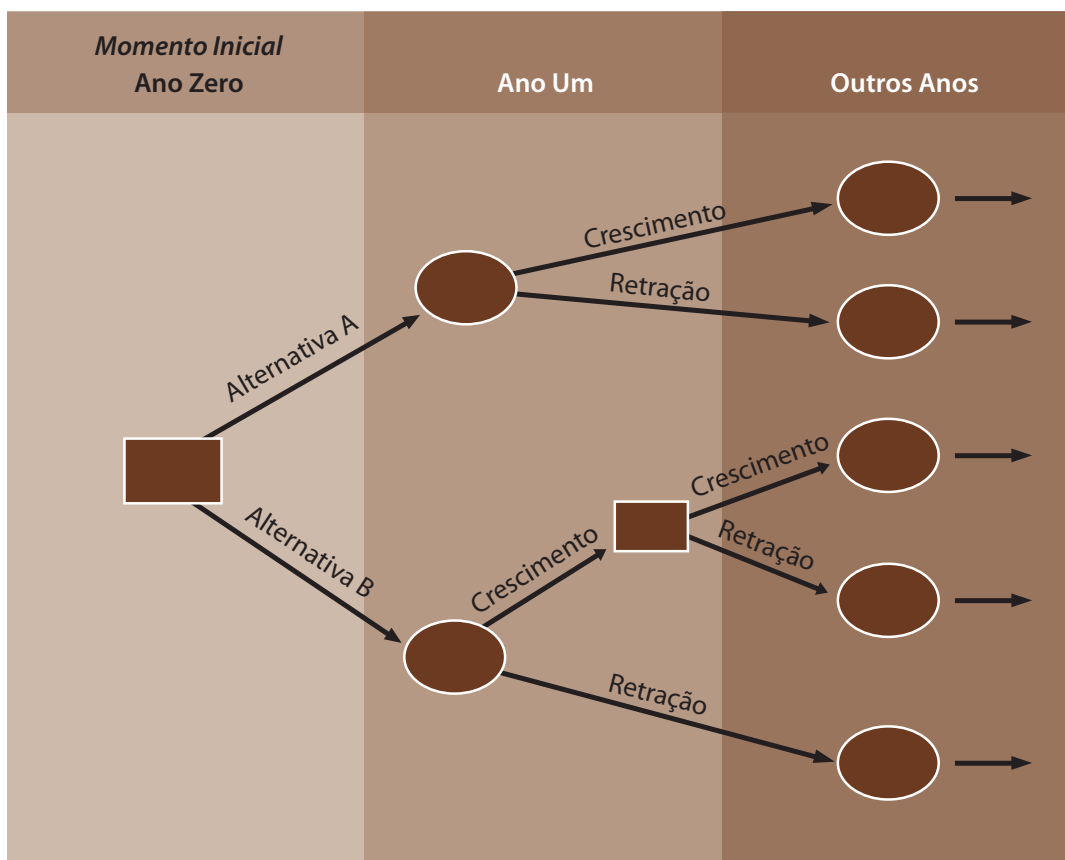
Utiliza-se de modelos (fluxos de caixa) cuja representação gráfica é diferente da tradicional, pois no mesmo modelo representa não só a seqüência dos eventos de um determinado empreendimento, mas também as alternativas de realização de outros projetos excludentes entre si, mediante a avaliação de cada um destes simultaneamente através do cálculo dos distintos VPLs em momentos ou tempos também diferentes. Pode ser entendido, de maneira bem simples, como um modelo cuja representação gráfica possibilita um estudo sistemático e racional de várias alternativas excludentes simultaneamente.

As Árvores de Decisão contêm dois elementos fundamentais: os nós ou vértices e os ramos ou arcos. Os ramos normalmente são representados por setas e utilizados para unir os nós. Os nós podem ser de dois tipos:

Nós de Decisão: geralmente representados por uma figura geométrica do tipo quadrado ou retângulo representando os pontos em que deve haver uma eleição por parte do analista ou mesmo do tomador de decisão sobre as distintas possibilidades possíveis ou previsíveis. Representam, fundamentalmente, as diferentes alternativas excludentes, e destes nós devem sair tantos ramos quantas alternativas existirem.

Nós aleatórios: geralmente representados por uma figura geométrica do tipo circular ou ovular ou ainda elíptica representando os pontos em são possíveis diversas situações ou estados de natureza econômica, tecnológica, financeira, ambiental, etc. Deve haver uma visão por parte do analista/decisor sobre os distintos ambientes possíveis ou previsíveis. Representam, fundamentalmente, os diferentes cenários, e destes nós devem sair tantos ramos quantos cenários existirem.

Uma ilustração do método pode ser visualizada a seguir:



10.2.3 Outros Métodos

Existem ainda alguns outros procedimentos metodológicos, não enquadrados rigidamente como determinísticos ou não determinísticos, dos quais podem ser destacados dois:

HÍBRIDOS

Constituem-se no uso de dois ou mais métodos simultaneamente, de forma conjunta ou integrada, como por exemplo, o VPL e a árvore de decisão ou ainda o Payback, a Análise de Sensibilidade e a Teoria dos Jogos.

São utilizados com bastante frequência e geralmente produzem respostas ou resultados mais consistentes e compatíveis com a realidade.

TEORIA DE OPÇÕES REAIS – TOR -

Também conhecido por ROA (iniciais do termo em inglês “Real Options Analysis”), tem como base e princípio de trabalho a flexibilidade, ou seja, este método considera que o empreendimento que será analisado e/ou avaliado não é uma obrigação a ser desenvolvida e implementada de maneira restritiva e pré-determinada, mas sim uma opção real (no sentido de verdadeira ou não virtual), um direito, no qual o empreendedor pode modificar o projeto, como por exemplo, expandir, contrair, diferir, abandonar e vender os ativos, realizando estas opções, se por elas optarem, a valores que podem ser calculados e que são denominados preços de exercício.

Alguns autores consideram que este é o Método que irá predominar nas análises de viabilidade nos próximos anos, por ser, em princípio, o mais compatível com a realidade e não subestimar os projetos. Porém, ainda é pouco difundido no meio técnico e, conseqüentemente, também pouco utilizado atualmente.

A TOR não é simples, pelo contrário, é um método complexo, que exige uma grande base de dados e informações, as quais devem ser tratadas e trabalhadas através de mecanismos numéricos baseados em Matemática, Estatística e outros, como a Inteligência Artificial. Logo, para que se justifique sua adoção é importante que seu princípio básico, ou seja, a flexibilidade, tenha ou possa ter uma significativa interferência ou correlação com a resposta ou resultado. Isto ocorre quando:

- a) as incertezas são muitas;
- b) os executivos e/ou tomadores de decisão têm muita flexibilidade ou um grande número de opções;
- c) quando o VPL calculado (de maneira determinística ou não) for próximo de zero, ou seja, a grandeza em (\$) for pequena (tanto negativa, demonstrando, em tese, a inviabilidade, quanto positiva).

Na seqüência deste texto serão expostos os passos ou procedimentos essenciais e os elementos mínimos que devam ser definidos para se estudar a viabilidade econômica de um projeto de implantação de uma planta de geração de energia com a utilização de biomassa, seja uma central de vapor (queima) ou de gasificação, conforme a escolha da tecnologia tecnicamente mais adequada.

É importante frisar que eventualmente podem existir condições especiais de financiamento (empréstimos, por exemplo) e capacidade de cumprimento dos compromissos, o que se constitui no aspecto financeiro da análise, que não será analisado detalhadamente, mas que será objeto de comentários breves no item 10.7.

Outro componente muito importante é a existência de oscilações e incertezas e, conseqüentemente, possibilidades de inúmeros ambientes e cenários em que o projeto possa ser executado. Este tema será discorrido com a propriedade e o aprofundamento necessários no item 10.4.3, para se proceder a análise econômica do projeto em estudo com maior grau de aderência às condições reais ou possíveis de se tornarem reais.

10.3 PROCEDIMENTOS BÁSICOS DE ANÁLISE ECONÔMICA

Definida uma ou mais alternativas tecnicamente viáveis, ou seja, qual ou quais a(s) planta(s) a ser(em) desenvolvida(s), devem ser realizados, no mínimo, os seguintes passos:

- 1) Identificação e quantificação das saídas (custos ou investimentos) e das entradas (benefícios ou receitas) mais relevantes para a análise.
- 2) Análise propriamente dita, com definição do método e do modelo ou fluxo de caixa a serem adotados, quantificando o horizonte do(s) projeto(s), a taxa de desconto e alocando os custos e os benefícios nos tempos e condições adequados.
- 3) Cálculo dos seguintes indicadores: VPL (valor presente líquido em R\$), TIR (Taxa Interna de Retorno em %), Payback (em anos ou em percentual do horizonte total do projeto), Custo da Energia produzida (em R\$/kWh) e Investimento Total (em R\$/kW) .
- 4) Conclusões sobre a viabilidade econômica do(s) projeto(s), através da comparação e/ou análise dos indicadores calculados com parâmetros setoriais, expectativas dos investidores e outros elementos de apoio à decisão, bem como, caso se possua mais de uma alternativa técnica, a definição sobre a mais atraente ou viável no ponto de vista econômico e/ou financeiro.

A seguir, serão detalhados, ainda na forma roteirizada, os procedimentos sugeridos.

10.3.1 Custos (saídas ou investimentos)

Pode-se, de forma geral estabelecer os seguintes itens ou elementos muito relevantes que compõem os custos:

De Implantação

- ♦ Projetos de Engenharia;
- ♦ Projetos Ambientais (EIA RIMA) ;
- ♦ Consultorias nos âmbitos financeiro (com a concessionária e terceiros potenciais compradores de energia), jurídico (elaboração do modelo de pessoa jurídica e dos contratos) e contábil;
- ♦ Obras Civis;
- ♦ Aquisição de Máquinas e Equipamentos;
- ♦ Montagem e Instalação da Planta.

Operacionais

Fixos:

- ♦ Mão de Obra: (engenheiro, operadores, equipe administrativa, etc) – incluindo encargos sociais;

- ◆ Depreciação por obsolescência tecnológica e/ou Funcional (dos equipamentos, máquinas e edificações);
- ◆ Manutenção;
- ◆ Segurança;
- ◆ Administração (serviços de terceiros como contador, material de consumo, de informática, etc);
- ◆ Seguros.

Variáveis

- ◆ Eventuais compras ou pagamentos pela energia da concessionária, em caso de manutenção da planta;
- ◆ Aquisição e/ou Armazenagem de Combustíveis (no caso biomassa);
- ◆ Lubrificantes e outros insumos de produção;
- ◆ Depreciação Física decorrente de desgaste pelo uso;
- ◆ Impostos;
- ◆ Despesas eventuais (quebras e/ou reparos, etc).

De Certificações, Consultorias e Auditorias

Neste estágio, pode-se dividir estes custos em dois grandes grupos:

- a) Necessários para estudo, definição, implantação e acompanhamento de processo de redução certificada de emissões no âmbito do MDL (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) para comercialização de créditos de carbono e/ou outros mecanismos financeiros a serem implantados no contexto de mitigação do aquecimento global, sejam no âmbito nacional ou internacional.
- b) Necessários para estudo, definição, implantação e acompanhamento de processo para se credenciar ao recebimento dos benefícios da sub-rogação da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis) junto a ANEEL e/ou outros mecanismos financeiros a serem implantados pelo Governo Brasileiro ou Agência de Energia em relação à substituição dos combustíveis fósseis por fontes alternativas.

10.3.2 Benefícios (entradas ou receitas)

Pode-se, de forma geral, estabelecer os seguintes itens ou elementos relevantes que compõem os benefícios:

Operacionais:

- ◆ Economia na compra de energia da concessionária;
- ◆ Venda do excedente da energia para terceiros e/ou para a própria concessionária.

Dependendo do empreendimento, do interesse e de outros condicionantes, pode ser que, da energia a ser produzida, se venda ou se comercialize para a concessionária ou terceiros uma parte, toda ou nenhuma, ou seja, pode-se realizar um estudo de viabilidade com variações e alternativas no tocante as receitas operacionais. Neste momento é apenas colocada esta possibilidade de variações, assim como a necessidade de serem identificados os itens relacionados.

Não Operacionais:

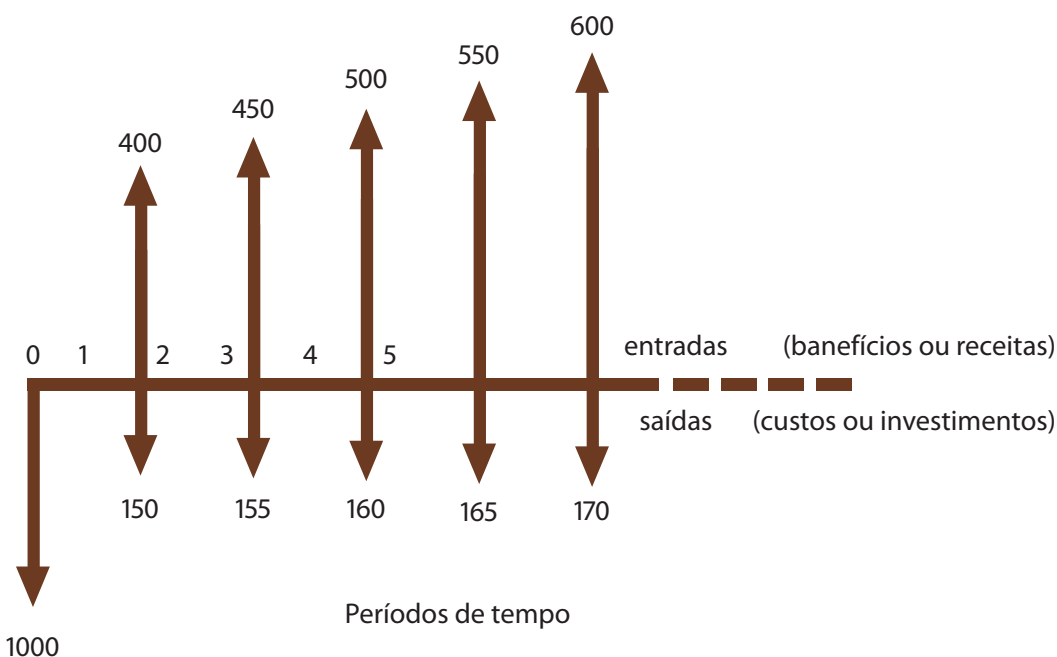
- ♦ Vendas ou comercialização de créditos de carbono nos mercados formais advindos do Protocolo de Quioto – Por sua relevância no contexto ambiental, atualidade e significância para a viabilização de empreendimentos desta natureza, será detalhado no item 10.6.
- ♦ Recebimento da sub-rogação da CCC pela ANEEL.

10.4 ANÁLISE

A análise econômica inicia-se com a definição do modelo adequado ao problema em estudo. Este modelo pode ser entendido como o fluxo de caixa onde se estabelece o horizonte do projeto ou empreendimento (tempo de execução ou operação), e, dentro deste espaço temporal são alocados os eventos ou fatos com seus respectivos custos e os benefícios, anteriormente citados.

Logo, o modelo, isto é, o fluxo de caixa, possibilita a caracterização e definição dos três elementos básicos trabalhados pela engenharia econômica: os eventos (fatos), os recursos (valores) e o tempo (períodos).

Graficamente, pode ser representado da seguinte maneira.



Locação dos valores do fluxo de caixa no espaço temporal do projeto. Valores $\times 1000$

O modelo é a base, o ponto de partida para o estudo, análise e avaliação por qualquer método a ser adotado.

10.4.1 Horizonte do Projeto

Horizonte é o período temporal de projeção do Fluxo de Caixa do empreendimento. Pode também ser entendido como o prazo do projeto.

Os projetos podem ter prazos curtos, médios ou longos. Os limites que separam os diferentes prazos são muito relativos e flexíveis, mas, de maneira geral, pode-se estabelecer que os de curto

prazo têm menos de um ano, os de médio entre um a cinco anos e os de longo mais de cinco anos.

Obras e intervenções de engenharia usualmente têm prazos longos pois, via de regra, requerem grandes investimentos e demandam um tempo considerável de maturação e operação.

A definição precisa do horizonte do projeto não é tarefa fácil, pois durante o período projetado para operação do empreendimento há muita heterogeneidade e mesmo incertezas no tocante a vários componentes ou parâmetros, como as distintas vidas úteis de máquinas e equipamentos, os avanços e inovações de ordem tecnológica e o conseqüente obsolescimento, as características setoriais e as mudanças no comportamento do mercado, entre outros fatores.

Desta forma, geralmente o horizonte do projeto é definido de maneira empírica, até arbitrária, porém com base na experiência do analista e considerando, principalmente, o tipo de empreendimento. Investimentos de grande vulto ou porte, como usinas de geração de energia, siderúrgicas, indústrias de base em geral, se esperam retornos a longo prazo, logo têm horizontes maiores.

Para projetos como o objeto deste estudo, tendo em vista seu porte, suas características tecnológicas, e mesmo a vida útil dos principais equipamentos, pode-se definir, com alto grau de acerto, um horizonte entre 20 e 30 anos.

10.4.2 Taxa de Desconto

Como a operação do projeto, bem como os valores alocados (de custos e benefícios), ocorrerão em momentos distintos ao longo da vida do empreendimento, e que esta vida demanda um intervalo temporal de longo prazo, torna-se necessário corrigir ou proceder a transformação dos valores que ocorrem em tempos diferentes para um mesmo momento, tendo em vista que os recursos financeiros (\$) têm seus valores modificados quando suas ocorrências são em tempos diferentes, daí ter surgido a entidade chamada de “juros” (ou juro).

A entidade “juros” pode ser entendida como o elemento ou componente que processa a mudança ou alteração do real valor do dinheiro (\$) e é absolutamente indissociável do tempo. O(s) juro(s) é (são) a remuneração do capital, ou ainda o pagamento que se faz (ou que se deve fazer) pela oportunidade de se dispor do (\$) naquele momento. Não há como se conceituar ou muito menos se utilizar o(s) juro(s) sem se definir um período temporal relativo a ele.

Geralmente são definidos por uma taxa conhecida também como taxa de interesse, expressa em percentual, que representa a relação entre a remuneração financeira de um capital e o respectivo principal em um determinado prazo.

Por exemplo, uma taxa de juros de 18% a.a. (dezoito por cento ao ano) significa que para cada R\$ 100.000,00 investidos (ou tomados emprestados) haverá o retorno (ou o abatimento) de R\$ 18.000,00 em um período temporal de um ano.

Os juros podem ser:

Simples: quando incidentes apenas sobre o capital inicial, isto é, a remuneração é calculada exclusivamente sobre o valor monetário (\$) no início no empreendimento, projeto ou negócio.

$$VF = VP + J \text{ onde } J = VP \cdot i \cdot N$$

então

$$VF = VP + VP \cdot i \cdot N$$

ou

$$VF = VP \cdot (1 + i \cdot N) \text{ ou ainda } VP = \frac{VF}{(1 + i \cdot N)}$$

Onde:

VF = Valor Futuro, VP = Valor Atual ou Presente, J = juro, i = taxa de juros (ou de interesse), N = número de períodos ou dos períodos (ou tempos).

Compostos: quando capitalizados, ou seja, os juros são incidentes sobre o capital inicial de cada período em que são calculados, e, a partir de então, são incorporados e passam a integrar o capital, isto é, a remuneração é cumulativa e não se produz exclusivamente sobre o valor monetário (\$) do início do empreendimento, projeto ou negócio.

$$VF = VP \cdot (1 + i)^N \text{ ou ainda } VP = \frac{VF}{(1 + i)^N} = VF \cdot (1 + i)^{-N}$$

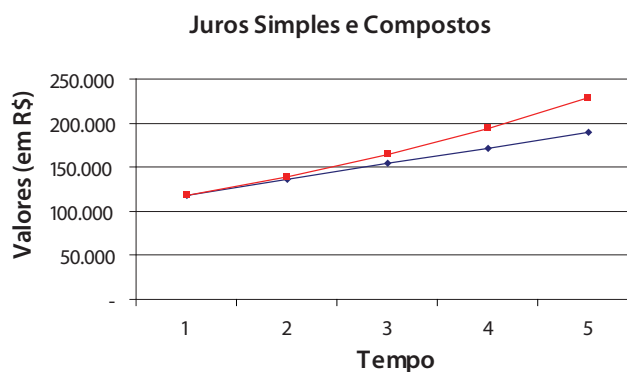
$$1^\circ \text{ Período} \rightarrow VF_1 = VP + VP \cdot i = VP \cdot (1 + i)$$

$$2^\circ \text{ Período} \rightarrow VF_2 = VF_1 + VF_1 \cdot i = VF_1 \cdot (1 + i) = VP \cdot (1 + i) \cdot (1 + i) = VP \cdot (1 + i)^2$$

$$3^\circ \text{ Período} \rightarrow VF_3 = VF_2 + VF_2 \cdot i = VF_2 \cdot (1 + i) = VP \cdot (1 + i)^2 \cdot (1 + i) = VP \cdot (1 + i)^3$$

Considerando o exemplo já citado, os juros calculados para um período de cinco anos podem ser vistos na tabela e no gráfico seguintes:

Ano	Valor Futuro calculado com juros Simples	Valor Futuro calculado com juros Compostos
0	100.00	100.00
1	118.00	118.00
2	136.000	139.240
3	154.000	164.303
4	172.000	193.878
5	190.000	228.776



Neste exemplo, a diferença absoluta é de R\$ 38.776,00 e, em termos relativos ao capital inicial, é de 38,77%.

No sistema de **juros simples**, ao principal é acrescida, para cada período, uma quantia constante, no caso do exemplo, de R\$ 18.000,00/ano. **O crescimento do valor futuro é linear.**

No sistema de **juros compostos** o aumento é, para cada período, uma quantia diferente e cada vez maior, iniciando, no caso do exemplo, com os mesmos R\$ 18.000,00/ano dos juros simples e finalizando com R\$ 34.898,00/ano. **O crescimento do valor futuro é exponencial.**

Em termos reais e práticos só existe a condição dos juros compostos, ou seja, os eventos, os trabalhos, os estudos, os negócios e, conseqüentemente, as análises, se produzem com base no sistema de juros compostos, cumulativos sobre o capital, com crescimento exponencial.

O componente a ser aplicado no fluxo de caixa para realizar a correção ou transformação dos valores ao longo do tempo é chamado de “taxa de desconto” e, quando este componente é aplicado, o modelo passa a ser denominado de “Fluxo de Caixa Descontado”, ou ainda “*Discounted Cash Flow*”.

A taxa de desconto, embora tenha o mesmo princípio, se assemelhe e se expresse de maneira análoga a dos juros (uma taxa percentual relativa a um intervalo temporal), constitui-se de juro, mas não se restringe a ele. De maneira genérica, pode ser calculada como a soma da remuneração

financeira (que são os juros no estrito senso), do custo de oportunidade, das incertezas e, quando cabível, da inflação.

Taxa de Desconto = Remuneração do Capital (juros) + Custo de oportunidade + Incertezas (incluindo os riscos) + Inflação.

Sua quantificação, a qual exige muita cautela e estudo, varia conforme as condições macro e microeconômicas e é passível de uma série de incertezas e oscilações. Se mal realizada produzirá resultados inconsistentes, absolutamente dissociados da realidade, o que acarretará em uma análise totalmente equivocada.

De maneira sintética pode-se estabelecer os seguintes procedimentos básicos para a definição quantitativa da taxa de desconto:

- a) **Remuneração do Capital (juros):** É, em princípio, “o preço” que se paga pelo dinheiro, ou pelo acesso ao dinheiro. Na sua essência, é (são) o(s) juro(s) propriamente dito(s). Sua grandeza é bastante elástica, pois decorre ou deriva de inúmeras variáveis e condicionantes. Geralmente, para efeito de estudos, adota-se a remuneração ou o rendimento definido pelas autoridades financeiras nacionais, que no caso do Brasil é o Banco Central, ou ainda valores médios do sistema financeiro, podendo-se adotar a TBF (Taxa Básica de Financiamento), a SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia – COPOM) e, quando o horizonte for longo, a TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo).
- b) **Custo de Oportunidade:** Considera a possibilidade de se obter um ganho, rendimento, receita ou benefício financeiro em outro investimento ou empreendimento que não o estudado. Usualmente trabalha-se ou estuda-se em relação à uma aplicação financeira sem quaisquer riscos ou incertezas, isto é, com absoluta garantia e segurança. Neste caso, adota-se a remuneração da caderneta de poupança, que é um investimento garantido pelo poder público, e, em tese, sem qualquer possibilidade de risco.
- c) **Incertezas:** São possíveis oscilações aleatórias nos resultados esperados, quantificáveis ou não. Alguns autores consideram que esta quantificação, quando puder ser realizada, deva ser feita por processos estocásticos ou por outros métodos numéricos, como Monte Carlo, Inteligência Artificial, etc. Quando as incertezas são medidas ou ao menos inferidas de maneira fundamentada, são definidas como Riscos. Logo, Risco é a parte da Incerteza que pode ser quantificada.

As incertezas são muitas, e os riscos também. Existem riscos conjuntural, financeiro, de mercado setorial, de operação, entre outros e suas mensurações mais precisas requereriam um capítulo específico. A literatura não é consensual quanto à mensuração nem quanto esta distinção tão rigorosa entre as incertezas não medidas e os riscos, que são as incertezas mensuradas ou mensuráveis.

Além do que, as incertezas não medidas (por probabilidades ou de outras formas) podem ter maior relevância e influência nos empreendimentos do que os próprios riscos, como anteriormente conceituados.

Logo, é necessário, na maioria das vezes, a adoção de critérios subjetivos (ou não tão objetivos), baseados na experiência, conhecimento e mesmo na intuição do engenheiro, analista e/ou do tomador de decisões para quantificação dos riscos, e mesmo na consideração das incertezas.

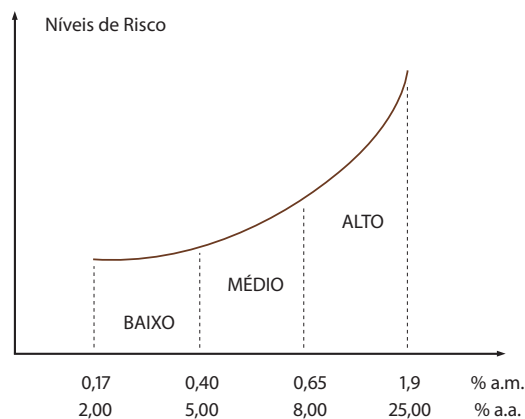
A utilização desta parametrização de caráter subjetivo não constitui em falta de rigor científico ou técnico nos estudos de engenharia econômica, muito pelo contrário, enriquece o processo de análise e tomada de decisão com as habilidades, experiências e conhecimentos de quem elabora os estudos e de quem toma as decisões. É claro que isto apresenta alguns senões, limitações e problemas, como, por exemplo, a possibilidade de se cometer um erro de avaliação no “arbitramento” da grandeza.

De qualquer maneira, neste texto, o risco (incorporando a incerteza) será classificado, de forma genérica, em função de sua intensidade em três graus: Baixo, Médio e Alto.

Empreendimentos diferentes e cenários distintos realmente têm seus graus ou níveis de riscos variáveis. Mas de quanto até quanto o nível ou grau é baixo, médio ou alto?

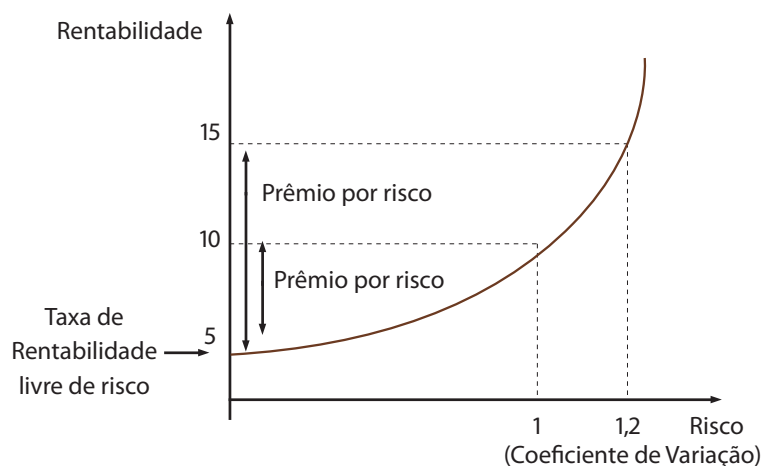
A definição precisa do risco (e das incertezas) é difícil, exigiria um capítulo à parte e foge do escopo deste livro.

Desta forma, a seguir serão expostos dois gráficos existentes na literatura, que auxiliam na parametrização dos riscos:



Fonte: Zeni (1996)

Taxa de Risco	Intervalo (% a.m.)	Intervalo (% a.a.)
Nível Baixo	0,17 a 0,40	2,00 a 5,00
Nível Médio	0,40 a 0,65	5,00 a 8,00
Nível Alto	0,65 a 1,90	8,00 a 25,00



Fonte: Marco e Moya (1998).

d) **Inflação:** Existem muitas medidas ou indicadores (IGPM/INCC/INPC... dentre outros). Em períodos ou conjunturas inflacionárias, é o componente com maior peso na formação da taxa desconto. Não será objeto de quantificação, no momento, por estarem os valores, em tese, em uma economia estável.

Pode-se, de maneira rápida, consultar sites financeiros ou do próprio Banco Central do Brasil para identificar as grandezas numéricas dos principais itens que compõem a taxa de desconto.

Na figura abaixo, obtida do site “www.investshop.com.br”, acessado em março de 2007, podem ser visualizados alguns dos indicadores quantitativos dos componentes da Taxa de Desconto, como os juros e o custo de oportunidade.



Uma consideração importante é sobre as diferenças entre taxas nominal, efetiva e real.

Taxa efetiva: taxa real, que considera juros compostos referidos ao período de capitalização.

Taxa nominal: taxa virtual, associada a juros simples, sem ser, geralmente, referida a um prazo diferente do período de capitalização. Quando embutido o efeito da inflação, denomina-se taxa nominal cheia.

Taxa Equivalente: taxa de juros capitalizados em períodos diferentes, cuja aplicação gera resultados financeiros idênticos.

Relações de Equivalência entre as taxas:

$$(1 + i_d) \cdot 360 = (1 + i_m) \cdot 12 = (1 + i_b) \cdot 6 = (1 + i_t) \cdot 4 = (1 + i_s) \cdot 2 = (1 + i_a)$$

Id: taxa diária, im = taxa mensal, ib = taxa bimestral, it = taxa trimestral, is = taxa semestral, ia = taxa anual.

Por exemplo, na figura acima, a Remuneração do Capital (juros), que pode ser admitida como a TJLP, está expressa em 6,50 % a.a. (seis e meio por cento ao ano), enquanto a Poupança, que pode ser considerada como o Custo de Oportunidade, está quantificada em números que flutuam em torno de 0,644% a.m. (seiscentos e quarenta e quatro milésimos por cento ao mês).

Se o modelo se pautar em um fluxo de caixa com periodicidade anual, a Taxa de Desconto será:

Remuneração do Capital Efetiva: 6,50% a.a.

Custo de Oportunidade Efetiva: 0,644% a.m. Equivalente: 8,00% a.a. (e não 0,644% a.m. × 12 meses = 7,73% a.a.).

Incertezas (ou Riscos): Se considerarmos os riscos como de grau baixo: (entre 2 a 5% a.a.)
– adotando o valor de 3,50% a.a.

Não considerando a inflação:

Taxa de Desconto = 6,50 + 8,00 + 3,50 = 18,00 % a.a. (a ser aplicada no Fluxo de Caixa).

É importante ressaltar que os procedimentos tradicionais da engenharia econômica realizam o desconto ou a transformação dos valores futuros de receitas e custos (entradas e saídas) como a mesma taxa de desconto, o que é uma simplificação que, de certa forma, distorce um pouco a realidade dos fatos, pois, a maior parte das receitas ou benefícios apresenta riscos e incertezas maiores do que a maior parte dos custos, riscos estes componentes formadores e integrantes da taxa. Para resolver esta distorção pode-se trabalhar com uma Taxa de Desconto Modificada, adotando-se um valor maior para transformar as receitas (taxa de desconto completa, com remuneração do capital, custo de oportunidade, incertezas (risco) e inflação, quando for o caso) e um menor para os custos (excluindo da soma as incertezas e/ou riscos). Este procedimento busca minimizar a distorção retro exposta, pois considera que se um empreendimento for implantado, aos benefícios serão sempre imputados riscos, ou seja, as entradas podem ou não acontecer, mas os custos são inevitáveis, logo, se o projeto estiver em operação não há “riscos” de não ocorrerem as saídas (ou custos).

Esta Taxa de Desconto Modificada, se considerado o exemplo acima, seria de 18% a.a. para as Receitas (ou valores positivos) e 15,5% a.a. para os Custos (ou valores negativos).

10.4.3 Cenarização

É o estabelecimento ou a definição de um ou mais cenários, entendendo-se por cenário um conjunto de premissas ou hipóteses a respeito do comportamento do empreendimento ou projeto. O cenário é o ambiente em que se desenvolverá o projeto, nas condições em que ocorrerá. Deve ser razoável, plausível, compatível com a realidade, embora hipotético, pois não há como se antever, prever ou determinar o futuro, mas com reais possibilidades de ocorrer.

Os Cenários podem ser construídos, estabelecidos ou definidos com variações nos diferentes componentes do projeto, como os inerentes ao empreendimento em si, de natureza endógena (mecanismos operacionais, falhas, insumos, inovações tecnológicas, mão-de-obra, etc.) e os que independem do empreendimento, ou seja, os exógenos (condições macroeconômicas como inflação e recessão e microeconômicas como preços de mercado e concorrência), mas que têm grande repercussão no projeto.

Não há uma receita ou um meio único para a construção dos cenários. Pode-se basear em mecanismos muito simples ou mesmo arbitrários, com o estabelecimento apriorístico das premissas plausíveis ou factíveis, ou então se utilizar de métodos científicos mais refinados. Michel Godet, professor francês, é um dos maiores expoentes nesta área do conhecimento, tendo enorme contribuição no ensino de construção de cenários. Seus trabalhos poderão ser uma profícua fonte, caso haja necessidade de um aprofundamento do tema.

Como princípio geral, um maior número de cenários construídos possibilitará uma melhor análise, um trabalho mais rico e com maiores probabilidades de correção.

Neste livro serão estabelecidos três cenários, de maneira apriorística, que serão:

- a) pessimista;
- b) neutro;
- c) otimista.

Estes três cenários (ou ambientes) ensejarão uma amplitude ou variabilidade de resultados, que podem ser entendidos, mesmo que de maneira incipiente, como o “pior”, o “intermediário” e o “melhor”, dentre os “todos possíveis” de serem alcançados pelo projeto em estudo, o que certamente não é uma verdade absoluta, mas que auxiliará o analista e/ou o tomador de decisão para um entendimento racional e lógico.

Com o intuito de simplificação, serão construídos tomando como base apenas a mudança da taxa de desconto, mudança esta decorrente dos diferentes graus de riscos e incertezas admitidos.

Cenário Pessimista:

- Taxa de desconto das Entradas: com o risco máximo dentro da faixa adotada;
- Taxa de desconto das Saídas: sem risco.

Cenário Neutro:

- Taxa de desconto das Entradas: com o risco médio dentro da faixa adotada;
- Taxa de desconto das Saídas: sem risco.

Cenário Otimista:

- Taxa de desconto das Entradas: com o risco mínimo dentro da faixa adotada;
- Taxa de desconto das Saídas: sem risco.

Quando se trabalhar com os saldos líquidos, ou seja, quando os valores do fluxo de caixa forem as diferenças entre as Entradas e as Saídas, a taxa de desconto adotada será a cheia, incluindo o risco, para cada cenário. Isto, embora seja uma simplificação, mantém o rigor técnico-científico no tratamento e permite a obtenção de resultados confiáveis.

Este é um princípio um tanto conservador, trabalhando pela segurança na resposta, o que requer que o engenheiro e/ou analista tenha consciência de que, em grande parte, subestima tanto o resultado quanto a rentabilidade e minimiza a indicação de viabilidade do empreendimento.

10.4.4 Escolha do(s) Método(s) e Processamento da Análise

Tendo disponíveis diferentes métodos e distintos cenários, não é possível, viável nem mesmo necessário se trabalhar com todos para se realizar uma boa análise, mas também não se pode ser muito restritivo. A análise pode se pautar em um único método sobre vários cenários ou com a adoção de dois ou mais métodos (simultaneamente ou não) sobre um ou mais cenários.

Logo, é preciso ao engenheiro e/ou analista decidir pelo(s) método(s) mais adequado tendo em vista o projeto, o tempo, os recursos e as informações disponíveis bem como definir quais os cenários compatíveis com o empreendimento em estudo. Não há uma regra fixa, uma receita de bolo.

Dentre os métodos expostos neste livro e, tendo em vista que o objetivo é fornecer base para a definição ou não da viabilidade econômica de um empreendimento de engenharia e que se dispõe de apenas um capítulo para se concluir sobre o objetivo, serão adotados quatro métodos, três determinísticos (VPL, TIR e Payback) e um não determinístico (Análise de Sensibilidade), sobre três cenários (pessimista, neutro e otimista).

10.4.5 Conclusão sobre a viabilidade econômica do projeto

Quanto aos métodos adotados, as premissas fundamentais quanto à viabilidade são:

Payback: tempo de retorno do investimento calculado seja menor ou igual a uma expectativa do investidor ou a um tempo considerado compatível pelo segmento.

Em condições reais, para o tipo de investimento em tela, ou seja, as plantas para produção de energia com biomassa, pode-se, no estágio do estudo, definir um tempo razoável de Payback entre 5 e 8 anos, que corresponde uma faixa de aproximadamente 20 a 30% do horizonte do projeto.

VPL: o Valor Presente Líquido, em unidade monetária (\$), tem que ser positivo, e não somente isto, deve estar acima de uma grandeza razoável para que remunere o risco e o trabalho do investidor, ou seja, tem um piso ou patamar mínimo, que pode ser estabelecido como um percentual do investimento inicial.

TIR: a Taxa Interna de Retorno tem que ter uma grandeza maior do que a TMA (Taxa Mínima de Atratividade), que seria uma expectativa mínima, expressa não em (\$), como na VPL, mas sim em percentual. A grandeza da TMA é bastante elástica e depende de muitos fatores. No contexto econômico atual, ela está, na maioria dos setores e empreendimentos, flutuando próxima a 18% ao ano.

A análise pode e deve prosseguir, trabalhando-se com valores pesquisados ou estimados, calculado o VPL, e procedendo-se os seguintes cálculos:

VPL ÷ kW = R\$/kW – definirá o resultado por capacidade instalada, que deverá ser comparado a uma grandeza para referência sobre a viabilidade, caso a caso.

VPL ÷ kWh = R\$/kWh – definirá o resultado em preço da energia gerada, que deverá ser comparado à tarifa praticada pela concessionária ou a preços de mercado de venda de energia para referência sobre a viabilidade, caso a caso. Pode-se ainda, dependendo do resultado, arbitrar ou definir a que nível ou grau pode flutuar ou modificar este preço, chegando a um preço mínimo que pode ser vendida a energia excedente, para se tornar mais competitiva no mercado, mas mantendo ainda a viabilidade do empreendimento, ou seja, ainda conseguindo um VPL positivo.

10.5 EXEMPLOS

10.5.1 Hipotético (simplificado)

Como consolidação do que foi exposto até o momento, ainda que de caráter introdutório, será apresentado, na tabela abaixo, um exemplo numérico para entendimento e exercício dos métodos propostos dentro dos cenários estabelecidos para a definição de indicadores e valores que subsidiem quanto à análise de viabilidade:

Período (ano)	Entradas (VF)	Saídas (VF)	Saldo (VFL)	Saldo Acumulado (Não descontado)	VP (VFL/(1+i) ^N)	Saldo Acumulado – VPL
0		1.000.000	(1.000.000)	(1.000.000)	(1.000.000,00)	(1.000.000,00)
1	400.000	150.000	250.000	(750.000)	211.864,41	(788.135,59)
2	450.000	155.000	295.000	(455.000)	211.864,41	(576.271,19)
3	500.000	160.000	340.000	(115.000)	206.934,50	(369.336,69)
4	550.000	165.000	385.000	270.000	198.578,72	(170.757,97)
5	600.000	170.000	430.000	700.000	187.956,96	17.198,99
	Σ		700.000		17.198,99	

Tabela 10.1 – Entradas e Saídas de Recursos Financeiros ao Longo do Projeto – Cenário Neutro

Taxa de Desconto Adotada (anual): 18%

Período (ano)	Entradas (VF)	Saídas (VF)	Saldo (VFL)	Saldo Acumulado (Não descontado)	VP (VFL/(1+i) ^N)	Saldo Acumulado – VPL
0		1.000.000	(1.000.000)	(1.000.000)	(1.000.000,00)	(1.000.000,00)
1	400.000	150.000	250.000	(750.000)	209.205,02	(790.794,98)
2	450.000	155.000	295.000	(455.000)	206.579,02	(584.215,96)
3	500.000	160.000	340.000	(115.000)	199.239,39	(384.976,57)
4	550.000	165.000	385.000	270.000	188.794,40	(196.182,17)
5	600.000	170.000	430.000	700.000	176.452,95	(19.729,22)
	Σ		700.000		(19.729,22)	

Tabela 10.2 – Entradas e Saídas de Recursos Financeiros ao Longo do Projeto – Cenário Pessimista

Taxa de Desconto Adotada (anual): 19,50%

Período (ano)	Entradas (VF)	Saídas (VF)	Saldo (VFL)	Saldo Acumulado (Não descontado)	VP (VFL/(1+i) ^N)	Saldo Acumulado – VPL
0		1.000.000	(1.000.000)	(1.000.000)	(1.000.000,00)	(1.000.000,00)
1	400.000	150.000	250.000	(750.000)	214.592,27	(785.407,73)
2	450.000	155.000	295.000	(455.000)	217.355,27	(568.052,46)
3	500.000	160.000	340.000	(115.000)	215.031,03	(353.021,43)
4	550.000	165.000	385.000	270.000	209.005,17	(144.016,26)
5	600.000	170.000	430.000	700.000	200.372,83	56.356,57
	Σ		700.000		56.356,57	

Tabela 10.3 – Entradas e Saídas de Recursos Financeiros ao Longo do Projeto – Cenário Otimista

Taxa de Desconto Adotada (anual): 16,50%

CÁLCULO DO PAY BACK:

$$\text{Payback} = \text{período do último saldo negativo} + \left[\frac{\text{Último saldo negativo}}{(\text{Primeiro saldo positivo} + \text{Último saldo negativo})} \right]$$

Observação: nesta operação, trabalhar com o valor do saldo negativo em módulo. Os saldos constituem-se nos acumulados (VPL), ou seja, da última coluna.

Exemplificando através dos dados da tabela 1 – Cenário Neutro:

$$\text{Payback Simples} = 3 + \left[\frac{115.000,00}{(270.000,00 + 115.000,00)} \right] = 3 + 0,30 = 3,30 \text{ anos,}$$

ou ainda 3 anos, 3 meses e 18 dias.

$$\text{Payback Descontado} = 4 + \left[\frac{170.755,97}{(17.198,99 + 170.755,97)} \right] = 4 + 0,91 = 4,91 \text{ anos,}$$

ou ainda 4 anos, 10 meses e 28 dias.

Exemplificando através dos dados da tabela 2 – Cenário Pessimista:

Como não há valores positivos, não há payback.

Exemplificando através dos dados da tabela 3 – Cenário Otimista:

$$\text{Payback Simples} = 3 + \left[\frac{115.000,00}{(270.000,00 + 115.000,00)} \right] = 3 + 0,30 = 3,30 \text{ anos,}$$

ou ainda 3 anos, 3 meses e 18 dias.

$$\text{Payback Descontado} = 4 + \left[\frac{144.016,26}{(56.356,57 + 144.016,26)} \right] = 4 + 0,72 = 4,72 \text{ anos,}$$

ou ainda 4 anos, 8 meses e 19 dias.

CÁLCULO DO VPL:

$$VP = \frac{VF_j}{(1+i)^j}$$

$$VPL = \sum_1^n \frac{VFL}{(1+i)^j}$$

Onde:

VP – Valor presente;

VPL – Valor presente líquido;

n – número total de períodos – horizonte do projeto;

VF – Valor futuro;

VFL – Valor futuro líquido = Saldo = VF entrada – VF saída;

j – Período em que ocorre o valor;

i – Taxa de desconto.

Exemplificando através dos dados da tabela anterior:

$$\text{VP do 1º Período: } VP = \frac{250.000,00}{(1 + 0,18)^1} = 211.864,41$$

$$\text{VP do 3º Período: } VP = \frac{340.000,00}{(1 + 0,18)^3} = 206.934,50$$

Deste modo, calculado sob o saldo de cada período, a taxa de desconto de 18% a.a.: VPL no cenário Neutro = R\$ 17.198,97, constituindo-se de 1,72% do Investimento Inicial de R\$ 1.000.000,00.

Para os Outros Cenários, os VPLs são:

Pessimista: R\$ (19.729,22), ou seja, o VPL é negativo.

Otimista: R\$ 56.356,57, constituindo-se de 5,64% do Investimento Inicial de R\$ 1.000.000,00.

Cabe ressaltar que se pode também calcular o VPL baseando-se não no Saldo de cada período, como no exemplo, mas no Cálculo do VPL considerando as Entradas e as Saídas isoladamente, adotando-se então a taxa de desconto modificada, como exposto no item 8.5.2, descontando as Receitas (entradas) com uma taxa de 18% a.a. e os Custos (saídas) com 15,5% a.a, isto para o Cenário Neutro.

CÁLCULO DO TIR, QUE É A TAXA DE DESCONTO COM O VPL = 0.

$$0 = \sum_1^n \frac{VFL_j}{(1 + i)^j} \quad (21)$$

Por tentativa: $i = 18,7\% = \text{TIR}$

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO EXEMPLO:

O retorno, sob o critério descontado, ocorreu praticamente no final quarto ano, tanto no cenário neutro quanto no otimista, ou seja, praticamente no final do empreendimento, após terem sido transcorridos quase 100% do tempo previsto, e na condição de cenário pessimista não há payback dentro do horizonte projetado.

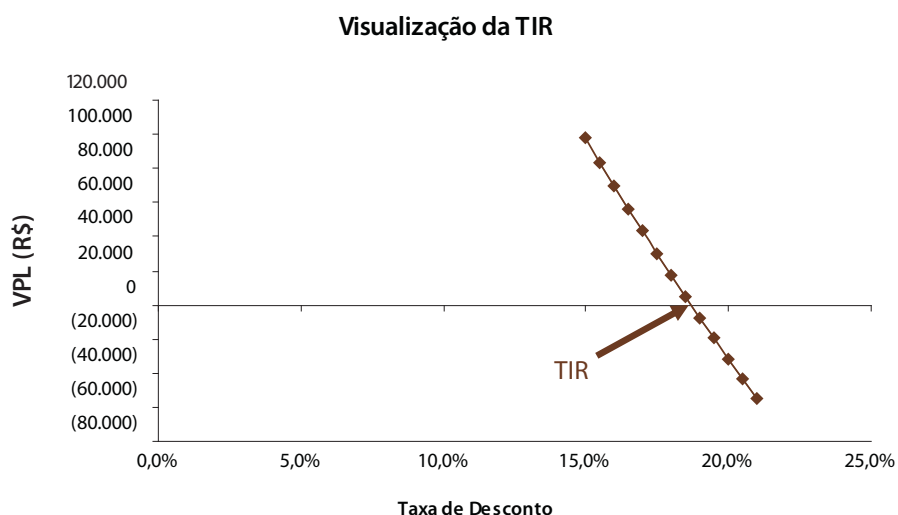
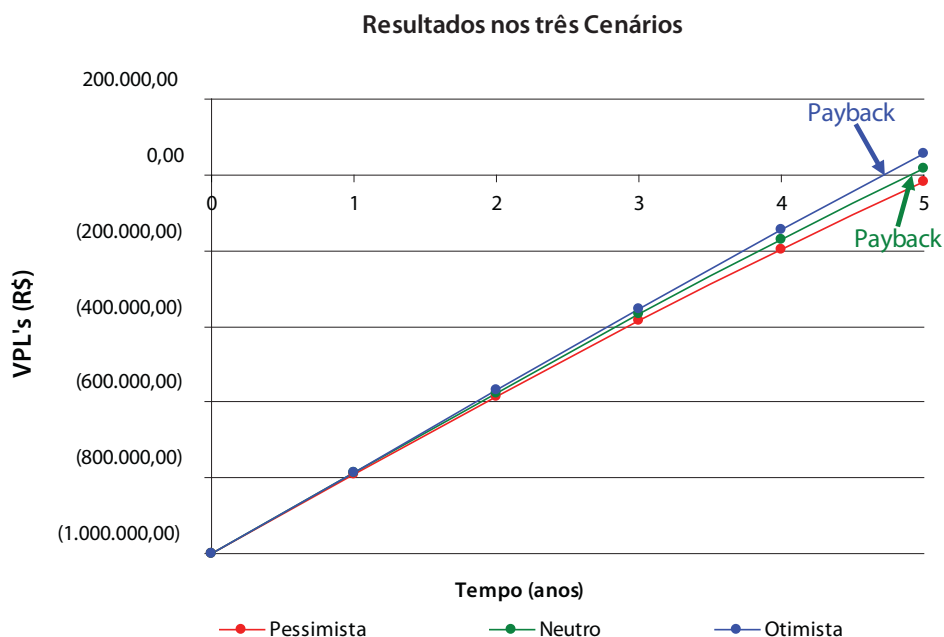
Os VPLs foram positivos nos cenários Neutro e Otimista, mas com grandezas não muito grandes, e negativo no Cenário Pessimista, o que indica uma tênue tendência de viabilidade econômica, ressaltando ainda que o hipotético investimento do exemplo não se mostra muito rentável (menos de 2% no cenário neutro e menos de 6% no cenário otimista).

Quanto a TIR, seu valor está muito próximo da taxa de desconto utilizada na condição de cenário neutro que tem a mesma grandeza de flutuação da TMA (Taxa Mínima de Atratividade), ou seja, 18% a.a.

De uma maneira geral, este empreendimento demonstra ser viável economicamente, mas não muito, apresentando-se ainda pouco rentável e mesmo pouco atraente no aspecto financeiro.

Seus resultados numéricos, principalmente os baixos valores de VPL, indicam que a adoção dos métodos não determinísticos (além do enfoque de análise de sensibilidade) ou mesmo da TOR, que em tese busca não subestimar os projetos, seria mais acertado e forneceria melhor base para tomadas de decisões com maiores possibilidades de êxito.

O gráfico a seguir ilustra os resultados dos distintos métodos nos diferentes cenários:



10.5.2 Para uma Planta a Vapor (Real)

Será analisada aqui uma planta de geração de eletricidade através da queima de biomassa com potência de 500 kW, operando por 24 horas/dia, 350 dias/ano, funcionando como Produtor Independente de Energia – PIE – comercializando toda a produção com a Concessionária ou Permissionária (distribuição). Considerando que se constitua de uma planta isolada, atenderia cerca de 2.500 pessoas.

HORIZONTE DO PROJETO: 20 ANOS

De maneira sintética, foram adotadas as seguintes premissas:

SAÍDAS: INVESTIMENTOS INICIAIS:

Custos de Implantação (projetos, obras civis, máquinas e equipamentos e montagens): R\$ 3.519.000

Auditorias e Consultorias (inclusive de MDL): R\$ 330.000

Custos Fixos: R\$ 373.000/ano

Custos Variáveis: R\$ 533.000 no primeiro ano, formando um gradiente com taxa de + 1% a.a.
 Custos de Acompanhamento: R\$ 30.000/ano

ENTRADAS:

Venda de Energia: R\$ 0,30 kWh

Comercialização de Créditos de Carbono: R\$ 30,00/Ton CO₂ – 500 ton CO₂/ano

Recebimento da sub-rogação da CCC: R\$ 879.750/ano (nos primeiros quatro anos)

Construíram-se seis cenários:

- Neutro com as condições de mudanças climáticas não potencializadas e, conseqüentemente, não valorização dos créditos de carbono;
- Neutro com as condições de mudanças climáticas medianamente potencializadas e, conseqüentemente, valorização dos créditos de carbono em 15% a.a.;
- Pessimista com as condições de mudanças climáticas não potencializadas e, conseqüentemente, não valorização dos créditos de carbono;
- Pessimista com as condições de mudanças climáticas medianamente potencializadas e, conseqüentemente, valorização dos créditos de carbono em 15% a.a.;
- Otimista com as condições de mudanças climáticas não potencializadas e, conseqüentemente, não valorização dos créditos de carbono;
- Otimista com as condições de mudanças climáticas medianamente potencializadas e, conseqüentemente, valorização dos créditos de carbono em 15% a.a.;

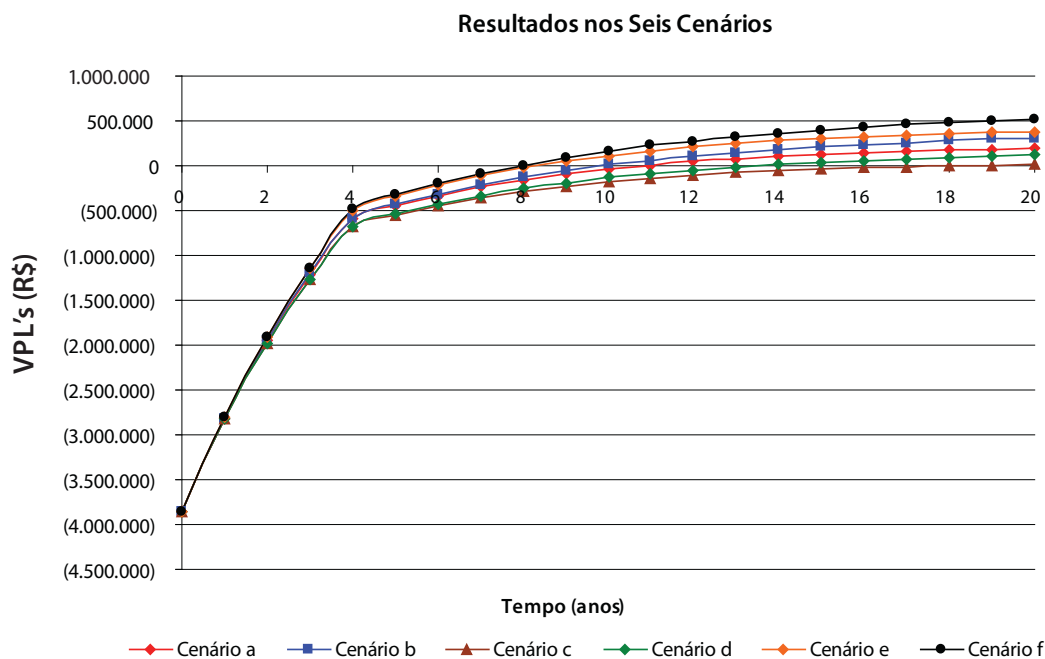
Ano	Entradas	Saídas	Saldo	VPL	VPL Acumulado
0	0	3.849.000	(3.849.000)	(3.849.000)	(3.849.000)
1	2.154.750	936.000	1.218.750	1.032.839	(2.816.161)
2	2.154.750	941.330	1.213.420	871.459	(1.944.702)
3	2.154.750	946.713	1.208.037	735.248	(1.209.453)
4	2.154.750	952.150	1.202.600	620.287	(589.166)
5	1.275.000	957.642	317.358	138.720	(450.446)
6	1.275.000	963.188	311.812	115.505	(334.941)
7	1.275.000	968.790	306.210	96.127	(238.814)
8	1.275.000	974.448	300.552	79.958	(158.856)
9	1.275.000	980.163	294.837	66.473	(92.383)
10	1.275.000	985.934	289.066	55.230	(37.153)
11	1.275.000	991.764	283.236	45.861	8.709
12	1.275.000	997.651	277.349	38.058	46.767
13	1.275.000	1.003.598	271.402	31.561	78.327
14	1.275.000	1.009.604	265.396	26.155	104.482
15	1.275.000	1.015.670	259.330	21.658	126.140
16	1.275.000	1.021.796	253.204	17.921	144.061
17	1.275.000	1.027.984	247.016	14.816	158.877
18	1.275.000	1.034.234	240.766	12.238	171.115
19	1.275.000	1.040.547	234.453	10.099	181.215
20	1.275.000	1.046.922	228.078	8.326	189.541

Taxa de Desconto Adotada (anual): 18,00%

Tabela 10.4 – Entradas e Saídas de Recursos Financeiros ao Longo do Projeto – Cenário (a)

Ano	Cenário a	Cenário b	Cenário c	Cenário d	Cenário e	Cenário f
0	(3.849.000)	(3.849.000)	(3.849.000)	(3.849.000)	(3.849.000)	(3.849.000)
1	(2.816.161)	(2.816.161)	(2.829.126)	(2.829.126)	(2.802.863)	(2.802.863)
2	(1.944.702)	(1.943.086)	(1.979.407)	(1.977.831)	(1.908.818)	(1.907.160)
3	(1.209.453)	(1.204.893)	(1.271.499)	(1.267.089)	(1.144.802)	(1.140.085)
4	(589.166)	(580.576)	(681.774)	(673.533)	(491.946)	(482.987)
5	(450.446)	(436.945)	(551.545)	(538.693)	(344.063)	(329.868)
6	(334.941)	(315.820)	(444.470)	(426.409)	(219.342)	(199.080)
7	(238.814)	(213.510)	(356.478)	(332.757)	(114.210)	(87.185)
8	(158.856)	(126.927)	(284.205)	(254.496)	(25.635)	8.728
9	(92.383)	(53.491)	(224.876)	(188.952)	48.950	91.126
10	(37.153)	8.955	(176.199)	(133.916)	111.718	162.095
11	8.709	62.213	(136.288)	(87.566)	164.509	223.401
12	46.767	107.789	(103.583)	(48.401)	208.882	276.539
13	78.327	146.938	(76.802)	(15.181)	246.154	322.771
14	104.482	180.709	(54.886)	13.117	277.438	363.167
15	126.140	209.979	(36.967)	37.334	303.678	398.629
16	144.061	235.477	(22.325)	58.166	325.670	429.918
17	158.877	257.812	(10.372)	76.185	344.085	457.680
18	171.115	277.493	(623)	91.863	359.493	482.457
19	181.215	294.942	7.321	105.590	372.371	504.708
20	189.541	310.514	13.789	117.685	383.125	524.820
Rentabilidade:	4,92%	8,07%	0,36%	3,06%	9,95%	13,64%

Tabela 10.5 – Resultados com os VPL's Acumulados dos seis cenários construídos.



ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO EXEMPLO:

O retorno (payback), sob o critério descontado, ocorreu no décimo ano para o cenário (a), em condições de total neutralidade. Nas melhores perspectivas – cenário (f), ocorre entre 7 e 8 anos e nas piores – cenário (c) – já quase no final do horizonte do projeto, isto é, entre o décimo oitavo e décimo nono ano, mas, de qualquer maneira, mesmo na pior das hipóteses, o investimento se paga.

Os VPLs foram sempre positivos, com grandezas bastante elásticas (mínimo de R\$ 13.789 e máximo de R\$ 524.820), o que indica que o empreendimento é, sem dúvida alguma, viável economicamente, embora com certo grau de incerteza ou oscilação, mostrando-se, nas melhores condições, com uma boa rentabilidade (entre 10% a 14%).

Quanto a TIR, considerando as duas condições nas mudanças climáticas (potencializadas ou não – neutra), seus valores foram de 20,4955% (com valorização dos créditos de carbono) e 19,6238% (sem valorização dos créditos de carbono), ambas maiores do que a taxa de desconto utilizada na condição de cenário neutro que tem a mesma grandeza de flutuação da TMA (Taxa Mínima de Atratividade), ou seja, 18% a.a.

Sob qualquer ótica o projeto demonstra ser viável economicamente, seja no aspecto de rentabilidade quanto no contexto financeiro, mesmo com o preço adotado para a venda da energia de R\$ 0,30/kWh, que é muito conservador, pois este valor pode ser considerado como baixo quando comparada à geração diesel, a qual possui valor ao redor de R\$ 0,80/kWh na região amazônica.

10.6 CRÉDITOS DE CARBONO – ELEGIBILIDADE DE MDLS

O Protocolo de Quioto prevê os chamados Mecanismos de Flexibilização para viabilizar essas reduções. São três os mecanismos: o Comércio de Emissões entre os países do Anexo I, a Implementação Conjunta, que é a geração de créditos de carbono por meio de projetos que absorvam ou reduzam gases desenvolvidos em países do Anexo I e, finalmente, o único mecanismo que pode ser aplicado no Brasil, que é o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) ou Clean Development Mechanism (CDM). O MDL funciona como um mecanismo de cooperação internacional, estimulando o apoio dos países desenvolvidos constante no Anexo I – os que mais poluem – a projetos que reduzam as emissões nos países mais pobres. Os países constantes no Anexo I podem utilizar os certificados de emissões reduzidas (CERs) resultantes das atividades dos projetos para cumprir os compromissos estabelecidos no Protocolo de Quioto.

São passíveis de obter Certificados de Redução de Emissões (CRE) os projetos implementados no Brasil que resultem na redução das emissões de GEE ou no aumento da remoção de CO₂, mediante investimentos em tecnologias mais eficientes, substituição de fontes de energia fósseis por renováveis, racionalização do uso da energia, florestamento e reflorestamento, entre outras. Projetos que visem à produção e ao uso de combustíveis obtidos de biomassa são em princípio elegíveis ao MDL. Entretanto, além da falta de informação mais detalhada sobre estas oportunidades, ainda há outros obstáculos a vencer para a certificação como, por exemplo, a falta de consistência técnica na demonstração dos benefícios ambientais decorrentes dos projetos.

Uma grande limitação é o custo de transação dos projetos, cujo valor mínimo gira em torno de US\$ 150 mil. Mas, na tentativa de viabilizar o acesso aos proponentes de baixa renda, ou mesmo fomentar projetos de menor volume de RCE (Redução Certificada de Emissões), foi aprovada, no âmbito da Convenção, uma modalidade diferenciada para contemplar projetos de pequena escala, com exigências e metodologias simplificadas, no intuito de reduzir os custos de transação, de forma

a incentivar o envolvimento de pequenos empresários, através de arranjos associativistas.

No Brasil, o MDIC, em parceria com a BM&F e subsidiado pela FGV, criou o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões. A idéia básica é a de organizar o mercado primário, por meio de um banco de projetos, com sistema de registro, armazenamento e classificação dos mesmos. Isto terá implicações interessantes, como a redução dos custos de transação, conferindo maior visibilidade para os investidores, auxiliando inclusive na identificação destes no mercado por parte dos proponentes. A BM&F implantou a primeira bolsa de países emergentes a negociar créditos de carbono gerado pelo MDL no âmbito do Protocolo de Quioto, concorrendo com os mercados que começam a aparecer na Europa, na Ásia e nos EUA.

O cenário econômico mundial mostra que o mercado de crédito de carbono está em plena expansão, devendo movimentar entre 30 e 40 bilhões de euros no próximo ano. O Brasil, que ocupa segunda posição no ranking de maior produtor de créditos, deve representar uma parcela significativa deste mercado, podendo atingir 20% do volume de créditos comercializados. Dessa forma, é fundamental que as empresas com potencial para o desenvolvimento de projetos de carbono possam analisar as melhores práticas de comercialização, as linhas de financiamentos disponíveis aos projetos de MDL e definir um planejamento eficaz, visando atingir o retorno financeiro desejado e ao mesmo tempo garantir vantagem competitiva em relação aos outros países participantes desse mercado.

A conta é muito simples, pode-se comparar o custo marginal de redução de gases em países desenvolvidos com o custo de oportunidade no mercado, por exemplo: no Japão o custo atual médio de redução de cada tonelada equivalente de carbono (medida utilizada como padrão para negociações neste mercado) gira em torno de 450 euros; no Brasil esse custo atualmente flutua em cerca de 10 euros. Em resumo, é muito mais barato investir em projetos desenvolvidos em países não listados no Anexo I do Protocolo de Quioto para alcançar as reduções.

Os compradores buscam projetos responsáveis com emissões de longo prazo e desenvolvimento sustentável. O MDL não é um instrumento isolado, está inserido em um contexto amplo de sustentabilidade, cujas inserções resultam na agregação de valor e mitigação de riscos dos créditos de carbono. Ressalta-se que o desenvolvimento sustentável passou a focar não só a questão da eficiência ambiental, como também a questão do equilíbrio social e econômico, chegando-se finalmente ao que hoje se denomina Sustentabilidade. Tudo isso implica a integração de princípios econômicos, com maior retorno para o investidor, ambiental e social, para tornar um projeto elegível no mercado mundial de créditos de carbono. Para verificar esses critérios, os compradores analisarão ainda o risco de crédito da empresa, as demonstrações financeiras, verificarão os conteúdos dos estatutos sociais, e pesquisarão sobre a reputação da empresa no mercado, entre outros detalhes.

10.7 INTRODUÇÃO À ANÁLISE FINANCEIRA

Do ponto de vista de uma empresa, a decisão de investir ocorre quando se acredita que os negócios evoluirão, mesmo que de maneira lenta. Quando a crença é essa, convive-se com uma propensão a investir. Do contrário, impera a propensão para a liquidez, quando se acredita que os negócios não vão prosperar.

Em termos de postura geral, é interessante refletir que quando há uma crença generalizada de que em um determinado momento não é bom investir, ou que as coisas tendem a piorar,

as empresas adquirem propensão de não investir e o país conseqüentemente caminha para a depressão. Neste caso, seus ativos ficam disponíveis, no estágio chamado de propensão para a liquidez. Portanto, faz parte do jogo da sobrevivência geral a necessidade de investir, e esses investimentos são, notadamente, de dois tipos: para manter os ativos tecnologicamente atualizados; e para expansão da capacidade instalada.

O retorno dos investimentos normalmente ocorre entre 20 a 30% do tempo total ou horizonte do projeto, ou seja, no mínimo em $1/5$ e no máximo até $1/3$ da expectativa de tempo de operação do empreendimento, e a melhor situação seria a empresa poder financiar esses investimentos com suas reservas. Mas, isso nem sempre é possível. Quando faltam recursos dentro do próprio negócio, existe a possibilidade de injeção de capital por parte dos acionistas; mas, os recursos pessoais, que são ativos fixos, nem sempre estão disponíveis, devido aos acionistas não estarem dispostos a desfazerem-se; ou devido ao montante ser muito elevado, superando a capacidade pessoal.

Dessa forma, a saída para a empresa é contrair empréstimos, cuja decisão envolve dois tipos de avaliação, a taxa de juros e o prazo de pagamento. No primeiro caso, quanto menor a taxa de juros e maior o retorno operacional do projeto, maiores serão os lucros aos acionistas. No segundo, a amortização do principal guarda relação com o retorno do projeto. Se o projeto gerar caixa só a partir do terceiro ano, empréstimos devem ser contratados com três anos de carência. Normalmente no período de carência, os juros são pagos integralmente sobre o saldo devedor.

Se o projeto oferece retorno inferior ao custo do empréstimo, o administrador não pensa em endividamento. No entanto, mesmo que um projeto ofereça uma taxa de retorno superior ao custo do empréstimo, a empresa deverá ter cautela na hora de optar pelo endividamento, em função do risco do negócio. Por mais segurança que exista na economia, não se pode afirmar que as possibilidades previstas de retorno sobre o Ativo Operacional serão viáveis. Isto porque o volume de vendas poderá não se confirmar; os custos poderão subir, reduzindo o retorno efetivo; o preço de venda poderá declinar; e outros fatores micro e macroeconômicos poderão influir nos retornos esperados.

Nestas circunstâncias a capacidade de amortizar os empréstimos ficará comprometida, podendo colocar em risco a continuidade das operações da empresa, bem como o retorno sobre o patrimônio dos acionistas. Portanto, as decisões sobre investimentos e financiamentos consistem em abordagem estratégica, muitas vezes superando a econômica.

Ao final, muitas decisões poderão ser tomadas: assumir o projeto e contratar seu financiamento; abandonar ou postergar o projeto; assumir o projeto buscando recursos próprios, ou pelo menos, balanceando recursos próprios com de terceiros. Os recursos próprios poderão vir dos atuais acionistas ou de novos, através da emissão pública de novas ações.

A administração financeira objetiva maximizar a riqueza dos acionistas da empresa (conjunto dos bens e serviços à disposição dos mesmos); o administrador financeiro é o principal responsável pela criação de valor da empresa. E como visto, envolve-se cada vez mais com os negócios da empresa como um todo. Suas atividades abrangem decisões estratégicas, como a seleção de alternativas de investimentos e as decisões de financiamento de longo prazo, além das operações de curto prazo, como a gestão do caixa, o gerenciamento do risco e tantas outras. Sua área de abrangência é ampla, ocupando-se do processo financeiro, dos mercados e das instituições financeiras, dos instrumentos financeiros e das finanças pessoais, governamentais e corporativas.

Muitos acreditam que o objetivo da empresa é sempre a maximização do lucro; que para atingir esse objetivo o administrador financeiro toma apenas aquelas providências que se espera darão maior contribuição para a lucratividade total da empresa. Assim, dentre as alternativas

consideradas, o administrador financeiro irá escolher aquelas que resultarem no maior volume monetário possível. Nas sociedades anônimas, os lucros são usualmente medidos em termos de lucro por ação (LPA), o qual representa o montante auferido durante o período – normalmente um trimestre ou um ano – por ação ordinária emitida.

Embora a maximização da riqueza do acionista seja o objetivo principal, muitas empresas, nos últimos anos, têm ampliado seu foco para incluir os interesses dos *stakeholders*, os quais são grupos tais como proprietários, acionistas, empregados, clientes, fornecedores, credores e outros que possuem um vínculo econômico direto com a empresa e representam sua sustentação. Os empregados são remunerados pelo seu trabalho; os clientes compram os produtos e/ou serviços da empresa; os fornecedores são pagos pelos materiais e serviços por eles fornecidos; e os credores concedem financiamentos, que serão liquidados de acordo com as bases estabelecidas.

Trata-se de um enfoque freqüentemente considerado como parte da denominada responsabilidade social da empresa e espera-se que proporcione benefícios máximos, a longo prazo, aos acionistas. Esses relacionamentos deverão minimizar a rotatividade, os conflitos e os litígios com esses atores. Obviamente, a empresa poderá atingir melhor seu objetivo de maximização da riqueza dos acionistas por meio da cooperação, em lugar das várias facetas de conflito.

11 Resultados Concretos

Gonçalo Rendeiro e Sergio Elarrat Aruana Canto

11.1 CENTRAIS TÉRMICAS A VAPOR

O arquipélago do Marajó fica localizado na foz do Rio Amazonas, próximo a Belém (capital do Estado do Pará), e é constituído de várias ilhas pequenas e uma grande, chamada Ilha do Marajó. A maior cidade da região do Marajó é Breves, distante 350 km de Belém, com uma população de 85 mil habitantes (IBGE, 2006).

Implantado em 2007, o projeto Marajó, financiado pelo fundo setorial CT-Energ/ CNPq, BID/ PNUD e MME, fica localizado em uma comunidade isolada do setor elétrico do Estado do Pará, denominada Comunidade de Santo Antonio, na região dos furos de Breves, na Ilha de Siriri. É um projeto integrado e sustentável com cadeia produtiva local que inclui uma usina de geração de energia elétrica a partir de resíduos de biomassa gerados na própria comunidade, uma fábrica de gelo, uma câmara frigorífica e uma fábrica de extração de óleo vegetal.

A Ilha de Siriri tem 100 ha e fica distante 45 minutos da cidade de Breves (de lancha com motor de popa) figuras 11.1 e 11.2. Há nessa comunidade um total de 15 casas ocupadas por 72 moradores, cujas principais atividades são a pesca, a produção de madeira serrada, a criação de suínos, produção de açaí e cultivo de arroz (agricultura familiar), gelo, conservação a frio e extração de óleo vegetal. A comunidade consumia antes da implantação do projeto 200 litros de óleo diesel por semana, adquiridos na cidade de Breves, e atualmente esse consumo foi reduzido a uma quantidade mínima que atende tão somente ao barco da comunidade e a um pequeno grupo gerador diesel utilizado quando a usina de geração de energia elétrica a biomassa não está em funcionamento.



Figura 11.1 – Localização de Breves no Estado do Pará



Figura 11.2 – Localização do Projeto Marajó: S 01° 47,658' W 50° 19,343'

Este projeto fez transferência de conhecimento e tecnologia à comunidade de Santo Antonio, pois promove o aumento de produtividade agroextrativista de maneira sustentável com agregação de valor, beneficiando a população ali residente e das regiões limítrofes, gerando renda, empregos diretos e indiretos, melhorando a qualidade de vida, diminuindo o passivo ambiental e alavancando o desenvolvimento econômico da região. O fato de o projeto garantir a oferta de energia para a localidade, com aumento da produção agroextrativista, propicia ainda a instalação de novos mercados de trabalho e produtos (indústria-comércio-serviços), com o conseqüente aumento da renda local. Com a implantação do projeto, e por sua localização estratégica, está ocorrendo um efeito multiplicador destas ações para outras comunidades do mesmo perfil sócio-econômico.

11.1.1 Concepção do Projeto

O projeto é constituído por uma usina de geração de energia elétrica com potência de 200 kW, utilizando como combustível resíduo de biomassa, além de uma fábrica de extração de óleo vegetal e uma fábrica de gelo com câmara frigorífica. Ver figura 11.3. O arranjo produtivo local foi concebido em função da demanda reprimida dos produtos gelo, serviços de conservação a frio, óleo vegetal, energia firme e de qualidade.

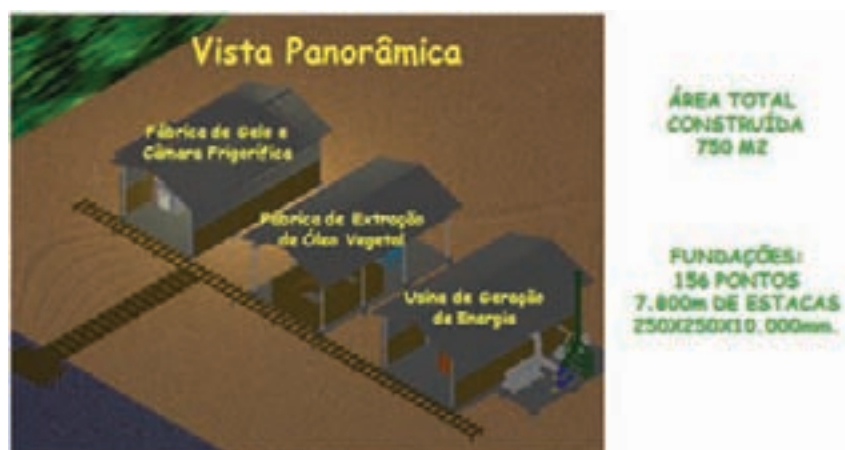


Figura 11.3 – Arranjo do Projeto Marajó

A usina de geração de energia elétrica, figura 11.4, consiste de uma caldeira flamo-tubular que queima resíduo de biomassa para gerar vapor. O vapor aciona uma turbina que move o gerador elétrico, em ciclo termodinâmico fechado.

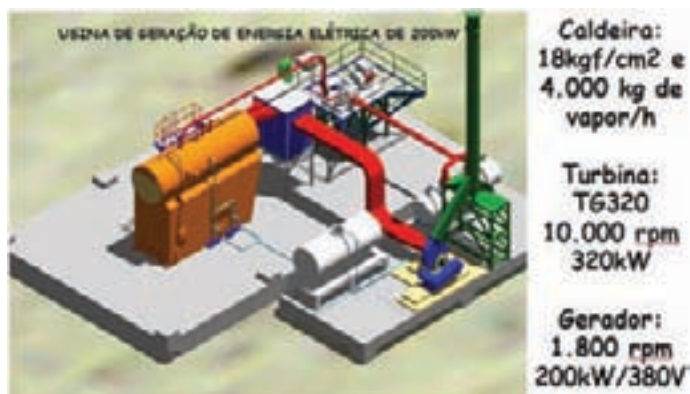


Figura 11.4 – Usina de Geração de Energia Elétrica de 200 kW

A fábrica de extração de óleo vegetal, figura 11.5, tem capacidade de esmagar 100 kg/h de polpa de sementes de oleaginosas e é composta de estufa de secagem, cozinhador a vapor, prensa, decantador, filtro prensa e tanque de armazenamento.



Figura 11.5 – Fábrica de Extração de Óleo Vegetal

A fábrica de gelo tem capacidade para produzir 10 ton/dia de gelo em escamas e a câmara frigorífica tem um volume útil de 60 m³, operando com temperatura de até -30°C. Ver figura 11.6

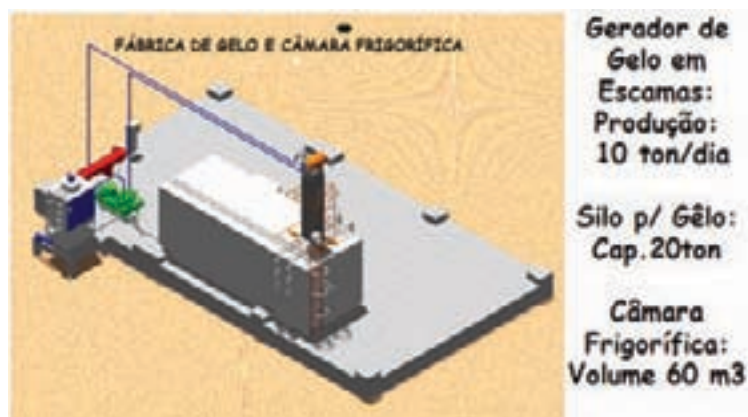


Figura 11.6 – Fábrica de Gelo e Câmara Frigorífica

11.1.2 Implantação do Projeto

O projeto foi implantado em três etapas. A primeira etapa foi de obras civis, contemplando as fundações, seguida das lajes em concreto armado ciclópico e fabricação dos galpões de abrigo dos equipamentos do projeto, ocupando uma área de 750m². A segunda etapa foi a instalação dos equipamentos e a terceira etapa o comissionamento dos sistemas e o treinamento dos operadores.

Na primeira etapa de obras civis, as atividades desempenhadas foram o estaqueamento, construção dos blocos de concreto, construção das vigas, construção da laje e fabricação e montagem dos galpões de abrigo dos equipamentos para cada unidade produtiva.

As fundações foram realizadas através de estacas de madeira, com dimensões de 250 × 250 × 10.000 mm, cravadas nos pontos de carregamento das estruturas, num total de 156 pontos de carregamento, com nega média por ponto de 40 m. As estacas serviram de suporte de sustentação para as vigas de concreto, através das sapatas de concreto e, por fim, a camada de concreto recobrimo a área total de cada uma das lajes estruturadas. Ao todo, foram construídas quatro lajes para as áreas de utilidades, usina de geração de energia elétrica, fábrica de extração de óleo vegetal e fábrica de gelo e câmara frigorífica.

As fotos 11.7 e 11.8 mostram os detalhes da construção das lajes da usina de geração de energia elétrica e da fábrica de extração de óleo vegetal. Procedimento similar foi utilizado para as fábricas de gelo e câmara frigorífica e a laje de utilidades onde os equipamentos foram instalados.



Figura 11.7 – Detalhes da construção da laje da usina de geração de energia elétrica



Figura 11.8 – Detalhes da construção da laje da fábrica de extração de óleo vegetal

A segunda fase do projeto foi dedicada à instalação dos equipamentos em cada unidade de produção, entretanto alguns periféricos, tais como: filtros ciclônicos, tanques e estação de tratamento de água tiveram que ser fabricados no local, em função da dificuldade enfrentada no transporte de Belém até o local do projeto. A logística de transporte e a falta de infraestrutura local foram as maiores dificuldades enfrentadas pela equipe do projeto; a maioria dos equipamentos foi transportada em balsas e seu descarregamento realizado com guinchos manuais sobre trilhos de aço fixados em estacas de madeira cravadas no solo. O equipamento de maior peso e volume foi a caldeira, com 30 ton e altura de 6m, sendo necessária a instalação de estrutura própria para desembarque no local.

As imagens a seguir mostram algumas das fases de montagem e instalação dos equipamentos e o projeto acabado.



Figura 11.9 – Caldeira sendo fixada na base



Figura 11.10 – Infra-estrutura utilizada para o transporte da caldeira da balsa até o local de instalação



Figura 11.11 – Transporte da turbina até o local de instalação



Figura 11.12 – Turbo-gerador já instalado em sua base



Figura 11.13 – Casa da Caldeira e tanque de condensado



Figura 11.14 – Conjunto de exaustão de gases e tanque de condensado



Figura 11.15 – Vista Geral do Projeto Marajó

Após a instalação de todos os equipamentos e periféricos, a equipe técnica do projeto, em conjunto com os técnicos das empresas fornecedoras dos equipamentos e de serviços, realizou a terceira e última etapa do projeto: comissionamento dos sistemas e o treinamento dos operadores. Foram realizados primeiro os testes de funcionamento, com acompanhamento dos futuros operadores de cada sistema produtivo. Em seguida, a equipe do projeto deu início aos treinamentos, envolvendo: curso de segurança em operação de caldeiras NR13, curso de manipulação de alimentos, curso de noções de preservação do meio ambiente, treinamento em gerenciamento do empreendimento, treinamento em operação e manutenção de usina termoelétrica a biomassa, treinamento em operação e manutenção da fábrica de gelo e câmara frigorífica, treinamento em operação e manutenção da fábrica de extração de óleo, treinamento para o uso eficiente da energia elétrica. Após aferição do desempenho de cada participante, os sistemas produtivos foram liberados para entrar em funcionamento com os operadores da própria comunidade.

11.1.3 Operação

Atualmente, a Cooperativa Multiprodutos de Santo Antonio, CMSA conta com 14 operadores, assim distribuídos: 8 para a usina de geração de energia elétrica, 4 para a fábrica de extração de óleo vegetal e 2 para fábrica de gelo. Os sistemas operam cerca de 12 horas por dia, em função da demanda dos produtos fabricados e da demanda de produção da serraria local. Cada sistema produtivo tem seu plano de operação e manutenção, que são periodicamente inspecionados pela equipe do projeto. Paradas programadas para manutenção já fazem parte da rotina dos cooperados e, quando ocorre, entra em operação um grupo gerador diesel que supre a demanda dos consumos essenciais da ilha.

11.1.4 Modelo de Gestão

O modelo de gestão empregado foi através da constituição de uma Pessoa Jurídica na forma de Cooperativa denominada CMSA, com objetivo social de indústria, comércio e serviços de energia elétrica, gelo, conservação a frio, óleos vegetais e produtos florestais. A CMSA tem uma estrutura

técnica e administrativa organizacional composta pelos próprios moradores da comunidade partícipes da CMSA e também de pessoas das regiões limítrofes que receberam treinamento de gestão do empreendimento para cada função específica, com apoio no grupo de Energia, Biomassa & Meio Ambiente – EBMA da Universidade Federal do Pará.

Os custos das demandas e consumos dos processos produtivos da cooperativa e as cargas parasitas da usina de geração são incorporadas pelo empreendimento, e a energia elétrica disponibilizada para consumo residencial, comercial e/ou industrial é cobrada mensalmente, através de leitura de consumo de energia em cada ponto consumidor. É de responsabilidade da CMSA a manutenção da mini-rede, o levantamento de carga em cada ponto de consumo e a emissão mensal da respectiva fatura. Havendo necessidade (colapso de demanda), a cooperativa poderá implantar o regime hora-sazonal de energia para a modalidade de produção industrial.

Outras ações decorrentes da dinâmica de aferição e adequação do modelo de gestão são a continuidade das avaliações semestrais sócio-econômicas da comunidade e as avaliações da área de arroz plantada e sua produtividade, da área de floresta nativa com espécies oleaginosas e quantidade de espécies oleaginosas nativas na Ilha, avaliação da quantidade de madeira serrada, quantidade de resíduos de madeira serrada, quantidade de biomassa consumida na usina de geração de energia elétrica, potência elétrica gerada e consumida, quantidade de gelo produzida e vendida, informações estas que contribuem para uma melhor administração do empreendimento.

11.1.5 Sustentabilidade do Projeto

O projeto Marajó foi implementado com recursos financeiros no valor de R\$ 1.082.559,72 oriundos do MME, BID, CNPQ-MCT-CTEnerg, valor este que cobriu todas as despesas das três plantas (vapor, frio e óleo).

Os pontos importantes que garantem a sustentabilidade do projeto Marajó foram focados na disponibilidade de biomassa a ser demandada pela usina de geração de energia elétrica, quantidade e qualidade da água potável usada tanto para a usina de geração de energia como para fábrica de gelo e para os demais sistemas produtivos, a disponibilidade e facilidade de obtenção de sementes oleaginosas nas quantidades demandadas e nos modelos de negócios para manutenção e prospecção de mercados locais e regionais.

Para a usina de geração de energia elétrica, o consumo horário de biomassa é de cerca de 750 kg, que é suprido com segurança pelos resíduos da indústria madeireira local e pelos resíduos da fábrica de extração de óleo. Adicionalmente, nas regiões limítrofes ao projeto existem várias madeireiras que disponibilizam gratuitamente os resíduos produzidos, garantindo assim o suprimento de biomassa da usina. O custo de geração de energia elétrica auferido é de R\$140,00 por MWh gerado, bastante atrativo quando comparado ao valor comercializado pela concessionária local e o da geração com grupos-geradores diesel.

A água potável é obtida por bombeamento da água do rio Parauau (o projeto está às margens desse rio), que recebe tratamento físico-químico e bacteriológico em uma estação de tratamento de água, instalada no galpão da fábrica de gelo, com capacidade de processamento de 10m³/h, que supre todas as necessidades de abastecimento do empreendimento e ainda libera o excedente para consumo da própria comunidade.

As sementes oleaginosas são adquiridas de terceiros e em função da sazonalidade da safra de cada espécie. São processadas principalmente sementes de andiroba, jupati, muru-muru e buriti, todas oriundas do extrativismo local. A região do Marajó tem um potencial enorme destas palmáceas, o que possibilita uma oferta constante dos produtos o ano inteiro.

Os modelos de negócios foram implementados de acordo com a especificidade de cada produto industrializado. O gelo é vendido aos pescadores da própria região, que antes obtinham o produto a uma distância média de até 120 km, facilitando o acesso ao produto e barateando seu custo. A madeira processada é toda comercializada na cidade de Breves, onde o mercado de madeira é muito forte. Com a utilização da energia elétrica, a produção da madeireira triplicou, passando de 5m³ por turno de 8 h, para 15 m³. O óleo vegetal, principalmente o de andiroba, tem alcançado um preço de R\$10,00 por litro e está sendo comercializado em Belém. Prospecções de novos mercados são realizadas para outras regiões do País através do uso da telefonia local ou da internet, na sede do município de Breves. Vislumbra-se a verticalização de outros processos produtivos locais, tais como: a industrialização do açaí, o beneficiamento do arroz, fábrica de vassouras e de móveis de madeira, em função da energia elétrica disponibilizada e da matéria-prima.

Todos estes indicadores físicos e econômicos demonstram a sustentabilidade do projeto e servem de parâmetro para replicar o modelo para outros projetos similares, onde a energia elétrica gerada é sustentada por arranjos produtivos locais.

11.2 CENTRAIS TÉRMICAS A GASIFICAÇÃO

11.2.1 Localização do Projeto

A usina é parte de um arranjo produtivo local, APL, que está localizada em Genipaúba, uma comunidade remanescente de quilombo, oficialmente reconhecida em 2002. Genipaúba faz parte do município de Abaetetuba, que por sua vez integra a Mesorregião do Nordeste do Pará. Segundo levantamento feito pelo Programa Raízes, em 2003, na fase de implantação do projeto, Genipaúba tem em torno de 280 habitantes, divididos em quarenta e sete (47) famílias. A comunidade está organizada e é representada no projeto pela ARQUIA – Associação dos Remanescentes de Quilombos das Ilhas de Abaetetuba.

O acesso principal para Genipaúba é fluvial, numa viagem de aproximadamente 15 minutos, saindo de Abaetetuba nas embarcação regionais motorizadas conhecida, localmente como “rabetas”. O percurso segue pelos Rios Abaeté e Genipaúba. A comunidade ocupa aproximadamente cinco (5) quilômetros de extensão, da margem esquerda do Rio Genipaúba. (figura 11.16).

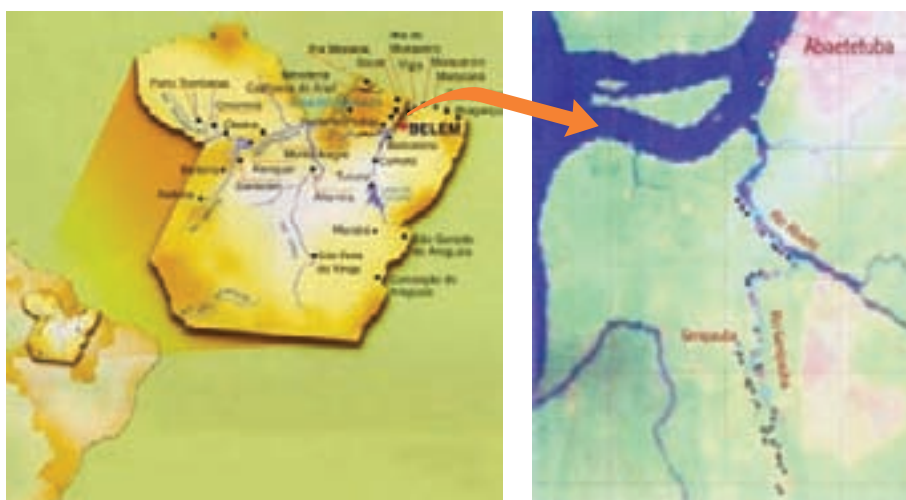


Figura 11.16 – Localização da comunidade de Genipaúba

11.2.2 Concepção do Projeto

O projeto Genipaúba foi promovido pelo Programa Raízes, com participação da ARQUIA, que objetivou implantar um APL – Arranjo Produtivo Local – composto de um complexo com uma unidade de beneficiamento de açaí energizada por uma usina de gasificação de biomassa, que empregaria os rejeitos vegetais do processo de beneficiamento do açaí. A implantação da usina ficou a cargo da Universidade Federal do Pará (UFPA), através do Projeto ENERBIO (Grupo de Pesquisa em Energia de Biomassa).

Como premissa para o planejamento energético e implantação do Projeto Genipaúba, foi necessário caracterizar o local e buscar subsídios para o projeto. Desta maneira, o Grupo ENERBIO realizou, em 2003, um Diagnóstico Sócio-Ambiental na comunidade com os objetivos de:

- ♦ Coletar dados para a elaboração do programa de necessidades do projeto arquitetônico e tecnológico do complexo;
- ♦ Diagnosticar a realidade socioeconômica e cultural da comunidade de Genipaúba;
- ♦ Identificar as fontes de energia disponíveis na comunidade;
- ♦ Identificar as potencialidades de biomassa energética disponíveis;
- ♦ Identificar as vocações para a implantação de um Arranjo Produtivo Local (APL);
- ♦ Realizar Oficinas de Educação Ambiental, cooperativismo e informática sobre as tecnologia de gasificação e de beneficiamento de açaí que serão empregadas no projeto;
- ♦ Identificar pessoal com potencial para exercer as novas atividades;
- ♦ Avaliar o impacto social de implantação de energia elétrica na comunidade.

Neste fase foi empregada a metodologia de Diagnóstico Rápido Participativo/DRP, cujo enfoque implica a participação da comunidade local no planejamento, execução e avaliação do empreendimento. Fontes secundárias também foram empregadas.

No processo de coleta dos dados foram visitadas 60% das famílias e indicou-se que :

- ♦ A maioria da população local nasceu na comunidade e lá reside entre 10 a 50 anos;
- ♦ As famílias contemplam em sua maioria 4 a 6 pessoas;
- ♦ Há predominantemente pessoas do sexo masculino;
- ♦ A população é predominantemente infanto-juvenil;
- ♦ A renda familiar da maioria se situa nas faixas de menos de um salário mínimo a 2 salários;
- ♦ A maioria não foi beneficiada por projeto produtivo nem contraiu financiamento em banco;
- ♦ A maioria sugeriu efetivação de apoio técnico e financiamento para manejo de açazais como forma de melhoria da renda familiar.

As atividades econômicas locais estão retratadas no Quadro de Ocupação.

Quadro de ocupação	
Atividades	Pessoas
Extrativismo/Açaí- Atividade Predominante	10
Lavoura/Roça (Pupunha, cupuaçu, piquiá, turanja, abacate, banana, abacaxi, maniva, molho, açaí)	10
Carvão	5
Pesca	1
Criação de pequenos animais	3
Piscicultura	4
Artesanato	---
Emprego na cidade (Funcionário público, agente da pastoral, agente prisional)	3
Outras (aposentadoria, pequenos serviços)	2

Aproximadamente 40% das famílias são atendidas pelo microsistema de abastecimento de água existente. Não há saneamento básico no que se refere ao destino do esgoto caseiro, ao escoamento dos dejetos humanos, nem coleta de lixo.

Predomínio do uso doméstico de lamparina, secundariamente a bateria e a pilha. Poucas famílias dispõem de grupo-gerador. A maioria das famílias acredita que a energia elétrica está relacionada fundamentalmente à melhoria da renda, seguida pela possibilidade de mais conforto e segurança.

Os dados auxiliaram o planejamento energético, que indicou boa viabilidade para a implantação da usina de gasificação com açaí como parte do APL, devido à quantidade de biomassa produzida, proximidade entre produção e consumo, produção de rejeitos, períodos das safras, densidades dos rejeitos e as propriedades energéticas. A operação e gestão da usina ficariam a cargo da comunidade treinada e organizada em cooperativa. Outro aspecto importante que ficou convencionado no projeto é que o APL serviria de referência para pesquisas científicas sobre gasificação devido às poucas referências do uso desta tecnologia na região, em época recente.

A implantação do projeto foi prevista em cinco fases, mostradas no quadro planejamento de implantação:

Planejamento de Implantação	
Fases	Procedimentos propostos
I	Levantamentos da biomassa disponível. Geração de Banco de Dados Tecnológicos para Aproveitamento de Resíduos de Biomassa.
II	Caracterização da Biomassa que será usada para gasificar, para se conhecer seu potencial energético, ciclo produtivo, safra, produtividade.
III	Instalação de Base Física da usina de Gasificação. Projetos e instalação da infra-estrutura para a usina de gasificação constituída de um gasificador, um grupo-gerador, uma unidade de secagem de biomassa, além de um escritório com banheiro e depósito.
IV	Construção de Gasificador de 20 kW. Esta fase constará da construção do gasificador de resíduos de biomassa com capacidade de 20 kW para atender a geração de energia elétrica para o processamento de despulpamento do açaí e conservação da polpa e dos sistemas complementares relacionados ao sistema, como iluminação, bombeamento de água, dentre outros.
V	Operacionalização do Sistema: Esta fase constará da implantação da usina. Serão realizados testes operacionais, treinamento de pessoal na operação e manutenção dos sistemas e no preparo e manejo de biomassas a serem utilizadas na operação.

O projeto previu que o complexo devesse funcionar de forma autônoma, totalmente operado e mantido por uma cooperativa organizada pela comunidade. O treinamento sobre cooperativismo está sendo promovido pelo governo do Estado.

Está previsto que a coordenação gerencial terá uma transição, passando dos órgãos governamentais para a cooperativa gradualmente. Inicialmente a gestão será compartilhada, acompanhada por treinamentos até que a cooperativa assuma integralmente o gerenciamento do complexo. Este processo deverá ocorrer no prazo de um ano.

11.2.3 Sustentabilidade

Temos que considerar que o APL é composto por um complexo de duas unidades com funções distintas, mas interdependentes, de tal forma que uma unidade garante a sustentabilidade da outra. O sistema ainda não entrou em operação, dificultando análises aprofundadas, mas é possível traçar uma análise de sustentabilidade da usina de gasificação com base em fatores conhecidos.

Como a alimentação dos motores do ciclo diesel é feita com gás de síntese pode-se considerar como um sistema bi-combustível, uma vez que usa gás e uma complementação de 20% de óleo diesel. Esta configuração oferece a possibilidade de poder manter o sistema operando somente com diesel, caso a biomassa esteja inacessível, ou o gasificador esteja em manutenção. O aspecto negativo é manter a dependência de combustível fóssil, mesmo que em menor quantidade do que um sistema convencional. Por outro lado, por ser diesel, o sistema é conhecido, tem facilidade de encontrar mão-de-obra e contar com uma grande rede de serviços e suprimentos. Caso a unidade de beneficiamento funcione 8 horas por dia, pode-se prever um consumo de 19,2 litros/dia de diesel. A obtenção é simples, pode ser feita na rede de distribuição comercial da sede do município, em Abaetetuba, que está a 15 minutos de viagem nos barcos da comunidade. Um aspecto negativo será o desembolso e a dependência.

O suprimento majoritário de biomassa será feito pelos caroços de açaí resultantes do despulpamento na usina de beneficiamento. Considerando que a unidade de despulpamento está a poucos metros da usina de gasificação e não haverá dispêndio com transporte, o custo total torna-se praticamente zero.

É grandemente favorável o uso de uma biomassa nativa, abundante, que faz parte da cultura local e que serão usados os frutos rejeitados, o que por si só garante um suprimento praticamente inesgotável, mas deve-se atentar para a dependência do suprimento de biomassa com a safra do açaí, que ocorre na região entre os meses de agosto a dezembro, tornando prudente a silagem da biomassa para enfrentar os períodos de entressafra, para gerar energia para manter a câmara frigorífica em funcionamento. Caso ocorra a carência de biomassa, existe a alternativa de usar outra biomassa abundante no período, como os rejeitos do manejo dos açaizais, feitos nesta época do ano.

O consumo teórico de biomassa pelo gasificador é de 20 kg/h, embora não seja recomendável o funcionamento intermitente do gasificador. Para efeito de cálculo considere-se um regime de operação de 8 horas contínuas, então, o consumo diário deverá ser de 160 kg por jornada de trabalho.

A interdependência das unidades faz com que a viabilidade operacional da usina de gasificação dependa dos resultados da comercialização da polpa de açaí produzida para custear a manutenção e aquisição de óleo diesel e lubrificante. O impacto na renda das famílias cooperativadas deverá ser bem visível e deverá refletir na melhoria na qualidade de vida, cumprindo o principal objetivo do projeto. Como a usina não está em funcionamento, o quadro 2 mostra uma avaliação do sistema de gasificação para gerar energia com base em dados teóricos. O Quadro de Avaliação de Fatores de sustentabilidades do sistema de gasificação para geração de energia traça um resumo dos fatores que podem influir na viabilidade da APL.

Quadro de Avaliação de Fatores de sustentabilidades do sistema de gasificação		
	ASPECTOS DE AVALIAÇÃO	AVALIAÇÃO
Sócio-econômico	Custo de Geração (us/kWh) 0,189 e 0,196 para diesel	Favorável
	Custo de Distribuição(us/kWh) 0,019 igual para diesel	Favorável
	Custo Total (us/kWh) 0,208 e 0,215 do diesel	Favorável
	Necessidade de desembolso para adquirir diesel	Desfavorável
	Expectativa de um forte impacto positivo na economia local	Favorável
	Gestão cooperativada	Favorável
	Necessidade de colocar o produto no mercado	Desfavorável
	O produto tem mercado para garantir a sustentabilidade econômica do APL	Favorável
	A biomassa é obtida a custo praticamente zero	Favorável
	O transporte da biomassa tem custo praticamente zero	Favorável
Técnicos	Perdas Totais de Energia 14,3 % e 13,3% para diesel	Favorável
	Viabilidade de geração local	Favorável
	Poucos sistemas de gasificação implantados no País ultimamente	Desfavorável
	Usa um grupo-gerador diesel que é amplamente utilizado e tem uma ampla rede de assistência técnica	Favorável
	A operação e manutenção de gasificação necessitam de treinamentos específicos	Desfavorável
	Dependência de óleo diesel	Desfavorável
	Consumo de diesel é 20% do convencional	Favorável
Fácil aquisição de óleo diesel	Favorável	
Ambientais	Desmatamento (ha)- 7 ha contra 7 ha diesel	Favorável
	Emissões de CO ₂ (t/ano) 64 contra 41 diesel	Desfavorável
	Produção de alcatrão	Desfavorável
	Risco à contaminação das águas	Desfavorável
	Impacto ambiental positivo	Favorável
	A biomassa vem de cultura existente na região	Favorável
	Emissões da queima de combustível fóssil	Desfavorável
	A obtenção da biomassa não requer desmatamento	Favorável

11.2.4 Resultados

A infra-estrutura idealizada para usina de gasificação foi implantada, carecendo de obras complementares na unidade de beneficiamento de açaí para viabilizar o pleno funcionamento do complexo. (fotos 11.17 A e B)



A



B

Figura 11.17 – Vista do Complexo. Na figura A vê-se o prédio da usina de gasificação ao fundo; à direita a usina de beneficiamento de açaí; e em primeiro plano um dos postes de madeira implantados. Em B tem-se uma visão geral da implantação do complexo.

O prédio está edificado como mostra a figuras 11.18 abrigando o gasificador e grupo-gerador e nota-se que um engenhoso sistema de estocagem e secagem de biomassa foi construído na cobertura do prédio.

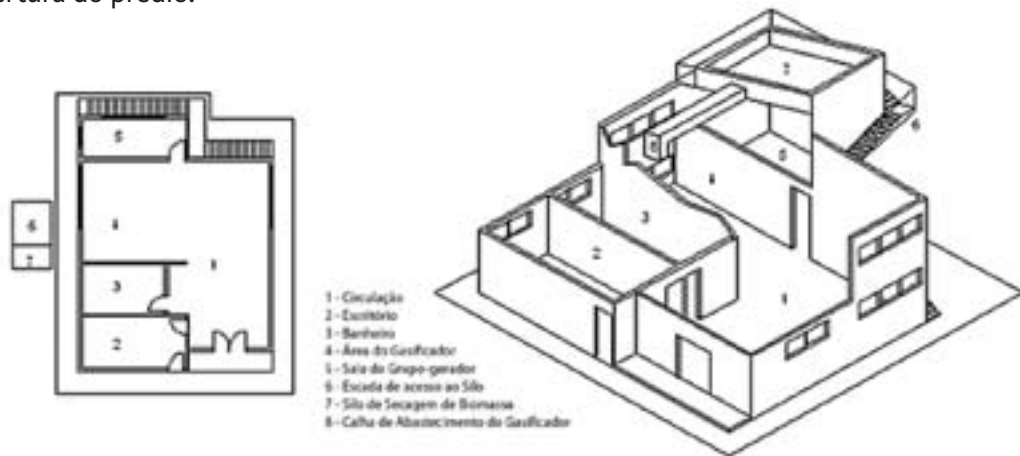


Figura 11.18 – Planta da usina de gasificação



A



B

Figura 11.19 – Planta baixa e perspectiva da usina de gasificação- Vistas da fachada do prédio onde se vê a escada de acesso ao silo de secagem (A e B)



A



B

Figura 11.20 – A: Depósito de secagem de biomassa com cobertura móvel para proteger da chuva. B: Duto de ligação do silo com o gasificador.

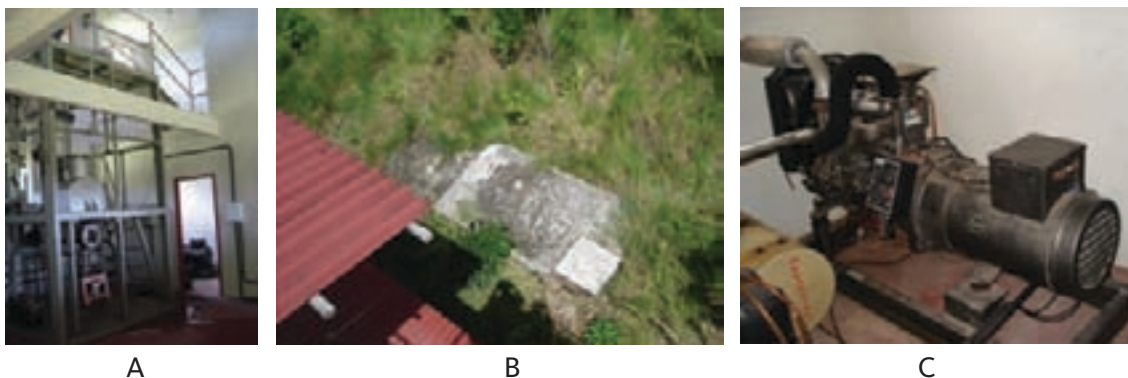


Figura 11.21 – Gasificador instalado numa base metálica; em segundo plano vê-se a sala do grupo gerador (A). Cisterna do gasificador (B). Grupo-gerador e parte do pequeno tanque de óleo diesel ao lado do motor (C).

A usina aloja o gasificador e o grupo-gerador e foi projetada especificamente para este fim. Conta com ambientes internos arejados para permitir a rápida dispersão dos gases e espaço suficiente para a realização dos trabalhos de operação e manutenção. A cisterna está no exterior do prédio (figura 12.21). O sistema de gasificação foi testado com sucesso durante três horas aproximadamente, no momento da entrega técnica. Os equipamentos instalados estão com a seguinte especificação técnica:

Especificações Técnicas					
1. Equipamento: Sistema de Gasificação de Biomassa					
Projeto de referência: CGPL, Combustion Gasification and Propulsion Laboratory, Department of Aerospace Engineering, Indian Institute of Science, Bangalore – India					
Modelo: Topo aberto, co-corrente.					
Dimensões do sistema – (L x A x P)(m): 2,5 x 2,5 x 3,4			Peso 3000 kg		
2. Dados de Operação					
Gases produzidos: CO: 20 + 1%; CH ₄ : 2,0 + 0,5%; H ₂ : 20 + 1%; CO ₂ : 12 + 1% e N ₂					
Nível de alcatrão e particulado no gás após resfriamento e limpeza: <100 ppm					
Poder Calorífico do gás 4,6 MJ/kg					
Capacidade de Geração		Elétrica: 20 kWe			
		Produção de gás: 50m ³ /h			
Carga Parasítica: 3,5 kWe					
Biomassa	Consumo: 20kg/h	Umidade máxima : 15%.	Tamanho Máximo: 60 x 25 x 25 mm	Taxa de rejeito: 4:1	
	Tipo: Qualquer bio-resíduo sólido de massa específica aparente maior que 250 kg/m ³ , conteúdo de cinzas menor do que 5%				
Eficiência a Conversão Biomassa Para Gás 80 %					
Percentual de Substituição de Diesel > 80 %					
Consumo de água 5.0 m ³ /h					
3. Grupo-gerador	Motor	Ciclo-Diesel	Potência 45cv (1800 rpm)	Marca- MWM	Modelo- 229/3
	Alternador	síncrono	Potência 40kVA	Marca-Negrini	Tipo- Ate

12 Computacional

Daniel Onofre de Almeida Cruz, Hendrick M. Zárate Rocha e Robson Evilácio de Jesus Santos

12.1 SOFTWARE CICLO RANK V1.0

Este modelo de simulação foi desenvolvido para uma dada configuração de fluxograma correspondente ao sistema de potência de um ciclo a vapor. A formulação da análise energética de cada um dos componentes do ciclo foi baseada nas leis da termodinâmica. As propriedades termodinâmicas do vapor e da água foram calculadas por sub-rotinas elaboradas por Cunha et al., (2004).

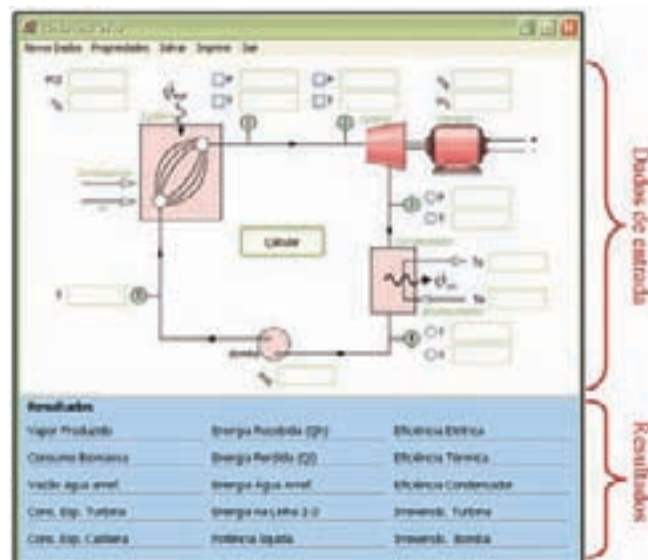


Figura 12.1—Janela principal

12.1.1 Dados

Este *software* simula uma planta térmica de geração de energia elétrica e requer os seguintes dados de entrada:

- ♦ Caldeira:
 - pressão de operação da caldeira;
 - temperatura do vapor na saída;
 - eficiência térmica da caldeira.
- ♦ Turbina:
 - pressão de saída;
 - eficiência isentrópica;
 - potência elétrica gerada.

- ◆ Condensador:
 - título do vapor.
- ◆ Bomba:
 - eficiência isentrópica;
 - temperatura do condensado.
- ◆ Combustível:
 - Poder Calorífico Inferior.

12.1.2 Como Funciona

O funcionamento deste simulador consiste no preenchimento de certas características da instalação. Uma vez preenchidos os campos de temperatura ou pressão na caldeira, no condensador, eficiência isentrópica da bomba, temperatura do condensado a energia do combustível, obtém-se os resultados apresentados pelo *software* (ver figura 12.1):

12.2 SOFTWARE COMGAS v1.2

Esta ferramenta foi criada para realizar simulações em equilíbrio químico de processos de combustão e gasificação de maneira fácil e rápida. O programa é composto por uma janela principal dividida em quatro partes, onde o usuário tem total autonomia para introduzir os dados e selecionar as opções de sua preferência para obter os resultados desejados (figura 12.2).

The screenshot displays the main interface of the COMGAS v1.2 software, organized into several functional panels:

- Características do combustível (I):** This panel allows for the input of fuel characteristics. It shows the chemical formula $C_{3.875}H_{6.472}O_{2.757}N_{0.075758}S_{0.026294}A_{0.008708}$ and an elemental analysis table:

Element	Mass %
C	48,59
H	6,52
O	44,31
N	1,06
S	0,84
A	0,87

 It also includes fields for calorific value (PCI, PCII, PCIII) and a stoichiometric ratio of 0,90000.
- Espécies secundárias nos produtos (II):** This panel lists secondary species in the products, such as O_2 , O , H_2 , H , OH , HO , and CH_4 , along with their formation enthalpies (ΔH_f°) and equilibrium constants (K_f).
- Fração molar do oxidante:** A table for entering the molar fractions of oxidizing agents:

Species	Molar Fraction
O_2	0,21000
N_2	0,78000
Ar	0,00000
H_2	0,00000
CO_2	0,00000
H_2O	0,00000
TRT	298,15
- Reagentes e Produtos (III):** This panel shows the input for reagents (pressure P_R , temperature T_R) and products (pressure P_P , temperature T_P), along with a 'Calcular' button to perform the simulation.
- ComGas v1.2:** The central logo and version information, including the names of the developers: Prof. Dr. Manoel Francisco M. Ribeiro and Heideck Muel Zurek Fuchs.
- Atalhos:** A section at the bottom left providing keyboard shortcuts for navigating the software.

Figura 12.2– Janela principal do programa COMGAS v1.2

12.2.1 Introdução de dados

São três as regiões onde o usuário deverá definir os dados e condições de entrada para a simulação do processo. Na primeira região é definido o tipo e propriedades do combustível e ar (figura 12.3) e é composta pelas seguintes partes:

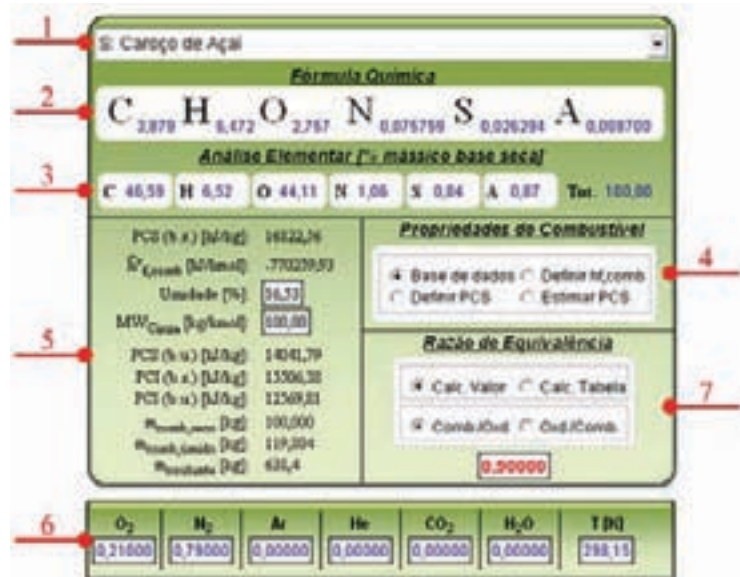


Figura 12.3 – Propriedades do combustível e do ar

1. Nesta janela é selecionado o combustível a ser utilizado, o qual pode ser introduzido de três formas:
 - Pela análise elementar;
 - Pela fórmula química;
 - Escolhido da base de dados.
2. Visualizar-se-á a fórmula química do combustível selecionado. Se a opção escolhida for “Fórmula química” (em 1) esta parte se habilitará para ser editada.
3. Nesta região visualizar-se-á a análise elementar do combustível. Se a opção escolhida for “Análise Elementar” (em 1) esta região será habilitada para ser editada.
4. É possível introduzir a entalpia de formação, PCS ou estimar PCS (base seca), selecionando a opção “Definir hf,comb.”, “Definir PCS” ou “Estimar PCS”. Quando o combustível é selecionado da base de dados é necessário que a opção “Base de dados” esteja habilitada.
5. Aqui são introduzidas as últimas características do combustível: seu teor de umidade e o peso molecular das cinzas; ou assumir o valor de 100 kg/kmol, que corresponde ao peso molecular médio das cinzas encontradas na madeira. Também nesta parte é visualizado o PCS, PCI e outras características do nosso problema.
6. Definidas as características do combustível, inicia-se a definição das características do oxidante.
7. Finalmente nesta parte será definida a razão de equivalência. Podem-se selecionar duas opções Comb./Oxd. ou Oxd./Comb.

A segunda região é reservada para definição das propriedades dos produtos (figura 12.4).

Figura 12.4 – Propriedades dos produtos

8. A temperatura dos produtos será calculada ou definida pelo usuário. Se a escolha é “Definir Valor”, se habilitará automaticamente um pequeno quadro para introduzir a temperatura; para isso o usuário deve ter conhecimentos básicos de gasificação e combustão, se for o caso, para evitar erros de cálculo. Também no mesmo quadro é possível selecionar se o processo será a pressão constante ou volume constante.
9. Define a pressão dos reagentes. Dependendo da opção selecionada anteriormente, a pressão dos produtos será igual ou diferente da dos reagentes.

A terceira região é dedicada para definir as equações auxiliares que o usuário deseja utilizar (figura 12.5).

			[kJ/kmol]
<input checked="" type="checkbox"/> O2	$\text{CO}_2 \rightleftharpoons \text{CO} + 1/2\text{O}_2$	$\Delta G_1^0 = 121869$	$K_1 = 0,0003847$
<input checked="" type="checkbox"/> O	$1/2\text{O}_2 \rightleftharpoons \text{O}$	$\Delta G_2^0 = 130782$	$K_2 = 0,0002164$
<input checked="" type="checkbox"/> H2	$\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$	$\Delta G_3^0 = 21646$	$K_3 = 0,2474$
<input checked="" type="checkbox"/> H	$1/2\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{H}$	$\Delta G_4^0 = 115008$	$K_4 = 0,0005989$
<input checked="" type="checkbox"/> OH	$1/2\text{H}_2 + 1/2\text{O}_2 \rightleftharpoons \text{OH}$	$\Delta G_5^0 = 11070$	$K_5 = 0,4896$
<input checked="" type="checkbox"/> NO	$\text{O}_2 + \text{N}_2 \rightleftharpoons 2\text{NO}$	$\Delta G_6^0 = 133571$	$K_6 = 0,0001808$
<input checked="" type="checkbox"/> CH4	$\text{C} + 2\text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_4$	$\Delta G_7^0 = 74810$	$K_7 = 0,008012$

Figura 12.5 – Equações Auxiliares

10. Finalmente, nesta parte o usuário pode definir as equações auxiliares para calcular os elementos desejados. Recomenda-se selecionar cuidadosamente as opções. Definidos os dados iniciais, clicamos em “Calcular Valor” para iniciar o cálculo (figura 12.6).



Figura 12.6 – Botões de cálculo e opções adicionais

12.2.2 Resultados

Os resultados são encontrados nas áreas II e IV. A área II mostra as propriedades dos reagentes e produtos em forma geral como entalpia; enquanto a área IV especifica as propriedades de cada elemento químico dos produtos e reagentes, além das propriedades da mistura dos reagentes e da mistura dos produtos.

Resultados									
ESPECIE	MW [kg/mol]	M ₀ [g]	X ₀ [mol]	X ₁	Y ₁	C _P [J/molK]	H ₀ [kJ/mol]	H ₁ [kJ/mol]	S ₀ [kJ/molK]
Combustivos	100,00	100,000	1	0,04127201	0,13189276	---	-770259,93	---	---
O ₂ (Oxig)	18,02	19,894	1,09926728	0,04537907	0,02611941	33,448	-241847,70	188,717	-298113,71
N ₂ (Nitro)	28,01	149,706	4,64722590	0,19190495	0,19613197	29,215	0,00	205,046	-41134,29
H ₂ (Oxig)	2,02	489,683	17,48241786	0,72155197	0,64895586	29,071	0,00	191,513	-67099,68
H ₂ (Oxig)	2,02	0,000	0,00000000	0,00000000	0,00000000	20,786	0,00	154,733	-46135,61
H ₂ (Oxig)	4,00	0,000	0,00000000	0,00000000	0,00000000	20,786	0,00	126,042	-37879,86
H ₂ (Oxig)	44,81	0,000	0,00000000	0,00000000	0,00000000	37,159	-353556,88	213,739	-457277,15
H ₂ (Oxig)	18,02	0,000	0,00000000	0,00000000	0,00000000	33,448	-241847,70	188,717	-298113,71
Reagentes	31,29	768,192	24,331	1	1	---	-1026118,18	---	---
CO ₂	44,01	170,229	3,86799000	0,14714007	0,22452036	59,981	-310314,90	204,390	-478837,61
CO	28,01	0,207	0,01095400	0,00041675	0,00040468	36,036	-68719,21	256,076	-83063,19
H ₂ O	18,02	77,874	4,32270798	0,16446010	0,18271077	50,150	-175329,74	261,124	-462484,04
H ₂	2,02	0,006	0,00302895	0,00011524	0,00000805	33,796	48349,67	185,944	-298263,26
H ₂	1,01	0,003	0,00151448	0,00005843	0,00000402	20,786	25051,16	152,706	-34123,47
O ₂	17,01	0,319	0,01876371	0,00071288	0,00042090	34,226	89092,16	229,825	-358967,25
O ₂	32,02	15,519	0,48497191	0,01845166	0,02046781	37,457	54954,46	266,012	-441810,76
O ₂	16,00	0,012	0,00072277	0,00002940	0,00001631	20,821	282082,96	199,674	-90123,31
N ₂	28,01	490,195	17,50071086	0,64582536	0,64653166	35,731	51257,76	249,463	-413758,83
N ₂	50,00	1,178	0,02917300	0,00149036	0,00159022	36,471	143185,05	270,475	-560999,29
CO ₂	64,06	1,684	0,02629400	0,00100037	0,00222155	59,016	-212527,82	249,831	-488871,81
CO ₂	18,04	0,000	0,00000000	0,00000000	0,00000000	92,729	39936,73	295,159	-821717,20
H ₂	39,95	0,000	0,00000000	0,00000000	0,00000000	20,786	32549,69	192,833	-326904,21
H ₂	4,00	0,000	0,00000000	0,00000000	0,00000000	20,786	32549,69	164,142	-273423,09
H ₂	100,00	0,370	0,00870000	0,00033100	0,00114747	---	---	---	---
Produtos	28,85	768,192	24,331	1	1	41,720	-1026118,18	229,825	-358967,26

Figura 12.7 – Resultados do cálculo

12.2.3 Limitações e Recomendações

Para processos de combustão e gasificação, este programa é capaz de calcular a temperatura dos produtos. Este programa é apenas uma ferramenta de apoio que exige do usuário conhecimentos prévios dos processos de gasificação e combustão. A escolha de produtos inexistentes ou temperaturas inadequadas, por exemplo, pode induzir o programa a erros.

O autor não se responsabiliza por eventuais danos causados pelo uso deste aplicativo.

Referências Bibliográficas

1 Caracterização da Geração de Energia Elétrica na Amazônia

Agência de Desenvolvimento da Amazônia – ADA. www.ada.gov.br

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. www.aneel.gov.br

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A – ELETRONORTE. www.eln.gov.br

Centrais Elétricas Brasileiras S/A – ELETROBRÁS. www.eletronorte.gov.br

Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre. www.eletronorte.gov.br

Ministério de Minas e Energia – MME. www.mme.gov.br

2 Princípios para Uso de Biomassa como Combustível

Knoef, H. A. M. **Handbook: Biomass Gasification**. Enschede: BTG biomass technology group. 2005.

Moran, M. J. e H. N. Shapiro. **Fundamentals of engineering thermodynamics**. Hoboken, N.J.: Wiley. 2008. xv, 928 p. p.

Reed, T. B. e S. Gauer. **A survey of biomass gasification**. The National Renewable Laboratory and The Biomass Energy Foundation. 2001.

Santos, M. L. D. S. **Solid fuels combustion and gasification : modeling, simulation, and equipment operation**. New York: Marcel Dekker. 2004. xxv, 439 p. p.

Turns, S. R. **An introduction to combustion : concepts and applications**. Boston: McGraw-Hill. 2000. xxiii, 676 p. p. (McGraw-Hill series in mechanical engineering).

Van Wylen, G. J., R. E. Sonntag, *et al.* **Fundamentals of classical thermodynamics**. New York: Wiley. 1994. xii, 852 p. p.

3 Caracterização Energética da Biomassa Vegetal

Phillips, P. J. **Coal preparation for combustion and conversion**: Gibbs and Hill, Inc., New York (USA). 2003 (EPRI-AF-791).

Santos, M. L. D. S. **Solid fuels combustion and gasification : modeling, simulation, and equipment operation**. New York: Marcel Dekker. 2004. xxv, 439 p. p.

Tillman, D. A. **The combustion of solid fuels and wastes**. San Diego: Academic Press. 1991. xi, 378 p. p.

4 Pré-tratamento da biomassa

Rossillo-Calle, F., Bajay, S.V., Hothman, H. (eds) (2000) **Industrial Uses of Biomass Energy, The Example of Brazil**. Taylor & Francis, London.

Campbell, G. S. & Hartley, J. Drying and dried wood. In: HILLIS, W. E. & BROWN. AG. – **Eucalypts for wood production**. Academic Press, 1984. p. 322–7.

Durand, P. Y. **Contribution a l'etude de la determination des tables des séchage à partir des caractères physiques du bois**. Bois et Forêts des Tropiques, Nogent-sur-Marne, (207): 63–81. 1985.

Bridgwater, A. V. *et al.* (eds), (1999) **Fast Pyrolysis of Biomass: A Handbook**, CPL Press, London.

<http://www.biomax.com.br>. Acesso em 04/05/2008.

<http://www.biomachine.com.br>. Acesso em 05/05/2008.

<http://www.lippel.com.br>. Acesso em 05/05/2008.

5 Processos de Conversão Energética da Biomassa

Bridgwater, A.V., Toft, A.J., Brammer, J.G., 2002. A Techno-Economic Comparison of Power Production by Biomass Fast Pyrolysis with Gasification and Combustion. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 6, pp.181–248.

Electrical Power Plant Design. Department of the Army, U.S.A, Technical Manual TM 5-811-6, Washington, 1984.

Higman, C. e Van der Burgt, M. **Gasification**. Elsevier, 2003.

Knoef, H.A.M. Handbook: **Biomass Gasification**. Biomass Technology Group, The Netherlands, 2005.

Kwant, K.W. **Status of Gasification in Countries Participating in the IEA Bioenergy Gasification Activity**. Report 2EWAB01.26, EWAB/Novem, The Netherlands, 2001.

Lora, E. E. S. Prevenção e Controle da Poluição nos Setores Energéticos, Industrial e de Transporte. **Interciência**, Rio de Janeiro, 2002.

Macedo, W. N. et al. **Metodologia de Avaliação do Problema de Suprimento de Energia Elétrica em Comunidades Isoladas não Atendidas: O caso da comunidade de Maruja**. CBE, Rio de Janeiro, 2004.

Marques, M., Haddad, J. e Silva, A. R. **Conservação de Energia: Eficiência Energética de Instalações e Equipamentos**. Editora da EFEI, Itajubá-MG, 2001.

Peterson, D.R. e Tudan, J. **Modular Biomass Power Plant Feasibility Study**. Lumberjack Resource Conservation and development Council, Inc., 2005.

Reed, T.B. **Encyclopedia of Biomass Thermal Conversion**. The Biomass Energy Foundation Press.

Rezaiyan, J. e Cheremisinoff, N. **Gasification Technologies: A Primer for Engineers and Scientists**. Taylor & Francis Group, 2005.

Rosillo-Calle, F., Bajay, Rothman, H. **Uso da Biomassa para Produção de Energia na Indústria Brasileira**. Editora da Unicamp, Campinas-SP, 2005.

Serpa, P. **Eletrificação Fotovoltaica em Comunidades Caiçaras e seus Impactos Socioculturais**. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2001. Tese de Doutorado.

Severns, W.H., Degler, H.E., Miles, J.C. **Energia Mediante Vapor, Aire o Gas**. Editora. Reverté S.A., Espanha, 1975.

Stahl, K. **Värnamo Demonstration Plant**. Sydkraft Energy Group, Sweden, 2001.

Tillman, D. A. **The Combustion of Solid Fuels and Wastes**. Academic Press, Inc., 1991.

Ushima, A. H. **Geração de Energia Elétrica Distribuída a Partir de Gasificação de Biomassa**, 3º Simpósio Internacional da VDI sobre Energia, VDI, Associação Técnica Brasil-Alemanha, São Paulo, 2003.

6 Centrais Térmicas a Vapor: combustão e ciclo Rankine

Coelho, J. C. **Biomassa, biocombustíveis, bioenergia**. Brasília. 1982.

Turns, S. R. **An introduction to combustion : concepts and applications**. Boston: McGraw-Hill. 2000. xxiii, 676 p. p. (McGraw-Hill series in mechanical engineering).

7 Centrais Térmicas por Gasificação

Higman, C. e M. V. D. Burgt. **Gasification**. Boston: Elsevier/Gulf Professional Pub. 2003. x, 391 p. p.

Knoef, H. A. M. **Handbook: Biomass Gasification**. Enschede: BTG biomass technology group. 2005.

Phillips, P. J. **Coal preparation for combustion and conversion**: Gibbs and Hill, Inc., New York (USA). 2003 (EPRI-AF-791).

Quaak, P., H. Knoef, *et al.* **Energy from biomass: a review of combustion and gasification technologies**. Washington, D.C.: World Bank. 1999. xvii, 78 p. p.

Reed, T. B. e S. Gauer. **A survey of biomass gasification**. The National Renewable Laboratory and The Biomass Energy Foundation. 2001.

Rezaian, J. e N. P. Cheremisinoff. **Gasification technologies: a primer for engineers and scientists**. Boca Raton: Taylor & Francis. 2005. xxii, 336 p. p.

Santos, M. L. D. S. **Solid fuels combustion and gasification: modeling, simulation, and equipment operation**. New York: Marcel Dekker. 2004. xxv, 439 p. p.

Stassen, H. E. Small-scale biomass gasifiers for heat and power A global review. [Washington, D.C.: World Bank]: p. p. 1995.

Tillman, D. A. **The combustion of solid fuels and wastes**. San Diego: Academic Press. 1991. xi, 378 p. p.

Turns, S. R. **An introduction to combustion : concepts and applications**. Boston: McGraw-Hill. 2000. xxiii, 676 p. p. (McGraw-Hill series in mechanical engineering).

8 Procedimentos para Dimensionamento de uma Planta de Potência

Macêdo, W. N., Oliveira, L. G. M., Brito, A. U., Zilles, R. e Pinho, J. T., **Metodologia de Avaliação do Problema de Suprimento de Energia Elétrica em Comunidades Isoladas não Atendidas: O caso da Comunidade de Maruja**, X CBE – Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 2004.

Serpa, P., **Eletrificação Fotovoltaica em Comunidades Caiçaras e seus Impactos Socioculturais**, São Paulo: Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia da Universidade de São Paulo, 2001. 291 p., Tese de Doutorado.

Marques, M., Haddad, J. e Silva, A. R., **Conservação de Energia: Eficiência Energética de Instalações e Equipamentos**, Editora da EFEI, Itajubá, 2001.

Morante F., Zilles, R. e Costa, H. S., **Demanda Energética em Sistemas Fotovoltaicos Domiciliares: Resultados Obtidos na Comunidade de Pedra Branca, Município de Ouricuri – Pernambuco**, IV Encontro de Energia no Meio Rural, AGRENER 2002, Campinas, São Paulo, 2002.

Cartaxo, E. F., **Fornecimento de Serviço de Energia Elétrica para Comunidades Isoladas da Amazônia: Reflexões a partir de um Estudo de Caso**, Campinas – SP, Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Mecânica, 2000, 242 p., Tese de Doutorado.

Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação (Vol. 1 e 2), Editores: Electo E. S. Lora e Marco A. R. do Nascimento, Editora Interciência, ISBN: 8571931054, Rio de Janeiro 2004.

NOGUEIRA, L. A. H. e LORA, E. E. S. **Dendroenergia: Fundamentos e Aplicações**, 2ª Edição, Rio de Janeiro, 2003.

LIN CHAU JEN. **Estequiometria das reações de combustão**, Curso de Combustão Industrial AET IPT, p. 4-21, 1987.

GOMIDE, R.; **Estequiometria Industrial**. 3 ed. São Paulo, 1984.

MORAN, M. J. & SHAPIRO, H. N.: **Fundamentals of Engineering Thermodynamics**. John Wiley & Sons Inc, 1999.

REYNOLDS, W. C. : **Thermodynamic Properties in SI – Graphs, Tables and Computation Equations for 40 Substances**; Department of Mechanical Engineering; Stanford University; Stanford – CA; 1979.

AMOROSO L. A. M. , RIBEIRO , D. R., Vibhava Consultoria Empresarial S/C Ltda. SETAP Brazil Representation & Fernando de Souza Machado – Ecoinvest Assessoria Ltda – **Rotina para Implantação de Projetos de Co-Geração nas Usinas de Açúcar e Álcool**, Brasília, Novembro 2002.

Ministério de Minas e Energia – <http://www.mme.gov.br>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – <http://www.aneel.gov.br>

<http://www.eletronbras.com/elb/procel>

9 Impactos Ambientais e Formas de Mitigação

Brasil, A. M. **Métodos e Técnicas para Avaliação de Impacto Ambiental para Projetos de Desenvolvimento** – O Ambiente de Porto Trombetas. Mineração de Bauxita. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Pará. Centro Tecnológico. Engenharia Mecânica, 1988.

Canter, L. W. **Environmental Impact Assessment**. Oklahoma: McGraw Hill, 1977.

Fogliatti, M. C., Filipo, S. e Goudard, B. **Avaliação de Impactos Ambientais** – Aplicação aos Sistemas de Transporte. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.

Morris, P; Therivel, R. **Methods of Environmental Impact Assessment**. London: UCL Press, 1995.

Munn, R.E. **Environmental Impact Assessment: Principles and Procedures**. SCOPE Report 5. Toronto, Ontario: UNEP, Environment Canada and UNESCO, 1975.

10 Viabilidade Econômica

ABNT (2001), NBR 14653 Parte 1, Norma Técnica para Avaliação de Bens – procedimentos gerais, Rio de Janeiro, RJ.

ABNT (2003), NBR 14653 Parte 4, Norma Técnica para Avaliação de Bens – Empreendimentos, Rio de Janeiro.

BNDES; MCT. **Efeito Estufa e a Convenção sobre Mudança de Clima**. 1999. (<http://www.mct.gov.br/clima/quioto/bndes.htm>).

Brasil. Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças do Clima – CQNUMC. Disponível em <http://www.mct.gov.br>, página oficial[2007].

Brasil. Ministério da Ciência e Tecnologia. Coordenação em Mudanças Climáticas. Convenção do Clima e Mudanças Globais. Brasília, DF, 1999.

Brasil. Ministério da Ciência e Tecnologia. Protocolo de Quioto à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima Brasília (DF); 2000. Disponível em URL: <http://www.mct.gov.br/clima> [2002].

Buarque, Cristovam (1989). **Avaliação econômica de projetos**: uma apresentação didática, Ed. Campus, Rio de Janeiro, RJ.

Casarotto Filho, Nelson e Kopittke, Bruno H. (2000). **Análise de Investimentos**: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial, 9ª edição, Ed. Atlas, São Paulo, SP.

Copeland, Tom E. e Antikarov, Vladimir (2002). **Opções Reais**: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos. Ed. Campus, Rio de Janeiro, RJ.

Damodaran, Aswath (2002). **Finanças Corporativas Aplicadas** – Manual do Usuário, Bookman, Porto Alegre.

Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas. **Mudanças climáticas** – guia de informações. Brasília: Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas; 2002. 1a. edição.

Gitman, Lawrence J. (2002), **Princípios de Administração Financeira**, 7ª ed., Editora Harbra, São Paulo.

Hirschfeld, Henrique (1989). **Engenharia econômica e análise de custos**, 4ª edição, Ed. Atlas, São Paulo, SP.

Lopes, Ignez Vidigal (2002). **Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**, FGV Editora, Rio de Janeiro

Marco, A., Cabedo, D. e Moya, I. (1998). **Valoración de proyectos de inversión**. Universidad Politécnica de Valencia, Valencia (Espanha).

Parkin, Michael (1993), **Economics**. 2nd Edition, Addison-Wesley Publishing Company, Massachusetts (USA).

Porter, Michael E (1986). **Estratégia Competitiva**: Técnicas para Análise de Indústrias e da Concorrência, Campus, Rio de Janeiro.

Santos, Afonso H. M, e outros (2001). **Conservação de Energia**. Eficiência Energética de Instalações e Equipamentos, 3ª edição, Editora da EFEI, Itajubá, MG.

Ribeiro, Maísa de Souza (2005). **O Tratamento Contábil dos Créditos de Carbono**, Tese de Livre Docência, Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto (USP), Ribeirão Preto.

Rocha, Newton R. e Monteiro, Marco A. G. (2005). **Eficiência Energética em Sistemas de Ar Comprimido**, Eletrobrás – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – , Rio de Janeiro, RJ.

Secretaria Executiva – Comissão Interministerial de Mudança Global de Clima (2005). **Manual de Procedimentos**: Procedimentos para Submissão de Projetos de MDL à Comissão Interministerial de Mudança Global de Clima, Brasília.

Zeni, André (1996), Curso Básico de Engenharia de Avaliações, ABDE, Rio de Janeiro.

SITES CONSULTADOS

www.investshop.com.br

<http://www1.serpro.gov.br/publicacoes/tematec/pubtem53.htm>

<http://pt.wikipedia.org>

12 Computacional

Altafini CR, Wander PR, Barreto RM. **Prediction of the working parameters of a wood waste gasifier through an equilibrium model.** Energy Convers Manage 2003; 44: 2763-77.

Bejan, A. **Advanced Engineering Thermodynamics.** New York: Wiley Interscience. 1984. 758 p.

Burcat A, Ruscic B. **Third Millennium Ideal Gas and Condensed Phase,** Thermochemical Database for Combustion with Updates from Active Thermochemical Tables. The University of Chicago for the U. S. Department of Energy, 2005.

Çengel, Y. A. e M. A. Boles. **Thermodynamics: An Engineering Approach.** Boston: McGraw-Hill; 1998.

Channiwala SA, Parikh PP. **A unified correlation for estimating HHV of solid, liquid, and gaseous fuels.** Fuel 2002; 81(8): 1051-63.

De Souza-Santos M.L. **Solid fuels combustion and gasification: modeling, simulation, and equipment operation.** New York: Marcel Dekker; 2004.

Gordon S, MaBride B.J. **Computer program for calculation of complex chemical equilibrium compositions with applications; I. analysis.** NASA Reference Publication 1311. Cleveland (OH): NASA; 1994.

Moran, M. J. e H. N. Shapiro. **Princípios de Termodinâmica para Engenharia.** Rio de Janeiro: LTC. 2002. 681 p.



Brasil

Projeto BRA 99/011



Banco Interamericano
de Desenvolvimento

**Ministério de
Minas e Energia**

ISBN 978-85-9834105-7

