



COPPE/UFRJ

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Junho de 2009

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Dr. Amaro Olímpio Pereira Jr., D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JUNHO DE 2009

Oliveira, Edmar Antunes de

Perspectivas da Geração Termelétrica a Carvão no Brasil no Horizonte 2010-2030/ Edmar Antunes de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XXIV, 155 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 114-120.

1. Geração Termelétrica. 2. Carvão. I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Para minha família

AGRADECIMENTOS

Sou especialmente grato ao professor Roberto Schaeffer pela ajuda e paciente orientação, sem a qual não seria possível a realização dessa dissertação.

Agradeço aos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo e ao Dr. Amaro Pereira por aceitarem fazer parte da banca examinadora dessa dissertação.

Aos colegas de trabalho, em especial Glacy Möller, Alexandre Rodrigues Tavares e Renato de Andrade Costa, que me apoiaram e me deram suporte à conclusão dessa dissertação.

Aos meus pais pelo amor, carinho e pelas palavras de motivação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

Junho/2009

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O carvão é o combustível fóssil que possui as maiores reservas mundiais espalhadas em mais de 70 países. É também a principal fonte de geração de energia elétrica no mundo representando cerca de 40% da matriz elétrica mundial. No Brasil, porém, esse energético possui papel inexpressivo na geração elétrica. Apesar disso, questões de segurança energética nacional, preços relativamente baixos do combustível e estabilidade desses preços podem tornar essa opção economicamente atrativa. Por outro lado, questões ambientais atuais implicam na busca por soluções ambiental e socialmente responsáveis, em linha com o desenvolvimento sustentável. Assim, a presente dissertação tem como objetivo apresentar as perspectivas de geração com o carvão mineral no Brasil mostrando as tecnologias que buscam reduzir os impactos ao meio ambiente e através da avaliação econômica dessas opções. Como será visto, o carvão não representa ainda um papel importante na matriz elétrica brasileira dentro do horizonte analisado face às suas características, o que poderá mudar em um momento posterior.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERSPECTIVES OF COAL POWER GENERATION AT BRAZIL IN THE HORIZON
2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

June/2009

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

Coal is the fossil fuel with the largest world reserves spread over 70 countries. It is also the main source of power generation in the world accounting for 40% of electric power generation. In Brazil, however, this fuel has an inexpressive share in power generation. In spite of that, national energy security issues, relative low fuel prices and price stability can make this option economically attractive. On the other hand, present environment issues require a search for social and environment responsible solutions, following the sustainable development. Thus, this dissertation's main objective is to present the perspectives of coal power generation in Brazil showing the technologies that seek a reduction of its impacts over the environment as well as an economic evaluation of these options. As it will be shown, coal does not have yet an important paper at the power generation in Brazil in the analyzed horizon due to its characteristics, which can change in a later time.

SUMÁRIO

Introdução.....	1
Capítulo I – Cenários Futuros da Energia no Brasil	5
1.1 – Introdução	5
1.2 – Tipos de Cenários	6
1.3 – Premissas Básicas e Aspectos Principais	8
1.3.1 – <i>Políticas Governamentais e Meio Ambiente</i>	8
1.3.2 – <i>População</i>	11
1.3.3 – <i>Fatores Macroeconômicos</i>	12
1.3.4 – <i>Desenvolvimento Tecnológico</i>	18
1.4 – Mercado de Energia.....	20
1.4.1 – <i>Demanda de Energia Elétrica</i>	20
1.4.2 – <i>Produção e Comercialização de Energia</i>	20
1.5 – Conclusões	23
Capítulo II – Análise das Opções Tecnológicas de Geração Elétrica	24
2.1 – Introdução	24
2.2 – Principais Impactos Ambientais.....	25
2.2.1 – <i>Material Particulado (MP)</i>	26
2.2.2 – <i>Dióxido de Enxofre (SO₂)</i>	28
2.2.3 – <i>Óxidos de Nitrogênio (NO_x)</i>	29

2.2.4 – Monóxido de Carbono (CO)	29
2.2.5 – Impactos Causados pela Mineração.....	29
2.2.6 – Outros Impactos Causados pela Queima do Carvão.....	31
2.3 – Panorama da Geração Termelétrica	31
2.4 – Caracterização do Combustível	37
2.5 – Componentes Básicos de uma UTE.....	44
2.5.1 – Caldeira.....	45
2.5.2 – Grupo Turbina-Gerador	46
2.5.3 – Condensador.....	47
2.5.4 – Controle de Emissões	47
2.6 – Tecnologias de Mineração	52
2.6.1 – Mineração a Céu Aberto.....	52
2.6.2 – Mineração Subterrânea	54
2.7 – Tecnologias de Geração	55
2.7.1 – Carvão Pulverizado (PCC)	58
2.7.2 – Combustão em Leito Fluidizado (FBC).....	61
2.7.3 – Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC).....	63
2.7.4 – Sequestro de Carbono (CCS)	67
2.8 – Conclusões	74
Capítulo III – Avaliação Econômica.....	76
3.1 – Introdução	76

3.2 – Caracterização Operacional	77
3.3 – A Análise Econômica	79
3.3.1 – <i>Tecnologias Consideradas</i>	80
3.3.2 – <i>Taxa de Desconto</i>	82
3.3.3 – <i>Tributação e Encargos</i>	84
3.3.4 – <i>Premissas Adotadas</i>	86
3.4 – Metodologia	94
3.4.1 – <i>Modelo de Avaliação Econômico-Financeira</i>	95
3.4.2 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	96
3.4.3 – <i>Análise de Risco</i>	96
3.5 – Resultados	99
3.5.1 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	99
3.5.2 – <i>Análise de Risco e Custos de Geração</i>	100
3.5.3 – <i>Síntese dos Resultados</i>	108
Capítulo IV – Considerações Finais e Conclusões	110
REFERÊNCIAS	114
Apêndice A – Modelo Matemático para Funções de Distribuições	121
A.1 – Introdução	121
A.2 – Distribuição Uniforme	121
A.2 – Distribuição Triangular	122
Apêndice B – Resultados das Análises de Sensibilidade	125

B.1 – SCPC	125
B.2 – SCPC + CCS.....	126
B.3 – IGCC	126
B.4 – IGCC + CCS.....	127
Apêndice C – Resultados das Simulações de Monte Carlo	128
C.1 – SCPC	128
C.2 – SCPC + CCS.....	134
C.3 – IGCC	140
C.4 – IGCC + CCS.....	146
Apêndice D – Estudo Comparativo da Tecnologia CCS.....	153

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Composição das matrizes energética e elétrica mundial em 2006.	2
Figura 1.1 - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica versus crescimento do PIB no Brasil.	14
Figura 1.2 - Produção física industrial brasileira. Índice de intensidade do gasto com energia elétrica.	14
Figura 1.3 - Intensidade energética primária global em países e regiões do mundo selecionados.	15
Figura 1.4 - Consumo específico de eletricidade de setores selecionados (kWh/t).	16
Figura 1.5 - Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB.	16
Figura 1.6 - Participação das diversas fontes na geração de energia elétrica.	22
Figura 1.7 - Participação das fontes de geração térmica.	22
Figura 2.1 – Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.	32
Figura 2.2 – Matriz elétrica mundial em 2006.	34
Figura 2.3 - Dependência do carvão na geração elétrica de alguns países.	35
Figura 2.4 - Geração no Brasil: Capacidade Instalada e Energia Gerada.	35
Figura 2.5 - Tipos de carvão e seus usos.	38
Figura 2.6 – Distribuição das reservas de carvão no Brasil.	42
Figura 2.7 – Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.	44
Figura 2.8 – Emissões de CO ₂ de térmicas a carvão	48
Figura 2.9 – Diagrama esquemático do sistema FGD.	49

Figura 2.10 – Perfil esquemático do processo de tratamento de emissões.....	50
Figura 2.11 – Operação de uma mina a céu aberto.	53
Figura 2.12 – Operação de uma mina subterrânea.....	54
Figura 2.13 – Fluxograma simplificado: Carvão Pulverizado.....	59
Figura 2.14 – Esquema simplificado de usina a leito fluidizado a pressão atmosférica.	62
Figura 2.15 – Esquema do sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado..	65
Figura 2.16 – Opções de estocagem geológica do CO ₂	69
Figura 2.17 – Recuperação de petróleo através da injeção de CO ₂	70
Figura 2.18 – Campos para estocagem de CO ₂ no mundo.	71
Figura 2.19 – Bacias sedimentares brasileiras.....	72
Figura 3.1 – Influência da qualidade do carvão sobre os custos de investimento e eficiência das usinas a carvão.	89
Figura 3.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.....	99
Figura 3.3 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC com o carvão da mina de Candiota.	101
Figura 3.4 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS com o carvão da mina de Candiota.....	102
Figura 3.5 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC com o carvão da mina de Candiota.	104
Figura 3.6 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS com o carvão da mina de Candiota.....	105
Figura A.1 – Função de distribuição de probabilidades uniforme.	122
Figura A.2 – Função de distribuição de probabilidades triangular.	123

Figura B.1 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.	125
Figura B.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC com sistema de captura de carbono.	126
Figura B.3 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC.	126
Figura B.4 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC com sistema de captura de carbono.	127
Figura C.1 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 8%.	128
Figura C.2 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 10%.	129
Figura C.3 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.	129
Figura C.4 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 8%.	130
Figura C.5 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 10%.	131
Figura C.6 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.	131
Figura C.7 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 8%.	132
Figura C.8 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 10%.	133
Figura C.9 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 12%.	133
Figura C.10 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.	134

Figura C.11 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.....	135
Figura C.12 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	135
Figura C.13 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.....	136
Figura C.14 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.....	137
Figura C.15 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	137
Figura C.16 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.....	138
Figura C.17 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.....	139
Figura C.18 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.....	139
Figura C.19 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 8%.....	140
Figura C.20 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 10%.....	141
Figura C.21 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.....	141
Figura C.22 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 8%.....	142
Figura C.23 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 10%.....	143

Figura C.24 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.....	143
Figura C.25 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 8%.....	144
Figura C.26 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 10%.....	145
Figura C.27 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 12%.....	145
Figura C.28 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.....	146
Figura C.29 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.....	147
Figura C.30 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	147
Figura C.31 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.....	148
Figura C.32 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.....	149
Figura C.33 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	149
Figura C.34 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.....	150
Figura C.35 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.....	151
Figura C.36 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.....	151

Figura D.1 – Regiões de escolha entre algumas opções de geração em função dos cenários de preços de combustíveis e dos créditos de carbono..... 154

Figura D.2 – Probabilidade de investimento em uma usina a carvão com a possibilidade de *retrofit* com CCS. 155

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Reservas provadas mundiais de combustíveis fósseis no final de 2007.....	1
Tabela 1.1 - Taxa de crescimento populacional no Brasil (percentuais anuais).	12
Tabela 1.2 - Geração elétrica a partir do carvão mineral entre 2000 e 2025.	21
Tabela 2.1 - Reservas provadas e produção de carvão mineral no mundo em 2007 (10 ⁶ t).....	33
Tabela 2.2 - Brasil: usinas termelétricas em operação.....	36
Tabela 2.3 - Brasil: usinas termelétricas com outorga.....	36
Tabela 2.4 - Classificação internacional de carvões do tipo antracito e betuminoso. ..	40
Tabela 2.5 – Características gerais dos carvões brasileiros.....	41
Tabela 2.6 – Reservas de carvão no Brasil em 2005.	43
Tabela 2.7 – Opções tecnológicas no tratamento de gases e resíduos em termoelétricas a carvão.....	51
Tabela 2.8 – Níveis médios de eficiência em plantas PCC.	60
Tabela 2.9 – Potencial de estocagem de CO ₂ no mundo.	71
Tabela 2.10 – Capacidades de Armazenamento de CO ₂ nas bacias sedimentares brasileiras.	73
Tabela 3.1 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica a carvão.	88
Tabela 3.2 – Referências para o custo de investimento em plantas térmicas a carvão.	89
Tabela 3.3 – Origem e preços do carvão empregado em térmicas brasileiras em maio de 2005.....	91

Tabela 3.4 – Custos fixos e variáveis em plantas térmicas a carvão.....	92
Tabela 3.5 – Eficiência de cada tecnologia.	93
Tabela 3.6 – Premissas gerais utilizadas no modelo de avaliação econômica.....	94
Tabela 3.7 – Modelo econômico utilizado nas avaliações.....	95
Tabela 3.8 – Parâmetros e distribuições utilizadas para as variáveis estocásticas.	98
Tabela 3.9 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh)....	101
Tabela 3.10 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh)...	101
Tabela 3.11 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).	102
Tabela 3.12 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).	102
Tabela 3.13 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.14 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.15 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.16 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.17 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh)...	104
Tabela 3.18 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh)....	104
Tabela 3.19 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).	105
Tabela 3.20 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh). .	105

Tabela 3.21 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.22 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.23 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.24 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.25 – Síntese dos resultados das simulações.....	108
Tabela 3.26 – Custos de geração elétrica (R\$/MWh) para algumas fontes no Brasil, segundo EPE.....	109

NOMENCLATURA

AFBC – Atmospheric Fluidized Bed Combustor

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BCB – Banco Central do Brasil

BFBC – Bubbling Fluidized Bed Combustor

BP – British Petroleum

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCS – Carbon Capture and Storage

CCT – Clean Coal Technologies

CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental

CFBC – Circulating Fluidized Bed Combustor

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

COV – Compostos orgânicos voláteis

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral

DOE – U.S. Department of Energy

EEA – European Environment Agency

EIA – Energy Information Administration

ELETRONBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPRI – Electric Power Research Institute

Eurostat – Escritório Estatístico das Comunidades Européias

FBC – Fluidized Bed Combustor

FGD – Flue Gas Desulfurization

FGV – Fundação Getúlio Vargas

FMI – Fundo Monetário Internacional

FOB – Free On Board

FSI – Free Swelling Index

GEE – Gases de efeito estufa

GNL – Gás natural liquefeito

GTCC – Gas Turbine Combined Cycle

IAEA – International Atomic Energy Agency

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação

IEA – International Energy Agency

IGCC – Integrated-Gasification Combined-Cycle

IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado

II – Imposto sobre Importação de produtos estrangeiros

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

IR – Imposto de Renda

ISS – Imposto sobre Serviços de qualquer natureza

LCPD – Large Combustion Plants Directive

MME – Ministério de Minas e Energia

MP – Material Particulado

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OECD – Organization for Economic Co-operation and Development

O&M – Operação e manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento

PCC – Pulverized Carbon Combustor

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

P&D – Pesquisa e desenvolvimento

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PEE – Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

PFBC – Pressurized Fluidized Bed Combustor

PIB – Produto Interno Bruto

PIS – Contribuição para o Programa de Integração Social

PNE – Plano Nacional de Energia

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PTS – Partículas Totais em Suspensão

R/P – Razão entre Reserva e Produção

ROM – Run Of Mine

SIN – Sistema Interligado Nacional

SNCR – Selective Non Catalytic Reduction

SCPC – Supercritical Pulverized Carbon Combustor

SCR – Selective Catalytic Reduction

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa de Mínima Atratividade

UCG – Underground Coal Gasification

UNCHE – United Nations Conference on the Human Environment

USCPC – Ultra Super Critical Pulverized Carbon Combustor

USITESC – Usina Termelétrica Sul Catarinense S.A.

VPL – Valor Presente Líquido

WCI – World Coal Institute

Introdução

O carvão mineral – ou simplesmente carvão – é um combustível fóssil sólido formado a partir da matéria orgânica de vegetais depositados em bacias sedimentares. Fundamental para a economia mundial, o carvão é maciçamente empregado em escala planetária na geração de energia elétrica e na produção de aço. Na siderurgia é utilizado o carvão coqueificável, um carvão nobre com propriedades aglomerantes (DNPM, 2001). No uso como energético o carvão admite, a partir do linhito¹, toda gama possível de qualidade, sendo uma questão de adaptação dos equipamentos ao carvão disponível.

Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo a longo prazo a mais importante reserva energética mundial, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Reservas provadas mundiais de combustíveis fósseis no final de 2007.

Recurso	Reservas Provadas Mundiais (Mtoe)	Vida Útil Estimada (anos)*
Carvão	426.128	133,0
Petróleo	168.600	41,6
Gás Natural	177.360	60,3

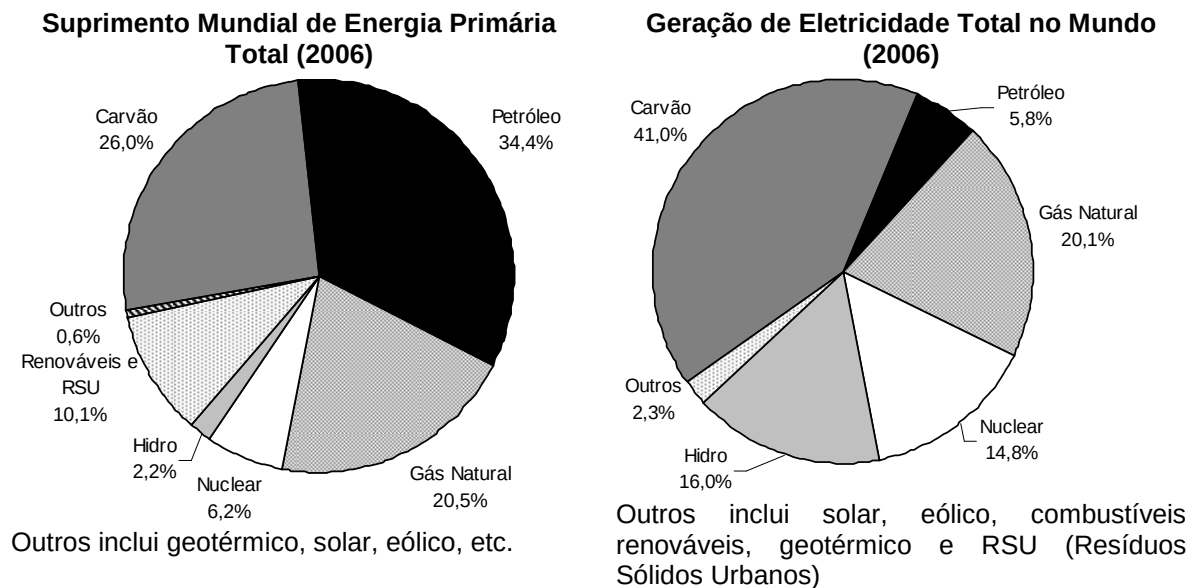
Fonte: BP, 2008

Nota: (*) Vida útil estimada através da razão reserva/produção.

Na composição da matriz energética global, o carvão fica abaixo apenas do petróleo, sendo que especificamente na geração de eletricidade passa folgadoamente à condição de principal recurso mundial, como observado na Figura 1.

A pressão ambientalista contra o carvão tem sido intensa, principalmente com o advento das teorias do aquecimento global, dentro da reivindicação do controle e da redução das emissões de poluentes para a atmosfera (IPCC, 2009), mas a posição desse bem mineral vem se mantendo relativamente inabalável no cenário mundial (DNPM, 2001).

¹ Para uma descrição dos tipos de carvão e sua formação, vide Capítulo II.



Fonte: WCI, 2008

Figura 1 – Composição das matrizes energética e elétrica mundial em 2006.

Desde 1992, fortaleceram-se as evidências científicas de que a Humanidade é responsável pelas mudanças climáticas globais desde a Revolução Industrial, e que essas serão, de acordo com o IPCC, muito graves dependendo do aumento verificado na temperatura: aumento do risco de extinção de espécies, aumento dos danos decorrentes de inundações, aumento do ônus decorrente da má nutrição, diarreia, doenças cardiorrespiratórias e infecciosas, aumento da morbidade e da mortalidade resultantes de ondas de calor, inundações e secas, alteração da distribuição de alguns vetores de doenças, enfim, cenários de gravidade reconhecida pela comunidade científica (IPCC, 2007).

Diante desse quadro, o tema energia demonstra sua importância e mais particularmente a participação do carvão na matriz energética brasileira. Se, de um lado, há a necessidade de se oferecer alternativas ao país no que tange às suas demandas legítimas, não se deve negligenciar o compromisso com a “Cidadania Planetária”, ou seja, direitos e deveres com as futuras gerações (Monteiro, 2004).

Nesse cenário, foi possível observar um forte progresso da tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais na mineração e queima do carvão, ocorrido nos últimos anos (WCI, 2009), objetivando-se viabilizar um uso mais intenso do carvão com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias de “queima limpa” desse energético (Clean Coal Technologies) (DOE, 2009, IEA, 2008).

Todo esse esforço em pesquisa e desenvolvimento parece indicar que o mundo não descarta, absolutamente, o uso do carvão como fonte primária para a geração de energia elétrica. A abundância das reservas de carvão, os avanços tecnológicos já consolidados e os que são esperados nos próximos anos, o aumento esperado da demanda de energia, em especial da demanda por energia elétrica, são, portanto, os elementos básicos que sustentam a visão de que a expansão da geração termelétrica a carvão faz parte da estratégia da expansão da oferta de energia (EPE, 2007).

Além disso, a dificuldade tecnológica das fontes renováveis em aumentar sua participação na matriz energética mundial, faz com que não haja nenhuma perspectiva, mesmo a longo prazo, de dispensar os combustíveis fósseis como base energética da sociedade industrial moderna (IEA, 2008).

Porém, a manutenção dos padrões atuais de produção e consumo de energia é insustentável, o que exige um esforço no sentido de se adotar técnicas mais apropriadas (IEA, 2008). Somado a isso, países importadores de energia estão cada vez mais preocupados com a segurança energética. O estudo elaborado pela IEA (IEA, 2008) indica que, para que esses critérios de segurança energética e meio ambiente sejam atendidos de forma satisfatória, é necessário realizar uma “*revolução tecnológica*” além de grandes investimentos em novas tecnologias e em pesquisa e desenvolvimento.

Com base nessa discussão, esse trabalho apresenta as perspectivas de geração com o carvão mineral no Brasil mostrando as tecnologias que buscam reduzir os impactos ao meio ambiente e através da avaliação econômica dessas opções. Nesse sentido, busca-se responder à questão: “É possível, com base nas tecnologias disponíveis no horizonte de estudo (2010 – 2030), utilizar o carvão mineral como fonte de energia elétrica sem provocar grandes impactos ao meio ambiente?” Para isso, é feito um levantamento dos custos da geração com base nessas tecnologias.

A dissertação está dividida em quatro capítulos, que apresentam as tecnologias de geração com carvão e analisam os potenciais técnicos e econômicos dessas tecnologias.

O primeiro capítulo mostra as perspectivas mundiais e nacionais quanto à participação do carvão na matriz elétrica. Para isso, são avaliados alguns estudos de cenários futuros de energia com observância das tendências mundiais quanto às questões tecnológicas e ambientais e sua comparação com o caso brasileiro.

O segundo capítulo introduz as tecnologias disponíveis comercialmente no horizonte de 2010 a 2030 para a geração termelétrica com carvão e os benefícios de cada opção. Em conjunto, são levantados os impactos ambientais provocados desde a mineração do combustível até o depósito final dos subprodutos dessa opção energética e as alternativas tecnológicas desenvolvidas para o tratamento desses impactos. O capítulo é concluído analisando a viabilidade técnica de se obter uma geração “limpa”.

O terceiro capítulo consiste na avaliação econômica de algumas tecnologias selecionadas utilizando duas opções de carvão nacional e uma de carvão importado dando, assim, uma visão dos custos de geração com base nessas tecnologias e nas opções de suprimento atualmente disponíveis no país.

Finalmente, o quarto capítulo conclui o trabalho apresentando as considerações finais e conclusões desse trabalho.

Capítulo I

Cenários Futuros da Energia no Brasil

1.1 – Introdução

Dada a natureza desse trabalho, cujo objetivo é o de avaliar as perspectivas futuras da geração termoelétrica com carvão no Brasil, faz-se necessária uma análise do contexto sócio-político bem como das questões ambientais e de mercado que estarão presentes no horizonte de análise. Além disso, projetos dessa natureza possuem um longo prazo de implantação e alguns de seus efeitos ambientais podem levar décadas para serem observados. Assim, explica-se a importância de se elaborar avaliações de longo prazo.

A elaboração de cenários futuros de energia, porém, constitui-se em uma tarefa complexa e multidisciplinar, exigindo recursos que fogem aos objetivos propostos para essa dissertação. Esse capítulo visa, portanto, fazer uma análise crítica de estudos já elaborados apontando para as questões mais importantes relativas à geração térmica com carvão no Brasil.

As perspectivas de longo-prazo são cercadas de incertezas. O futuro, por definição, é desconhecido e não pode ser previsto. Por essa razão, deve-se olhar para o futuro e suas incertezas de forma articulada, não apenas assumindo que tendências atuais terão continuidade. Em horizontes de cinco a dez anos, a inércia do sistema econômico/energético é grande, implicando em pequenas alterações nessas tendências. Porém, em horizontes maiores, isso não é verdade (IEA, 2006).

Incertezas surgem, por exemplo, nas políticas energéticas e ambientais dos países que enfrentam um grande desafio face à característica dual da energia. Por um lado, a energia possui um papel essencial sobre o crescimento econômico e o desenvolvimento humano. Assim, a garantia de abastecimento energético deve constituir-se como uma das preocupações principais dos governos que devem aumentar a diversidade geográfica e de combustíveis. Porém, as fontes não-renováveis possuem recursos limitados e constituem-se como uma das principais causas da poluição atmosférica. Além disso, os padrões atuais de consumo energético

representam uma grave ameaça ao meio-ambiente, incluindo fortes mudanças climáticas (IEA, 2006).

Junto a isso, somam-se as dificuldades advindas da crise financeira mundial de grandes proporções eclodida em 2008, cujos efeitos e profundidade ainda não podem ser avaliados em toda sua extensão. Como os estudos avaliados foram elaborados antes da crise, seus resultados não incluem os efeitos advindos dessa crise, à exceção da revisão do Plano Decenal elaborada pela EPE (2008). Porém, como serão demonstrados mais tarde, esses resultados não diferem muito daqueles em que foram considerados os efeitos dessa crise. Isso se deve, em parte, a uma menor vulnerabilidade da economia brasileira a choques externos observada ao longo de 2008 quando comparado ao passado e a outras economias emergentes² (EPE, 2008).

O futuro geralmente é analisado através de cenários os quais, por sua vez, são conjecturas sobre o que pode acontecer no futuro com base no conhecimento do presente e do passado. É importante observar que cenários não são previsões ou projeções, mas imagens de futuros alternativos baseados em um conjunto de premissas consistentes e reproduzíveis. Apesar de sua natureza especulativa, cenários são ferramentas úteis no suporte a decisões através da possibilidade de identificação de problemas, ameaças e oportunidades (IEA, 2003).

1.2 – Tipos de Cenários³

Um tipo de cenário normalmente utilizado é o de **referência** que, como o nome indica, é utilizado como uma referência para os demais cenários analisados. Normalmente nesse cenário assume-se uma continuação das tendências históricas e que a estrutura do sistema permanece inalterada ou responde de formas predeterminadas. Esse cenário permite avaliar as possíveis mudanças que os demais cenários estudados produzirão.

Assim, no Brasil, o cenário de referência (EPE, 2007) aponta para um crescimento da economia nacional superior à média mundial, pressupondo sucesso no enfrentamento das principais questões internas que obstaculizam a sustentação de taxas elevadas de crescimento e admite os efeitos positivos dos necessários ajustes microeconômicos diante de alterações estruturais como a perda de competitividade de alguns setores

² O desempenho da economia brasileira frente à crise econômica mundial pode ser observada no Relatório Focus elaborado pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2008).

³ Para maiores detalhes sobre os tipos de cenários, vide IEA (2003).

vis-à-vis o crescimento de setores mais dinâmicos, que se aproveitam das vantagens comparativas de que dispõem. Ao longo do decênio, deverão ser obtidos avanços importantes na resolução de gargalos na infra-estrutura, ainda que não sejam completamente superados. É um cenário marcado pelo esforço das corporações nacionais na conquista de mercados internacionais, em um mundo que oferece oportunidades em nichos específicos. A produtividade total dos fatores tende a aumentar, embora concentrada nos segmentos mais dinâmicos da economia.

Considerando-se a inércia de muitos dos sistemas sob investigação, as previsões de curto a médio prazo são consideradas como as de maior probabilidade. Mas no longo prazo, essas tendências tornam-se pouco prováveis e alguns pontos chave do setor energético (como o desenvolvimento tecnológico, estruturas sociais, valores ambientais, etc.) tornam-se ainda menos previsíveis. Porém, são justamente esses fatores os mais importantes (EPE, 2008).

Cenários **políticos**, projetados para analisar os impactos da introdução de uma nova política em um contexto que, em todos os seus outros aspectos, reflete a continuação de tendências atuais, geralmente apresentam as mesmas limitações de cenários de referência (IEA, 2003).

Cenários **exploratórios** ou **descritivos**, por outro lado, são projetados para investigar diversas configurações plausíveis do futuro. O objetivo é a identificação das estratégias mais robustas ao longo desses cenários como, por exemplo, a identificação de fatores que influenciam a emissão de gases de efeito estufa se mostra útil na escolha de políticas mais adequadas. Além disso, esse tipo de cenário permite a investigação e compreensão dos elos existentes entre os diferentes fatores chave e avaliar sua relativa importância (em termos de impactos potenciais) como fontes de incerteza. Uma vez identificado os fatores chave, os vários cenários são construídos com base em combinações possíveis das opções disponíveis para esses fatores de forma a minimizar os efeitos indesejáveis e de forma consistente e plausível (IEA, 2003).

Finalmente, os cenários **normativos** são aqueles onde o futuro desejável é projetado e as formas de se alcançá-lo são traçadas através da identificação dos meios necessários (políticas) para isso, ou seja, realizando um trabalho inverso (do fim para o início) de investigação. Enquanto cenários exploratórios descrevem o que pode acontecer, cenários normativos ajudam na decisão do que se deve ou pode fazer e, portanto, estão mais focados nas ações (IEA, 2003).

Outra distinção comum está entre cenários **quantitativos** e **qualitativos**. Estes se referem a histórias puramente narrativas descrevendo os relacionamentos internos ao sistema ou como o futuro pode se desdobrar. Aqueles fornecem uma ilustração numérica da evolução de indicadores ou variáveis chaves. Geralmente, os cenários quantitativos são representados através de modelos matemáticos, mas também podem ser representados através de ferramentas bem mais simples (IEA, 2003).

No setor energético, os principais fatores chave identificados nos trabalhos avaliados (EIA, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) são:

- Política e Meio Ambiente;
- População;
- Economia; e
- Desenvolvimento Tecnológico.

Outros fatores chave como equidade, globalização, desenvolvimento social, estrutura energética, crenças e valores em relação ao desenvolvimento sustentável, qualidade de vida, etc. são encontrados nos vários trabalhos analisados, porém com menor ênfase.

A seguir, serão apresentados os principais aspectos referentes a esses fatores chave, sua influência no mercado de energia, principalmente no que tange à geração termoelétrica com carvão no Brasil, e as premissas adotadas.

1.3 – Premissas Básicas e Aspectos Principais

1.3.1 – Políticas Governamentais e Meio Ambiente

Energia e meio ambiente trazem entre si estreita correlação. Ao mesmo tempo em que a energia induz o desenvolvimento sócio-econômico do país, sua exploração implica em impactos ao meio ambiente podendo causar efeitos irreversíveis ou mesmo de longa duração como aqueles provocados pelas emissões de gases de efeito estufa, dentre outros efeitos (IEA, 2006).

Nesse contexto, surgiram nos últimos anos diversos debates a respeito da importância da preservação do meio ambiente e das consequências de sua deterioração dentre as quais se podem citar a primeira conferência das Nações Unidas sobre esse tema, a United Nations Conference on the Human Environment (UNCHE), realizada em 1972

(IAEA, 2006). Atualmente reconhece-se que a proteção ao meio ambiente deve estar ligada ao desenvolvimento social e econômico de forma a assegurar o conceito de **desenvolvimento sustentável** (IAEA, 2006). Esse termo foi definido pelo World Commission on Environment and Development em seu relatório “Nosso Futuro Comum” como sendo o “progresso que atende as necessidades do presente sem comprometer a habilidade das gerações futuras de atender suas próprias necessidades” (IAEA, 2006).

Assim, é papel do governo promover políticas que visem, ao mesmo tempo, o desenvolvimento econômico e social em equilíbrio com as questões ambientais segundo as diretrizes do desenvolvimento sustentável.

Nesse aspecto, devem-se levar em consideração as políticas governamentais adotadas no Brasil relacionadas ao setor elétrico atualmente em vigor na construção dos cenários, das quais se pode citar:

- Criação do Programa Brasileiro de Etiquetagem em 1984, por intermédio do INMETRO, com a finalidade de informar ao consumidor sobre o consumo de energia dos produtos, estimulando-os a fazer uma compra consciente (INMETRO, 2009);
- Criação do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e do Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET), em 1985 e 1991, respectivamente (ELETROBRAS, 2009, MME, 2009);
- Instituição do Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (PEE), pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece a aplicação compulsória de um montante anual mínimo da receita operacional líquida destas empresas em programas de eficiência energética no uso final. A Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, prorroga até 31 de dezembro de 2010 a obrigação de aplicação de um percentual mínimo de 0,5% (ANEEL, 2009);
- Criação da Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001, e do Decreto nº 4.059, de 19 de dezembro de 2001, que a regulamenta. Conhecida como Lei de Eficiência Energética, determina o estabelecimento de níveis máximos de consumo de energia de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País, bem como de edificações construídas,

com base em indicadores técnicos e regulamentação específica (INMETRO, 2009);

- Instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, através da Lei nº 10.438, de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que apóia a diversificação da matriz energética brasileira através de fontes de energia renováveis como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, o uso de biomassa e de energia eólica na geração elétrica (ELETROBRAS, 2009).
- Criação do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC em 2003 através de várias medidas institucionais com o objetivo o desenvolvimento econômico e social através da desoneração de tributos e medidas fiscais de longo prazo que visam a desoneração dos gastos públicos, dentre outras medidas. Nesse programa incluem-se vários projetos de infra-estrutura no setor elétrico sendo previstos cerca de R\$ 274,8 bilhões de investimentos entre 2007 e 2010 nesse setor (PAC, 2009).

Vale ressaltar que é possível atingir montantes ainda mais expressivos de conservação de eletricidade mediante ação mais agressiva do Estado brasileiro no sentido de fomentar programas específicos e induzir a penetração mais veloz de tecnologias e hábitos de consumo de eletricidade mais eficientes. Novas ações do Estado, incluindo incentivos econômicos e financeiros, são desejáveis e necessárias para superar barreiras e promover o avanço da eficiência energética (EPE, 2008).

Por outro lado, devem-se citar também as ações e medidas políticas no sentido de promover maior segurança no abastecimento interno e reduzir, por exemplo, os impactos causados pelos preços internacionais do petróleo e gás natural na economia brasileira. Exemplo disso é o aumento de reservas e produção nacional desses energéticos diminuindo, assim, a dependência do abastecimento interno do mercado internacional. Além disso, em um contexto de transição mais acelerada na direção da substituição do uso dos hidrocarbonetos por combustíveis renováveis, o país conta, especialmente no caso do petróleo, com uma estratégia consolidada da qual o etanol é exemplo emblemático (IAEA, 2006).

De forma geral, nos estudos em análise, o cenário de Referência considera as medidas e políticas já promulgadas ou adotadas, mesmo que algumas delas não tenham sido ainda realizadas. Importante observar que os impactos de medidas mais recentes sobre a oferta e demanda de energia não aparecem em dados históricos,

pois seus efeitos ainda não são visíveis. Muitas dessas medidas foram projetadas para conter o crescimento da demanda de energia em resposta às preocupações com a segurança energética bem como às mudanças climáticas e outros problemas ambientais. Finalmente, nesse cenário não são levados em consideração ações políticas futuras possíveis ou mesmo prováveis. Assim, as projeções do cenário de Referência são consideradas apenas como uma linha de base de como os mercados de energia irão se comportar caso os governos não façam nada além do que já se comprometeram para influenciar tendências energéticas de longo prazo (IEA, 2006).

Os demais cenários criados são baseados em variações dos principais “eixos” definindo, assim, diversas possibilidades futuras. Dentre os eixos considerados, está o desenvolvimento sustentável que pode ser traduzido em diversas formas nos estudos avaliados. Uma das formas mais comuns é a preocupação com o meio ambiente, seja através do incentivo de tecnologias mais limpas na geração de energia, incentivo do uso mais racional da energia, a diversificação da matriz energética com ênfase na introdução de fontes de energias renováveis ou mesmo o nível de emissão de gases de efeito estufa (GEE).

Em IEA (2008), três cenários são construídos com base nesse eixo: o cenário de referência em que os níveis de emissões irão aumentar sem apresentar sinais de estabilização até 2030; o segundo cenário (denominado ACT) sugere um aumento mais moderado dessas emissões com tendências de redução a partir de 2030. Finalmente, no cenário mais otimista (denominado BLUE), o nível de emissões apresenta um pequeno aumento até 2015 reduzindo-se logo em seguida. Em IEA (2003) são apresentadas apenas duas variações em torno das atitudes e preferências em relação ao ambiente global: preocupado/indiferente.

Nos estudos específicos para o caso brasileiro, a tendência apontada para essas emissões é a de crescimento. No caso dos cenários de IAEA (2006), o aumento observado em ambos os cenários apresentados se dá em função da diversificação da matriz energética com o objetivo de assegurar maior segurança no abastecimento energético e consequente redução da participação da hidroeletricidade no parque gerador.

1.3.2 – População

O crescimento populacional afeta diretamente a demanda energética constituindo-se em um dos fatores de maior influência no comportamento dessa demanda, tanto em

relação ao grau de urbanização - influencia os hábitos de consumo – como em relação ao valor absoluto da população, que, associado ao ritmo de crescimento do número de domicílios, é importante parâmetro para o dimensionamento das necessidades de ampliação dos sistemas de distribuição (EPE, 2008).

De forma geral, o crescimento populacional decresce progressivamente ao longo do período de análise enquanto que o nível de urbanização aumenta (EPE, 2008). Observa-se uma proximidade entre os estudos quanto à taxa de crescimento populacional brasileira, conforme apresentado na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Taxa de crescimento populacional no Brasil (percentuais anuais).

Fonte	2000 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030
EPE, 2007	-	1,32	1,14	0,98	0,87	0,75
IEA, 2008	-	1,2	1,2	0,8	0,8	0,8
IAEA, 2006	1,63	1,34	1,16	1,0	0,85	-

Nota-se que, nos estudos sob análise, em todos os cenários as taxas de crescimento populacional observadas nos países em desenvolvimento são maiores que nos demais países aumentando, dessa forma, sua participação na população mundial. Nos estudos específicos desenvolvidos para o caso brasileiro, presume-se um aumento na qualidade de vida expresso através de alguns indicadores como renda per capita, tamanho das residências, percentual de residências com acesso à eletricidade, número de automóveis por pessoa, etc. Esses fatores, em conjunto, implicam em um aumento na demanda de energia em função da melhor qualidade de vida (EPE, 2008).

1.3.3 – Fatores Macroeconômicos

As projeções de demanda de energia são altamente sensíveis às premissas de crescimento econômico uma vez que possuem alta correlação entre si. Essa relação entre a demanda de energia e o crescimento econômico é tanto mais forte quanto ao nível de participação da indústria no Produto Interno Bruto – PIB do país, pois a indústria tem como um de seus principais insumos a eletricidade. Essa relação é amplificada quando, dentro do setor industrial, setores eletrointensivos possuem maior participação uma vez que esses setores necessitam de mais energia elétrica para produzir o mesmo valor que outras indústrias menos eletrointensivas (EPE, 2008). Essa relação entre o crescimento do consumo de energia elétrica e o crescimento da economia é denominada de **elasticidade-renda** da demanda de eletricidade.

Apesar de o crescimento econômico implicar em aumento na demanda de energia, à medida que o país se desenvolve, a elasticidade-renda da demanda apresenta evolução decrescente, isto é, para um mesmo crescimento do PIB, o crescimento do consumo de eletricidade tende a ser proporcionalmente menor (EPE, 2008).

Além da influência de fatores episódicos, como os efeitos decorrentes das variações de temperatura, a demanda é fortemente influenciada por fatores estruturais, como o incremento na cogeração e a substituição da energia elétrica por gás natural, e em função de perturbações da conjuntura econômica, tais como restrições ao crédito ou a elevação da taxa de juros (EPE, 2008).

Os fatores estruturais vêm afetando a dinâmica do consumo de eletricidade nos últimos anos, resultando em menores elasticidades-renda da demanda de eletricidade. Isso é evidenciado através dos dados de consumo de energia elétrica de 2008 onde nota-se uma tendência de maior crescimento da demanda nos setores residenciais e comerciais frente ao setor industrial, apontando para uma redução da participação do setor industrial na demanda. Prova disso é que, no passado, a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica no Brasil foi elevada apresentando, entre 1970 e 2005, um valor médio de 1,67 (EPE, 2008).

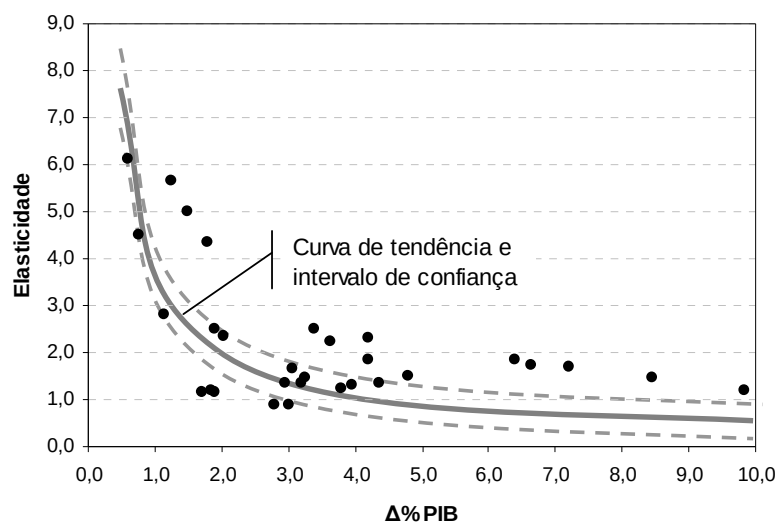
Nos estudos feitos pela EPE (2008), os valores previstos para a elasticidade-renda da demanda de eletricidade são de 1,14 entre 2007 e 2012 e de 1,07 entre 2012 e 2017.

Além disso, verifica-se em 2008 uma mudança estrutural na produção industrial em que os resultados apurados no primeiro semestre foram impulsionados pela indústria de bens de capital e de bens de consumo duráveis, valendo destacar que estes segmentos estão entre os que menos consomem eletricidade por unidade de produto, relativamente aos demais (EPE, 2008).

Esses efeitos podem ser agrupados em três categorias distintas (EPE, 2008; IAEA, 2006): (i) efeito atividade; (ii) efeito estrutura; e (iii) efeito intensidade ou conteúdo energético.

O **efeito atividade** diz respeito ao comportamento do consumo de energia elétrica quanto à evolução do PIB. A análise desse comportamento demonstra um componente inercial que, em períodos de recessão ou expansão econômica modesta, sustenta o crescimento da demanda por eletricidade, à exceção, claro, de períodos de racionamento e, ao mesmo tempo, limita esse crescimento em face de taxas de

expansão do PIB mais elevadas. Análise feita da dinâmica verificada nos últimos 27 anos sugere que essa relação entre a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica e a taxa de crescimento do PIB seja inversamente proporcional, conforme apresentado no gráfico da Figura 1.1 (EPE, 2008).

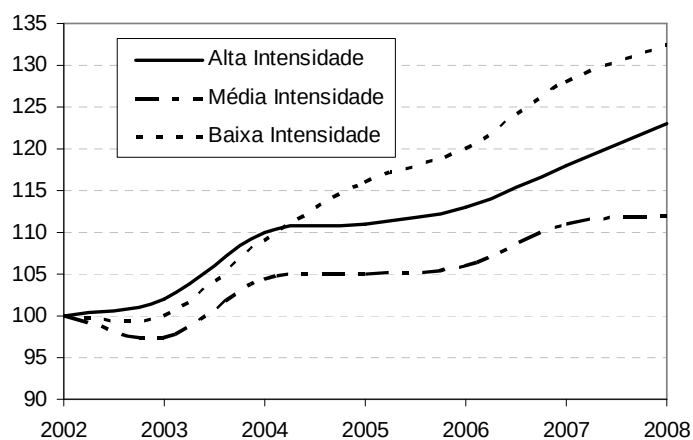


Fonte: EPE, 2008

Nota: Elasticidade baseada em médias móveis de 5 anos das taxas de crescimento do consumo de eletricidade e do PIB, para o período 1980-2007.

Figura 1.1 - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica versus crescimento do PIB no Brasil.

Já o **efeito estrutura** corresponde ao aumento da participação no PIB de setores que agregam maior valor econômico com um menor consumo de eletricidade, ou seja, menos eletrointensivos. De acordo com a EPE e em dados do IBGE (EPE, 2008), isso tem se verificado em especial no setor industrial a partir de 2004, conforme mostra o gráfico da Figura 1.2.



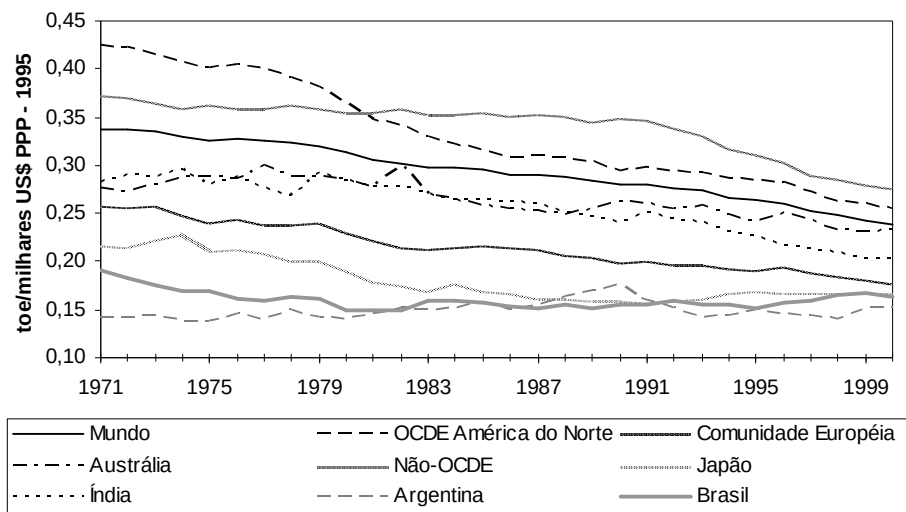
Nota: Para o ano de 2008, média de janeiro-julho.

Número índice. Base: Média de 2002 = 100

Fonte: EPE, 2008

Figura 1.2 - Produção física industrial brasileira. Índice de intensidade do gasto com energia elétrica.

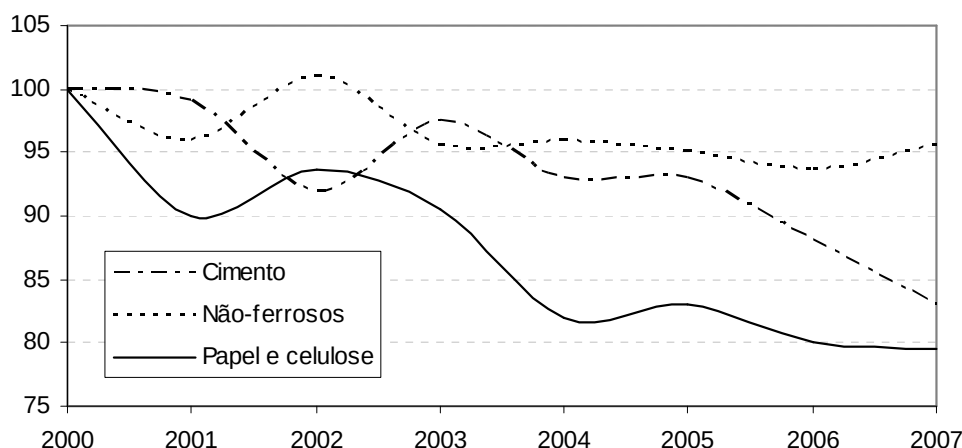
Essa tendência, porém, contraria a tendência observada para a intensidade energética primária global (onde são incluídas todas as fontes primárias, inclusive eletricidade), conforme se observa no gráfico da Figura 1.3. Nesse gráfico, verifica-se que o Brasil é um dos países que possui a menor intensidade e que a tendência, no final do período apresentado, é de um ligeiro aumento desse parâmetro.



Fonte: IAEA, 2006

Figura 1.3 - Intensidade energética primária global em países e regiões do mundo selecionados.

Por fim, o **efeito intensidade** diz respeito ao consumo específico de energia elétrica demandado pela produção industrial e está diretamente relacionado ao aumento da eficiência no uso final da energia. Dados do Balanço Energético Nacional editados pela EPE (EPE, 2008) apontam para a redução do consumo específico de energia em vários setores, destacando-se os setores de cimento, de papel e celulose e de não ferrosos, conforme demonstrado no gráfico da Figura 1.4. Podem-se identificar dois tipos de movimento na conservação de energia: o progresso autônomo e o progresso induzido. No primeiro, os indutores dessa eficiência incluem tanto ações intrínsecas a cada setor – como a reposição tecnológica natural, seja pelo término da vida útil, seja por pressões de mercado ou ambientais. Exemplo disso é a preocupação crescente das indústrias em maximizar a eficiência energética dos seus processos produtivos, inclusive porque os custos com a aquisição de energia são, para a maioria delas, um fator preponderante da sua competitividade. O outro movimento se refere à instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas (EPE, 2008).

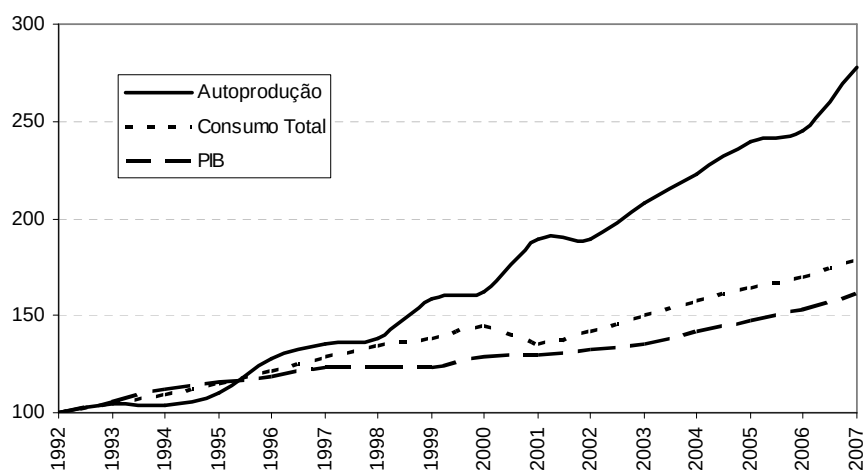


Fonte: EPE, 2008

Nota: Número índice. Base: Ano de 2000 = 100

Figura 1.4 - Consumo específico de eletricidade de setores selecionados (kWh/t).

Outro fator que contribui para o alívio no crescimento da demanda de energia é o aumento de unidades autoprodutoras em vários segmentos que, em geral, utilizam a cogeração na produção de energia térmica e elétrica de forma mais eficiente e reduzem as perdas no sistema de transmissão por serem localizados junto à unidade de consumo (EPE, 2008). Esse fato, porém, não altera muito a relação entre o consumo de eletricidade e crescimento econômico. A tendência histórica desse fator pode ser observada no gráfico da Figura 1.5.



Fonte: EPE, 2008

Nota: a autoprodução aqui considerada refere-se à autoprodução de origem não-hidráulica. O consumo total inclui a autoprodução.

Nota: Número índice. Base: 1992 = 100

Figura 1.5 - Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB.

Somando-se a isso, observa-se uma penetração gradativa maior e consistente do gás natural na indústria que, apesar das restrições de suprimento apresentadas, deslocou

o consumo de óleo combustível e de eletricidade onde houve disponibilidade (EPE, 2008).

A relação entre demanda de energia e o crescimento econômico, todavia, implica em maiores dificuldades na determinação dos cenários futuros de demanda face à eclosão da crise mundial financeira em 2008. Em função disso, a EPE realizou uma revisão de suas premissas (EPE, 2008).

À luz dos efeitos apresentados pela crise, são esperadas taxas menores de crescimento do PIB brasileiro nos primeiros anos (cena de partida), porém são basicamente mantidas as estimativas de crescimento no médio prazo (após 2009), configurando uma perspectiva de que, no plano mundial, as medidas de políticas econômicas se mostrem bem sucedidas e sejam absorvidos os choques advindos da crise financeira. Assim, os efeitos nos anos subsequentes, mesmo sendo restabelecidas as condições macroeconômicas de crescimento da economia, resultarão em patamares de consumo de energia elétrica inferiores àqueles previstos anteriormente (EPE, 2008).

De forma recíproca, a economia é afetada pela disponibilidade energética uma vez que incertezas quanto à disponibilidade futura de energia podem gerar restrições ao crescimento econômico, pois desencorajam corporações a aumentar sua capacidade de produção afetando, portanto, de forma negativa o crescimento econômico e restringindo o potencial futuro de crescimento econômico.

No cenário internacional, esperava-se um crescimento do PIB mundial próximo de 4% em 2008 e 2009 e, aproximadamente, 5% para os demais anos. Em resposta ao aprofundamento da crise financeira, o Fundo Monetário Internacional – FMI reavaliou suas projeções, prevendo agora uma retração em 2009 de 1,3%, a maior recessão desde a Segunda Guerra Mundial (FMI, 2009). O crescimento está previsto apenas para 2010 a uma modesta taxa de 1,9%. As previsões, porém, são muito incertas. Apesar dessas reduções, acredita-se que os países de economias emergentes como o Brasil, China e Índia apresentem taxas de crescimento acima da média mundial (IEA, 2008).

Em síntese, conforme aponta o relatório da EPE (2008), *“as expectativas do mercado evidenciam a percepção de que, apesar das perturbações no ambiente externo, a situação macroeconômica do Brasil é sólida o suficiente para que, após um arrefecimento no ritmo da expansão econômica em 2009, seja possível manter um*

crescimento médio de 4,2% para o PIB após esse ano.” Essa taxa de crescimento, porém, só deverá ser atingida após 2010, conforme apontado pelo estudo divulgado pelo FMI (FMI, 2009).

De forma geral, assumem-se premissas de progresso econômico onde se observa processos de estabilização (inflação, contas externas, contas públicas, etc.), ambientes favoráveis para os negócios, expansão da infra-estrutura de energia, aumento contínuo da renda per capita, etc.

Surgem aqui alguns eixos, podendo-se destacar:

- Taxa de crescimento do PIB – são apresentadas taxas de crescimento modestas para cenários menos otimistas e taxas maiores em cenários de grande vigor econômico. Essa característica é encontrada nos cenários de EIA (2008).
- Mudanças estruturais na economia – assumindo grandes mudanças ou nenhuma mudança. Esse último caso compõe normalmente os cenários de referência onde esse eixo é apresentado. Esse eixo é encontrado nos cenários de IAEA (2006).

De forma geral, os estudos em análise (EIA, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) apresentam uma taxa média de crescimento do PIB brasileiro em torno de 4% a 5%.

1.3.4 – Desenvolvimento Tecnológico

Fontes de energia seguras, confiáveis e viáveis são fundamentais para a estabilidade e desenvolvimento econômico. Questões de segurança no suprimento energético, a ameaça de mudanças climáticas e a demanda crescente de energia impõem grandes desafios ao setor energético (IEA, 2006).

Uma das principais contribuições face a esses desafios se dá através do desenvolvimento tecnológico mediante a criação de tecnologias de geração e de uso final de energia que reduzam o uso de fontes não-renováveis e os impactos causados ao meio ambiente como, por exemplo, o nível de emissões de gases tóxicos e de efeito estufa. Segundo IEA (2008), a eficiência energética está dentre as opções que mais contribuem para a redução do nível de emissões de GEE.

No que tange ao setor de geração elétrica a partir do carvão, as tecnologias apontadas por IEA (2008) como as mais importantes nesse aspecto são⁴:

- CCS – Carbon Capture and Storage – Segundo IEA (2008), essa é a tecnologia mais importante sendo responsável pela redução de 14% a 19%⁵ das emissões de CO₂ podendo ser aplicada também a unidades de geração já em operação⁶.
- IGCC – Integrated-Gasification Combined-Cycle
- Ciclo de Vapor Ultra-Supercrítico

Em função do CCS, as futuras unidades de geração poderão ter como fator principal na determinação de sua localização a facilidade para o transporte e armazenamento do CO₂.

O principal eixo apresentado quanto ao desenvolvimento tecnológico é:

- Inovação tecnológica ou Pesquisa e desenvolvimento – Em alguns cenários, assume-se que muitas das tecnologias necessárias não se encontram disponíveis atualmente exigindo, assim, um grande esforço em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e, conseqüentemente, o desenvolvimento tecnológico se dá de forma mais rápida ou lenta em função desse esforço. Em IEA (2008), três cenários são construídos com base em três níveis de P&D onde o cenário mais otimista quanto ao nível de emissão de GEE não se faz possível com as tecnologias hoje disponíveis. IEA (2003) apresenta apenas duas variações dessa variável: desenvolvimento rápido/lento.

É importante observar que, na maioria dos estudos analisados⁷, os cenários mais otimistas quanto às questões ambientais apresentam, como ação necessária, a substituição ou redução do uso do carvão como fonte energética. Nos casos em que o uso do carvão é mantido, considera-se que as “tecnologias limpas” (Clean Coal Technologies) são preferíveis, destacando-se o CCS e o IGCC.

⁴ Uma descrição dessas tecnologias é apresentada no Capítulo II.

⁵ Essas taxas incluem as reduções provenientes da aplicação dessa tecnologia a outras fontes.

⁶ O custo para implantação desse sistema depende de alguns fatores tais como a distância da planta de geração até o reservatório onde será armazenado o gás carbônico, a tecnologia de geração da usina, o tipo de reservatório de estocagem desse gás, etc. Esse aspecto será tratado em maiores detalhes no Capítulo III.

⁷ Vide EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008.

Segundo IEA (2008), as tecnologias limpas podem apresentar significativa contribuição na redução dos níveis de emissão de GEE na geração elétrica. O uso de ciclos avançados de vapor ou IGCC pode aumentar a eficiência média de usinas térmicas a carvão dos atuais 35% para 50% até 2050.

1.4 – Mercado de Energia

1.4.1 – *Demanda de Energia Elétrica*

Como resultado das premissas adotadas nos estudos, em todos os cenários apresentados, observa-se um aumento na demanda por energia elétrica. Esse aumento varia em função dos cenários considerados.

IEA (2008) apresenta um crescimento médio da demanda de energia em torno de 3,8% ao ano no período de 2005-2050 para os países em desenvolvimento em seu cenário de referência. As principais causas apontadas para esse crescimento são o crescimento populacional e o aumento da renda per capita. Em outro estudo apontado por EIA (2008), países fora do grupo OECD apresentam uma média de 4,0% ao ano de crescimento da geração elétrica.

No caso brasileiro, IAEA (2006) aponta para um crescimento médio entre 3,33% e 3,98% ao ano na demanda elétrica, enquanto que ERNST (2008) apresenta uma taxa média entre 4,4% e 4,9% por ano. Para a EPE (EPE, 2008), esse crescimento será de 4,8% ao ano até 2017.

1.4.2 – *Produção e Comercialização de Energia*

Os estudos analisados (EIA, 2008, EPE, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) realizam o levantamento da demanda de energia de forma global, ou seja, considerando-se a demanda de todas as fontes em conjunto. A partir desses resultados, é feita então uma análise com base em algumas premissas de forma a se obter a distribuição da produção e comercialização de energia.

Essas premissas incluem (IAEA, 2006):

- Descrição do sistema de suprimento de energia existente e de sua correspondente infra-estrutura;
- Características técnicas, econômicas e ambientais de todos os processos e tecnologias de conversão de energia do sistema de suprimento energético

nacional, bem como as tecnologias candidatas potencialmente disponíveis no futuro;

- Intercâmbios de energéticos; e
- Requisitos de proteção ambiental.

No caso brasileiro, IAEA (2006) apresenta algumas das premissas adotadas referentes à geração termoeletrica com carvão, quais sejam:

- A produção nacional de carvão é mantida nos níveis atuais. Nenhuma restrição às importações de carvão é apresentada no cenário de referência enquanto que, no outro cenário, parte da demanda é atendida pela produção de carvão vegetal.
- Na geração, para o cenário de referência, novas usinas são implantadas com o mínimo de requerimentos tecnológicos: tecnologia de carvão pulverizado com precipitadores e filtros (controle de material particulado e de SO_x). No outro cenário, são exigidas tecnologias de leito fluidizado com controle de SO_x, NO_x e material particulado, ou IGCC.

Nos estudos de âmbito mundial, a geração com carvão aumenta consideravelmente aumentando sua participação na geração elétrica nos cenários de referência. Como exemplo, IEA (2008) apresenta os resultados mostrados na Figura 1.6 para a geração elétrica.

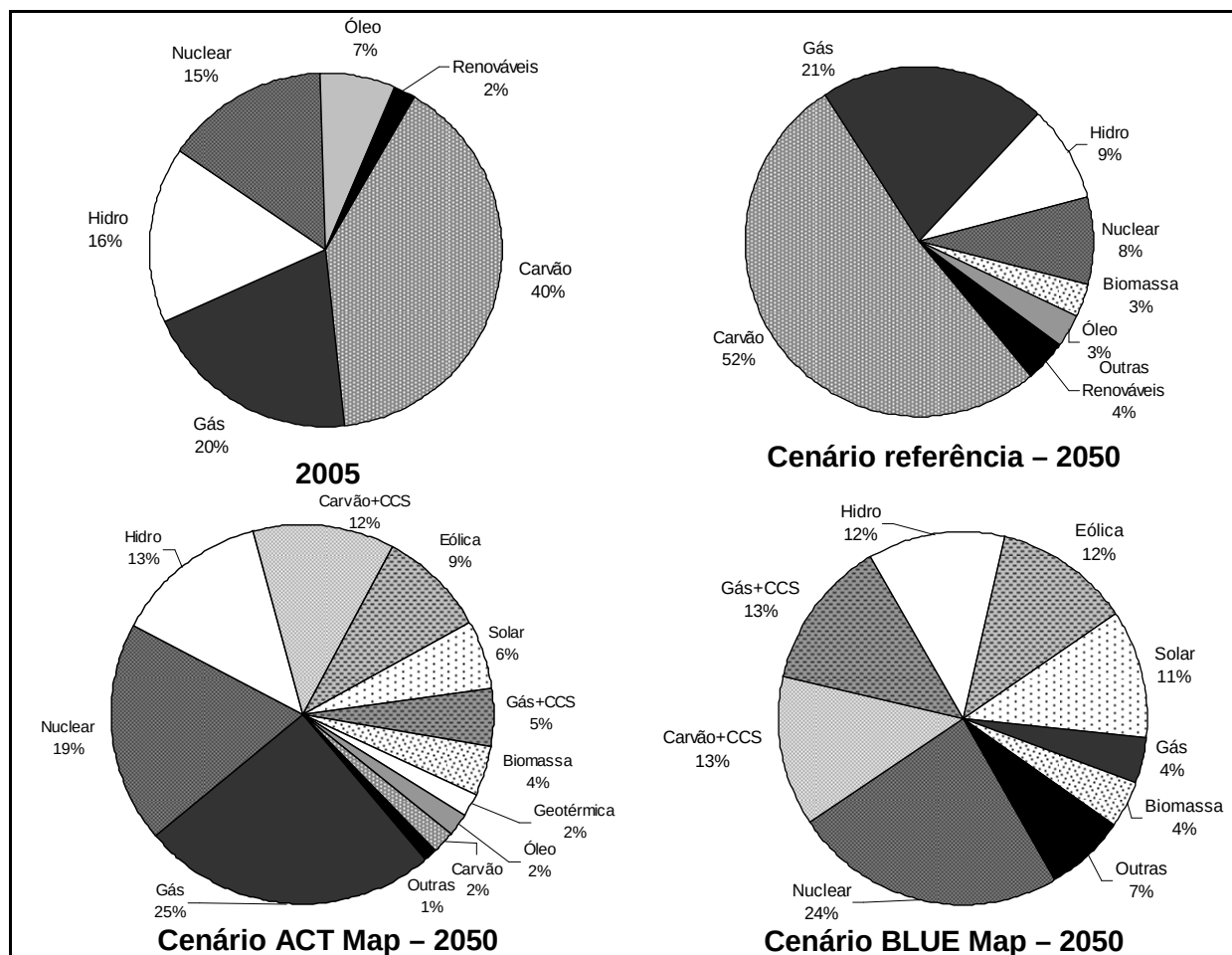
No cenário de referência, o carvão adquire maior importância em função dos preços do óleo e do gás, tornando a geração a partir de usinas a carvão mais competitivas. Para os países não pertencentes ao grupo OECD, o uso do carvão não se altera nos demais cenários.

No nível nacional, é importante observar que, em ambos cenários apresentados por IAEA (2006), a geração térmica com carvão é a mesma, não apresentando acréscimos durante o período de análise (2000 – 2025). Ao contrário, observa-se uma redução desses valores, conforme apresentado na Tabela 1.2.

Tabela 1.2 - Geração elétrica a partir do carvão mineral entre 2000 e 2025.

2000	2005	2010	2015	2020	2025
8,3	8,1	4,8	4,8	2,5	2,5

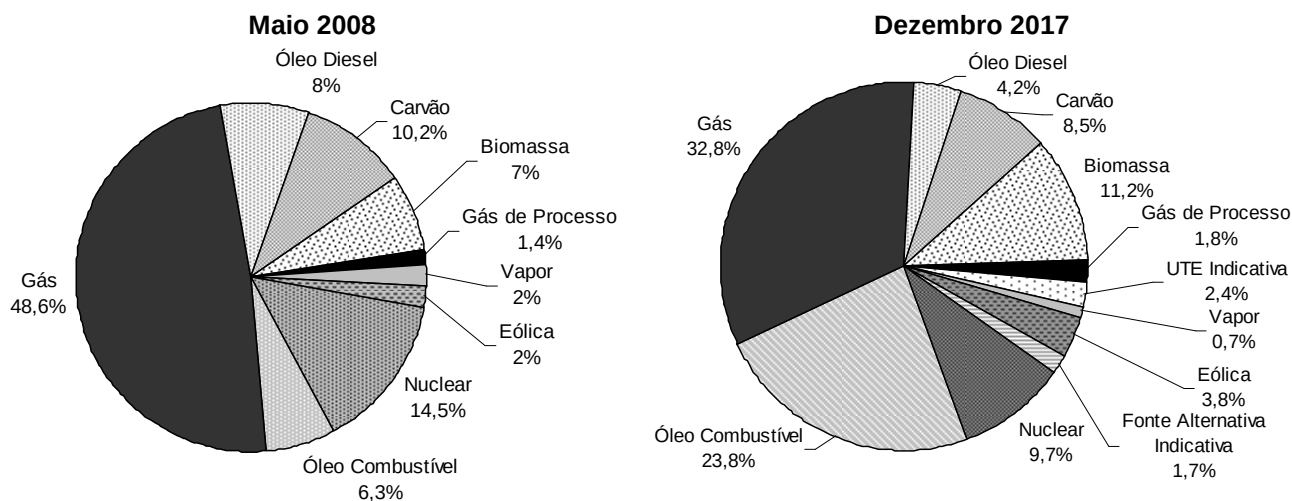
Fonte: IAEA, 2006



Fonte: IEA, 2008

Figura 1.6 - Participação das diversas fontes na geração de energia elétrica.

Essa tendência é reforçada pelo estudo da EPE (EPE, 2008) que mostra uma participação do carvão na geração térmica reduzida em 2017, conforme apresentado na Figura 1.7.



Fonte: EPE, 2008

Figura 1.7 - Participação das fontes de geração térmica.

1.5 – Conclusões

Embora seja o principal agente das emissões de gás carbônico, o carvão continuará sendo utilizado nos países que dispõem de reservas uma vez que os países exportadores desse energético estão disseminados no mundo, atribuindo-lhe uma condição de fonte relativamente segura, por diluir a dependência em relação ao petróleo e ao gás natural.

No que tange à geração de energia elétrica com carvão mineral no Brasil, existe a possibilidade de aumento do parque gerador, caso sejam observados casos semelhantes aos cenários de maior crescimento econômico e menor preocupação com o meio ambiente. Porém, a grande disponibilidade de energia hidráulica no país faz com que a geração térmica tenha um papel complementar, de forma apenas a garantir o suprimento em períodos de menores volumes de água nos reservatórios das hidrelétricas. Nesse aspecto, o carvão não é a fonte mais adequada face à sua dificuldade técnica de retomada de carga⁸ ou mesmo de acompanhamento da curva de demanda (operação “em pico”). Dessa forma, é de se esperar que, no horizonte desse estudo, o carvão não venha adquirir uma representação maior na matriz elétrica.

Apesar disso, o carvão não perde sua importância no cenário nacional desde que haja uma maior preocupação com a questão da segurança energética, já que, mesmo para o carvão importado, esse energético é o que apresenta as maiores reservas frente aos demais energéticos e possui vantagens quanto à distribuição mundial dessas reservas. Assim, um possível cenário em que o carvão adquira uma maior importância é aquele em que se observa um esgotamento do potencial hídrico onde, nesse caso, a geração térmica com carvão assumiria o papel de geração em base.

⁸ Veja mais detalhes no Capítulo II.

Capítulo II

Análise das Opções Tecnológicas de Geração Elétrica

2.1 – Introdução

Nesse capítulo serão apresentadas as opções tecnológicas atualmente disponíveis para a geração elétrica a partir do carvão mineral. Juntamente com as questões operacionais, serão também apresentadas as questões de eficiência bem como as questões ambientais que cada opção oferece.

Porém, para uma análise mais completa das questões ambientais que envolvem a geração térmica a partir do carvão, faz-se necessária uma análise de todo o ciclo de vida da geração, desde a mineração até o depósito final dos resíduos gerados pelo processo de geração. Babbitt *et al.* (2005) mostram que há impactos ambientais significativos nos três estágios do processo de geração elétrica com carvão: na extração da matéria prima (incluindo a mineração e preparação do carvão), no processamento dos materiais (combustão do carvão) e na disposição final de materiais (envolvendo os produtos da combustão do carvão).

Dessa forma, será feita uma breve introdução dos impactos ambientais provocados por cada etapa desse ciclo. Em seguida, será apresentado um panorama geral da geração termelétrica a carvão no mundo, com destaque para o caso brasileiro.

Para uma melhor compreensão da situação brasileira quanto à geração com carvão, é importante avaliar as características dos carvões, em especial o nacional. Como será visto, as peculiaridades apresentadas pelo carvão brasileiro o tornam difícil para uso metalúrgico e, até mesmo, energético. Além disso, podem implicar em impactos ambientais significativos se não forem utilizadas técnicas apropriadas para sua extração e aproveitamento energético (Monteiro, 2004).

A fim de se melhor avaliar os impactos ambientais dessa opção energética, serão apresentadas também, de forma sucinta, as opções tecnológicas de mineração atualmente empregadas no Brasil.

Finalmente, as tecnologias empregadas na geração termelétrica com carvão serão apresentadas com ênfase nas questões ambientais que cada uma oferece. Como será

visto, as opções que fornecem os maiores índices de rendimento e menor impacto ambiental infelizmente são as mais caras. Além disso, algumas delas ainda necessitam de maior investimento em pesquisa e desenvolvimento (IEA, 2006), de forma a permitir sua utilização em países onde as questões econômicas são restritivas.

2.2 – Principais Impactos Ambientais

Conforme CONAMA (1986), define-se impacto ambiental como *“qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam:*

- I. a saúde, a segurança e o bem-estar da população;
- II. as atividades sociais e econômicas;
- III. a biota;
- IV. as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente;
- V. a qualidade dos recursos ambientais.”

Nesse sentido, como em todas as formas de geração de energia, não existe uma fonte que seja totalmente isenta de impactos ambientais quando se avalia todo o ciclo do processo de geração. Assim, mesmo as fontes renováveis possuem impactos ambientais. Como exemplo, a geração fotovoltaica exige a mineração de silício que, como na mineração do carvão, produz danos à vegetação e aos solos. Outro exemplo é o caso da energia eólica que, além da grande necessidade de metais na produção de suas torres, pode afetar rotas migratórias de aves. O carvão, porém, é considerado como uma das fontes mais “sujas”, respondendo pelos maiores impactos causados pela humanidade desde a Revolução Industrial (Monteiro, 2004).

Assim como nas demais formas de geração, esses impactos quase nunca são computados na estimativa de custos da energia gerada. São deixadas de lado as questões cruciais de saúde pública, as doenças ocupacionais de trabalhadores e os males gerados ao longo do processo que, no caso do carvão, vão desde o ruído de explosões na mineração à contaminação por resíduos da combustão que afetam vastas áreas em torno das mineradoras e usinas termelétricas.

A história do uso do carvão mostra como ele pode afetar áreas naturais, comprometer a disponibilidade e a qualidade de recursos hídricos, destruir o potencial turístico de

regiões inteiras, criar conflitos com comunidades locais, reduzir a biodiversidade e degradar frágeis ecossistemas. A região sul de Santa Catarina, por exemplo, entrou para o rol das 14 áreas mais poluídas do país (Monteiro, 2004).

A mineração, beneficiamento e combustão do carvão produzem uma variedade de resíduos ricos em elementos-traço⁹ e em compostos orgânicos de elevado potencial de toxicidade. As características físico-químicas desses resíduos implicam em impactos significativos em ecossistemas terrestres e aquáticos. Eles podem mudar a composição elementar da vegetação e penetrar na cadeia alimentar. A degradação do solo e da água pela drenagem ácida que se forma, quando esses resíduos ricos em enxofre ficam expostos à ação do ar e das chuvas, pode continuar avançando por dezenas e até centenas de anos.

A Resolução CONAMA nº 03/90 estabelece padrões de qualidade do ar para alguns poluentes, quais sejam:

- Partículas Totais em Suspensão;
- Fumaça;
- Partículas Inaláveis;
- Dióxido de Enxofre;
- Monóxido de Carbono;
- Ozônio; e
- Dióxido de Nitrogênio.

As emissões atmosféricas totais envolvidas nos três estágios de processamento do carvão (mineração, combustão e disposição de resíduos) é mais significativa que a contaminação da água ou do solo. 78% das emissões atmosféricas são atribuídas ao dióxido de carbono da combustão do carvão (Babbitt *et al.*, 2005).

2.2.1 – Material Particulado (MP)

Define-se como material particulado, ou simplesmente particulado, um conjunto de poluentes constituídos de poeiras, fumaças e todo tipo de material sólido e líquido que se mantêm suspensos na atmosfera por causa de seu pequeno tamanho. Além da queima do carvão, o material particulado pode também se formar na atmosfera a partir

⁹ Elementos que se encontram na natureza em pequenas concentrações que, quando liberados ou concentrados no ambiente pela ação do homem, apresentam grandes riscos à saúde e à vida.

de gases como dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de nitrogênio (NO_x) e compostos orgânicos voláteis (COVs), transformando-se em partículas como resultado de reações químicas no ar (CETESB, 2009).

O tamanho das partículas está diretamente associado ao seu potencial para causar problemas à saúde, sendo que quanto menores normalmente são maiores os efeitos provocados.

O particulado pode também reduzir a visibilidade na atmosfera.

O material particulado pode ser classificado como (CETESB, 2009):

- **Partículas Totais em Suspensão (PTS)** – Podem ser definidas de maneira simplificada como aquelas cujo diâmetro aerodinâmico é menor que 50 µm. Uma parte destas partículas é inalável e pode causar problemas à saúde, outra parte pode afetar desfavoravelmente a qualidade de vida da população, interferindo nas condições estéticas do ambiente e prejudicando as atividades normais da comunidade.
- **Fumaça (FMC)** – Está associada ao material particulado suspenso na atmosfera proveniente dos processos de combustão. O método de determinação da fumaça é baseado na medida de refletância da luz que incide na poeira (coletada em um filtro), o que confere a este parâmetro a característica de estar diretamente relacionado ao teor de fuligem na atmosfera.
- **Partículas Inaláveis (MP10)** – Podem ser definidas de maneira simplificada como aquelas cujo diâmetro aerodinâmico é menor que 10 µm. As partículas inaláveis podem ainda ser classificadas como partículas inaláveis finas – MP2,5 (<2,5µm) e partículas inaláveis grossas (2,5 a 10µm). As partículas finas, devido ao seu tamanho diminuto, podem atingir os alvéolos pulmonares, já as grossas ficam retidas na parte superior do sistema respiratório.

As partículas inaláveis, por sua capacidade de penetrar profundamente no aparelho respiratório, são as mais perigosas. No caso do carvão, o impacto do material particulado começa com a mineração, que provoca imensas nuvens de poeira. As partículas em suspensão na poeira potencializam os efeitos dos gases poluentes presentes no ar. Essa poeira afeta a capacidade de o sistema respiratório remover as partículas do ar inalado, que ficam retidas nos pulmões.

A queima do carvão produz grandes volumes de partículas muito finas, que carregam consigo hidrocarbonetos e outros elementos. As partículas absorvem o Dióxido de Enxofre do ar e, com a umidade, formam-se partículas ácidas, nocivas para o sistema respiratório e o meio ambiente. Os efeitos da mistura são mais devastadores do que os provocados isoladamente pelo material particulado e pelo Dióxido de Enxofre.

2.2.2 – Dióxido de Enxofre (SO₂)

O dióxido de enxofre pode reagir com outras substâncias presentes no ar formando partículas de sulfato que são responsáveis pela redução da visibilidade na atmosfera. Esta reação é catalisada pelo vanádio que também é emitido na queima de carvões. Há evidências de que o dióxido de enxofre contribui para o surgimento e agrava doenças respiratórias. Esse gás irritante está associado a bronquites crônicas, longos resfriados e interferências no sistema imunológico. O SO₂ produz danos agudos e crônicos nas folhas das plantas, dependendo do tempo de exposição e da concentração do poluente. Ele também danifica tintas, corrói metais e expõe as camadas descobertas ao ataque da oxidação.

O SO₂ é um dos principais formadores da chuva ácida que, juntamente com os óxidos de nitrogênio, reage quimicamente com o ar e a água, na presença da luz solar, e forma ácidos Sulfúrico (H₂SO₄) e Nítrico (HNO₃), que são varridos da atmosfera pela chuva.

Assim, o pH da água, ou mesmo do orvalho e do granizo, é alterado. O termo “chuva ácida” foi cunhado em 1852, por um químico escocês, Robert Angus Smith, para descrever a poluição em Manchester, Inglaterra, causada pela queima de carvão. A percepção global da acidez da chuva só generalizou-se, todavia, a partir da década de 1950. Porque, sendo a água e o solo capazes de neutralizar por muito tempo as adições de ácidos e bases, só passados muitos anos, o pH de diversos ecossistemas mudou drasticamente e lagos e florestas começaram a morrer. O Hemisfério Norte teve florestas inteiras afetadas, monumentos arquitetônicos desgastados e a biodiversidade drasticamente reduzida (Monteiro, 2004).

Esses elementos podem ser transportados a mais de 3000 km de distância, dependendo do vento, da altura das chaminés, da frequência das chuvas e das condições atmosféricas. Assim, a exportação de chuvas ácidas para regiões não-produtoras de poluição não é incomum e pode causar problemas internacionais.

2.2.3 – Óxidos de Nitrogênio (NOx)

Dos Óxidos de Nitrogênio, todos eles perigosos para a saúde, o NO₂, ou Dióxido de Nitrogênio, é o que apresenta motivos para as maiores preocupações. Altamente solúvel, ele penetra profundamente no sistema respiratório, dá origem a substâncias carcinogênicas, como as nitrosaminas, e pode provocar câncer. Seus efeitos agudos incluem edema e danos ao tecido pulmonar e às vias respiratórias. Causa também sintomas semelhantes aos de enfisema pulmonar, irritações nos olhos e nariz e desconforto nos pulmões.

Além de afetar a saúde humana, os óxidos de nitrogênio são precursores da formação, por combinação fotoquímica, de um outro elemento: o ozônio (O₃) de baixa altitude. Em alta altitude, o ozônio forma a camada protetora da nossa atmosfera, mas, em baixa altitude, é um gás tóxico, causador de inúmeros problemas respiratórios e irritações cutâneas.

2.2.4 – Monóxido de Carbono (CO)

O Monóxido de Carbono interfere na capacidade de transportar Oxigênio aos tecidos do corpo dos seres humanos. A intoxicação por CO provoca sintomas parecidos com o da anemia e da hipoxia, que é uma deficiência de Oxigênio nos tecidos corporais capaz de impedir a função fisiológica. Também ocasiona problemas no sistema nervoso central. Foi demonstrado, experimentalmente, que a pessoa exposta ao CO pode ter diminuídos seus reflexos e acuidade visual e sua capacidade de estimar intervalos de tempo (Monteiro, 2004). Acima de 1000 ppm (partes por milhão), o CO é altamente tóxico e potencial causador de ataques cardíacos e de morte. Suas principais vítimas são os idosos, as crianças e os enfermos das regiões metropolitanas.

2.2.5 – Impactos Causados pela Mineração

A mineração pode alterar significativamente a paisagem e o ecossistema. A extração do carvão facilita a erosão e acidifica o solo. Ela inibe o crescimento da vegetação e torna o ambiente impróprio para a agricultura. O resultado é o assoreamento das drenagens e a contaminação das águas. Por isso, é importantíssimo prever, antes de se degradar uma área, como ela pode ser recuperada após a exaustão da jazida.

O vento nas pilhas de rejeito da mineração e nos depósitos de cinzas da combustão (que, por vezes, retornam às cavas das minas) forma nuvens de poeira poluente. A lavra e o beneficiamento resultam em drenagens ácidas que matam os rios.

A drenagem ácida polui as águas nas áreas de mineração de carvão. A alteração do pH das águas libera os elementos tóxicos que ficam dissolvidos, aumentando os riscos para os seres vivos. Quanto maior o conteúdo de pirita¹⁰ no carvão e nas rochas expostas, maior é o potencial de geração de ácidos.

O baixo pH da água e as elevadas concentrações de sulfato e metais são a consequência das drenagens dos efluentes dos lavadores de carvão e da disposição de rejeitos na região sul de Santa Catarina (Teixeira, 2002). Estes parâmetros, que estão em desacordo com a legislação vigente (Resolução CONAMA nº 20/86), apontam a deterioração da qualidade das águas também nas regiões carboníferas do Rio Grande do Sul. Na região do Baixo Jacuí, os mananciais subterrâneos foram afetados e boa parte da sub-bacia do Arroio do Conde está comprometida. Em Candiota, RS, diversos pesquisadores observaram a queda do padrão de qualidade das águas superficiais, a jusante das zonas de lavra (Teixeira, 2002).

Além disso, Babbitt *et al.* (2005) mostram que a mineração e a preparação do carvão contribui com as maiores quantidades de compostos orgânicos voláteis não-metano e metano (acima de 98%) assim como a maioria dos sólidos dissolvidos na água (acima de 76%).

Além de todos esses efeitos adversos, a extração de carvão pode afetar muitos aspectos do ciclo hidrológico no que concerne à quantidade e à disponibilidade de água. Em alguns casos, a mineração requer o bombeamento de água da mina, o que pode rebaixar o lençol freático. Assim como as centrais termelétricas, as plantas de beneficiamento também utilizam enormes volumes de água para remover matérias e impurezas do carvão que, muitas vezes, são lançadas no curso d'água.

No beneficiamento, a matéria orgânica (com baixa densidade) é separada da matéria mineral (argilas, quartzo e pirita) por processos gravimétricos. Mais raramente, para aproveitar frações mais finas do carvão, utiliza-se o processo de flotação¹¹.

¹⁰ Sulfeto de Ferro – FeS₂ – a pirita contém também elementos-traço que podem apresentar elevado potencial de toxicidade quando liberados no ambiente natural.

¹¹ Processo de separação de partículas através da formação de uma espuma sobrenadante que arrasta as partículas de uma espécie, mas não as de outra.

Ambos os processos utilizam a água, que é parcialmente reaproveitada. A água que contém os rejeitos é filtrada, mas não totalmente reutilizada, pois, com o tempo, o aumento da concentração de sais dissolvidos provenientes do carvão beneficiado pode provocar a corrosão dos equipamentos utilizados (Teixeira, 2002). Mesmo depois de filtrada, essa água ainda contém metais dissolvidos e é descartada nos cursos d'água. Mais preocupante do ponto de vista ambiental é o descarte dos rejeitos do beneficiamento ricos em pirita. Sua dissolução pela ação da chuva e do ar libera elementos tóxicos para o meio ambiente, comprometendo grandes áreas.

2.2.6 – Outros Impactos Causados pela Queima do Carvão

Os resíduos sólidos resultantes da queima do carvão na indústria carbonífera – cerca da metade do volume minerado e queimado, no caso dos carvões nacionais – são constituídos por dois tipos de cinzas: as leves ou volantes e as pesadas. Quando não são removidos devidamente, de modo a permitir seu confinamento, ocorre a lixiviação, uma forma de erosão química que carrega os elementos do solo, incluindo substâncias tóxicas, para as drenagens adjacentes. As cinzas produzidas pela queima, que concentram metais pesados, acabam parando nos cursos d'água, provocando assoreamento e alta contaminação do solo.

A disposição final desses resíduos, seja através de aterros sanitários ou seu confinamento, resultam nas maiores emissões de material particulado (PM10) no ar (41%), em emissões significantes de sólidos dissolvidos na água (mais de 22%) e uma variedade de metais no solo (Babbitt *et al.*, 2005).

Os subprodutos de argila e cinza podem ser aproveitados pela indústria cimenteira, porém, quando apenas parte ou nada é comercializado, esses subprodutos normalmente vão para as cavas de minas. Grande parte desse material pouco coeso é facilmente erodida a cada chuva, assoreando cursos d'água.

2.3 – Panorama da Geração Termelétrica

O carvão mineral serviu como principal fonte de energia para a humanidade entre o final do século 19 e o a primeira metade do século 20 quando impulsionou a Revolução Industrial, chegando a representar cerca de 60% da matriz energética mundial no início do século XX, conforme mostra a Figura 2.1. Foi utilizado principalmente em máquinas a vapor e na produção de ferro e aço. Após esse apogeu,

começou a declinar, perdendo espaço, principalmente, para o petróleo, gás natural e hidroeletricidade.

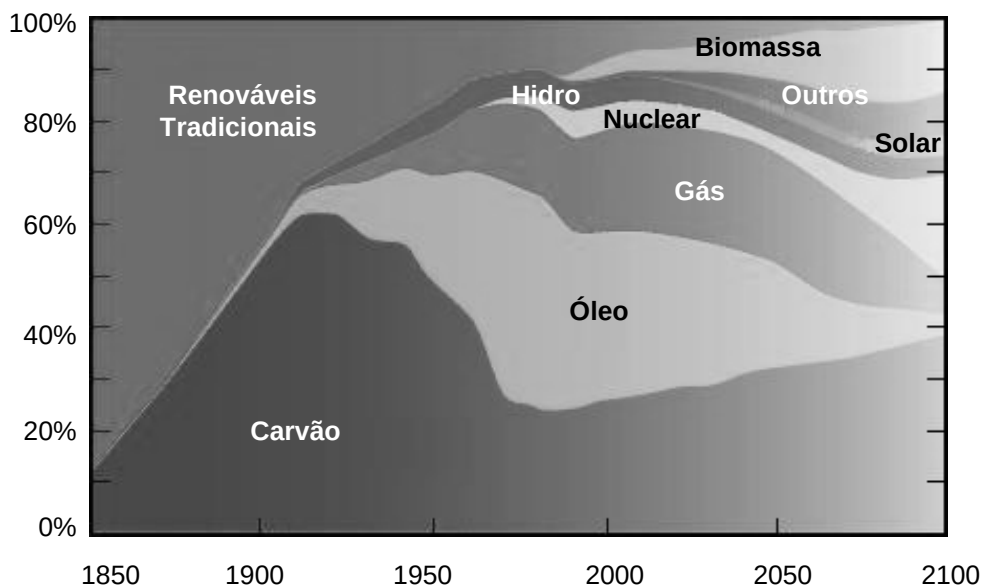


Figura 2.1 – Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.

De todas as fontes de combustíveis fósseis, o carvão é seguramente o mais abundante no mundo. A reserva provada mundial de carvão, em 2007, é de cerca de 847.488 milhões de toneladas, utilizando as atuais tecnologias de mineração. Aproximadamente, metade dessa reserva é de carvão tipo atrancito e betuminoso, conforme mostrado na Figura 2.5. Ao contrário do petróleo, as reservas de carvão estão mais bem distribuídas no mundo, ocorrendo em cerca de 70 países de todos os continentes (WCI, 2008). A Tabela 2.1 mostra as reservas provadas mundiais de carvão mineral, com dados de 2007. Como se observa nessa tabela, essas reservas são suficientes para 133 anos, mantidos os níveis de consumo observados naquele ano.

Com os constantes avanços tecnológicos e o aumento do uso eficiente destas fontes, as reservas correntes são aproximadamente três vezes maiores que as reservas de óleo (R/P¹² de 42 anos) e duas vezes maiores que as de gás (R/P de 60 anos) (WCI, 2008). O fato de as reservas estarem bem distribuídas no mundo, ao contrário das reservas de óleo, faz com que sofram menos pressão geopolítica e tenham seus preços menos voláteis que o petróleo.

¹² **R/P:** Razão entre Reserva e Produção – corresponde ao tempo de vida de uma reserva caso os níveis atuais de produção sejam mantidos.

Tabela 2.1 - Reservas provadas e produção de carvão mineral no mundo em 2007 (10⁶ t).

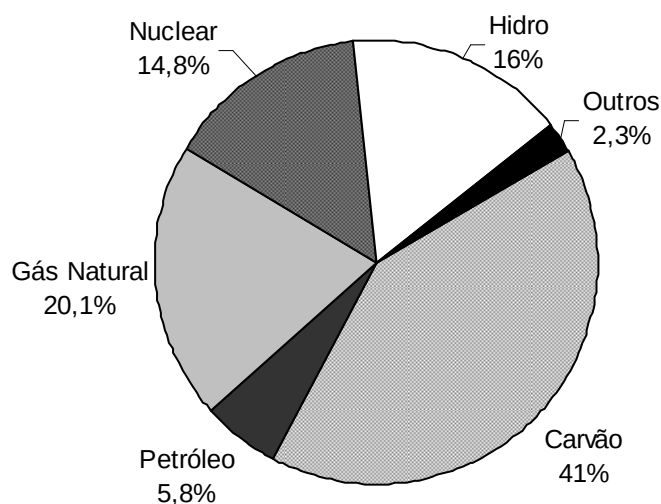
	Antracito e betuminoso	Sub- betuminoso e linhito	Total	Participação	R/P
EUA	112261	130460	242721	28,6%	234
Canadá	3471	3107	6578	0,8%	95
México	860	351	1211	0,1%	99
Total América do Norte	116592	133918	250510	29,6%	224
Brasil	—	7068	7068	0,8%	*
Colômbia	6578	381	6959	0,8%	97
Venezuela	479	—	479	0,1%	60
Outros América S. & Cent.	172	1598	1770	0,2%	*
Total América S. & Cent.	7229	9047	16276	1,9%	188
Bulgária	5	1991	1996	0,2%	66
República Tcheca	1673	2828	4501	0,5%	72
Alemanha	152	6556	6708	0,8%	33
Grécia	—	3900	3900	0,5%	62
Hungria	199	3103	3302	0,4%	336
Cazaquistão	28170	3130	31300	3,7%	332
Polônia	6012	1490	7502	0,9%	51
Romênia	12	410	422	**	12
Federação Russa	49088	107922	157010	18,5%	500
Espanha	200	330	530	0,1%	29
Turquia	—	1814	1814	0,2%	24
Ucrânia	15351	18522	33873	4,0%	444
Reino Unido	155	—	155	**	9
Outros Europa & Eurásia	1025	18208	19233	2,3%	278
Total Europa & Eurásia	102042	170204	272246	32,1%	224
África do Sul	48000	—	48000	5,7%	178
Zimbábue	502	—	502	0,1%	237
Outros África	929	174	1103	0,1%	*
Oriente Médio	1386	—	1386	0,2%	*
Total Oriente Médio & África	50817	174	50991	6,0%	186
Austrália	37100	39500	76600	9,0%	194
China	62200	52300	114500	13,5%	45
Índia	52240	4258	56498	6,7%	118
Indonésia	1721	2607	4328	0,5%	25
Japão	355	—	355	**	249
Nova Zelândia	33	538	571	0,1%	124
Coréia do Norte	300	300	600	0,1%	20
Paquistão	1	1981	1982	0,2%	*
Coréia do Sul	—	135	135	**	47
Tailândia	—	1354	1354	0,2%	74
Vietnam	150	—	150	**	4
Outros Pacífico-Asiáticos	115	276	391	**	29
Total Ásia Pacífico	154216	103249	257465	30,4%	70
TOTAL MUNDIAL	430896	416592	847488	100,0%	133

Fonte: BP, 2008

Notas: * mais de 500 anos

** menos de 0,05%

Por essas razões, o carvão mineral possui papel expressivo na geração elétrica representando o energético de maior participação na matriz elétrica mundial, conforme mostrado na Figura 2.2.



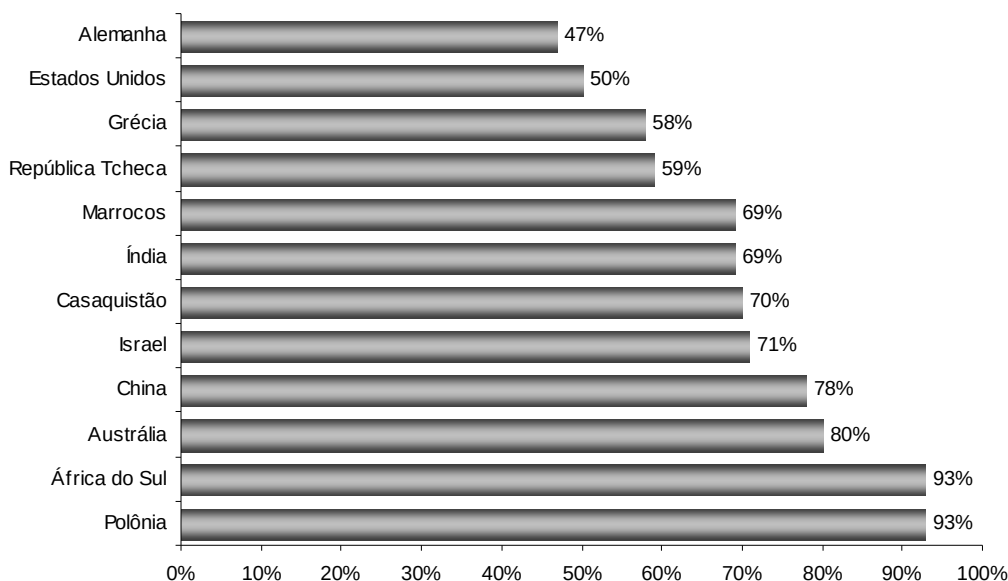
Fonte: WCI, 2008
Figura 2.2 – Matriz elétrica mundial em 2006.

No Brasil as reservas provadas estão estimadas em cerca de 7.068 milhões de toneladas, conforme mostra a Tabela 2.1, localizadas principalmente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. O consumo de carvão mineral nacional, devido suas características (baixo rank) é praticamente voltado para queima em usinas termelétricas.

Atualmente, a principal aplicação do carvão mineral no mundo é a geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. Em segundo lugar vem a aplicação industrial para a geração de calor (energia térmica) necessário aos processos de produção, tais como secagem de produtos, cerâmicas e fabricação de vidros. Um desdobramento natural dessa atividade – e que também tem se expandido – é a co-geração ou utilização do vapor aplicado no processo industrial também para a produção de energia elétrica.

A geração térmica a carvão é significativa em vários países, representando a maior parcela da geração elétrica em mais de 10 países, como mostra o gráfico da Figura 2.3 onde estão listados os países mais dependentes do carvão na geração elétrica. Esse cenário não deve se alterar muito nos próximos anos devido à grande disponibilidade desse insumo nesses países (segurança de suprimento), à sua estabilidade de preços e ao menor custo na comparação com outros combustíveis.

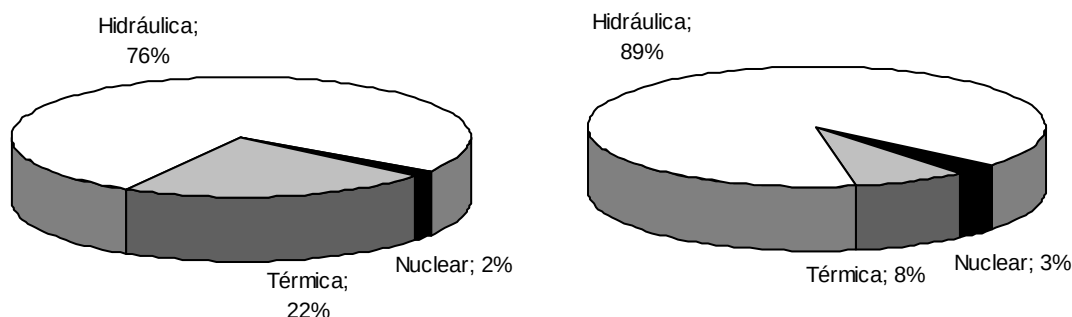
A principal restrição à utilização do carvão é o forte impacto socioambiental provocado em todas as etapas do processo de produção e também no consumo. A extração, por exemplo, provoca a degradação das áreas de mineração. A combustão é responsável por emissões de gás carbônico (CO_2), material particulado e gases nocivos como NO_x e SO_2 , estes últimos responsáveis pela chuva ácida. Projetos de mitigação e investimentos em tecnologia (Clean Coal Technologies) estão sendo desenvolvidos para atenuar este quadro.



Fonte: WCI, 2008

Figura 2.3 - Dependência do carvão na geração elétrica de alguns países.

No Brasil, a geração de energia elétrica é dominada pela hidroeletricidade restando à energia térmica apenas 22% da capacidade instalada (ANEEL, 2009) sendo que, em termos de energia gerada, apenas 8% é proveniente das usinas térmicas (ONS, 2009), como mostrado na Figura 2.4.



Fontes: ANEEL, 2009 (capacidade instalada) e ONS, 2009 (energia gerada)

Figura 2.4 - Geração no Brasil: Capacidade Instalada e Energia Gerada.

A participação do carvão na matriz elétrica brasileira é ainda menor, representando pouco mais de 1,5% da energia gerada (EPE, 2007). Devido à baixa qualidade do

carvão nacional (veja a próxima seção), as usinas termoeletricas que utilizam o carvão nacional estão todas localizadas nas proximidades da mina (usinas em “boca de mina”) nos estados da região sul do país, conforme apresentado na Tabela 2.2, totalizando 1.415 MW em operação.

Tabela 2.2 - Brasil: usinas termelétricas em operação.

Usina	Potência (MW)	Município	UF	Proprietário
Charqueadas	72	Charqueadas	RS	Tractebel
Presidente Médici A, B	446	Candiota	RS	CGTEE
São Jerônimo	20	São Jerônimo	RS	CGTEE
Figueira	20	Figueira	PR	Copel
Jorge Lacerda I e II	232	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Jorge Lacerda III	262	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Jorge Lacerda IV	363	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Total	1.415			

Fonte: ANEEL, 2009

Fato importante a ser observado é que, assim como uma parcela significativa das usinas termelétricas existentes no mundo, as usinas brasileiras estão no final de sua vida útil, embora deva ser considerado que o nível de utilização (fator de capacidade médio) é bem menor no Brasil que em outros países.

Assim, por utilizarem tecnologia ultrapassada e pelo fato de o combustível possuir baixa qualidade, essas usinas possuem baixos rendimentos implicando, dentre outros aspectos, um maior impacto ambiental para cada MWh gerado.

Tabela 2.3 - Brasil: usinas termelétricas com outorga.

Usina	Potência (MW)	Município	UF	Proprietário
Seival	542	Candiota	RS	UTE Seival Ltda.
Jacuí	350,2	Charqueadas	RS	Elétrica Jacuí S.A.
Candiota III	350	Candiota	RS	CGTEE
Sul Catarinense	440,3	Treviso	SC	UTE Sul Catarinense
Concórdia	5	Concórdia	SC	Sadia
Seival	542	Candiota	RS	UTE Seival Ltda.
Total	1.687,5			

Fonte: ANEEL, 2009

Outras novas usinas a carvão que já possuem outorga da ANEEL devem entrar em operação nos próximos anos, totalizando mais de 1.600 MW, conforme listado na Tabela 2.3.

Em função do baixo poder calorífico do carvão nacional, o seu transporte por longas distâncias não se justifica economicamente. Por outro lado, o carvão importado possui qualidade bem superior ao nacional, permitindo seu transporte por grandes distâncias, o que tipicamente é feito por navios e trens. Em alguns casos, pode-se observar algumas sinergias com outros setores no transporte marinho como é o caso, por exemplo, dos navios que levam minério de ferro do Brasil para a China e voltam carregados com carvão, reduzindo os custos do frete.

Assim, pressupõe-se que todas as novas usinas que venham a ser implantadas na região Sul deverão utilizar o carvão nacional e ser localizadas próximas às minas enquanto que nas demais regiões do país, deverão utilizar o carvão importado e ser localizadas nas proximidades de portos e/ou ferrovias que tenham conexão com esses portos. Outros fatores restritivos quanto à localização de novas usinas é a disponibilidade de água necessária ao processo de geração e, futuramente, a facilidade para a disposição do CO₂ capturado através do CCS, como observado no primeiro capítulo.

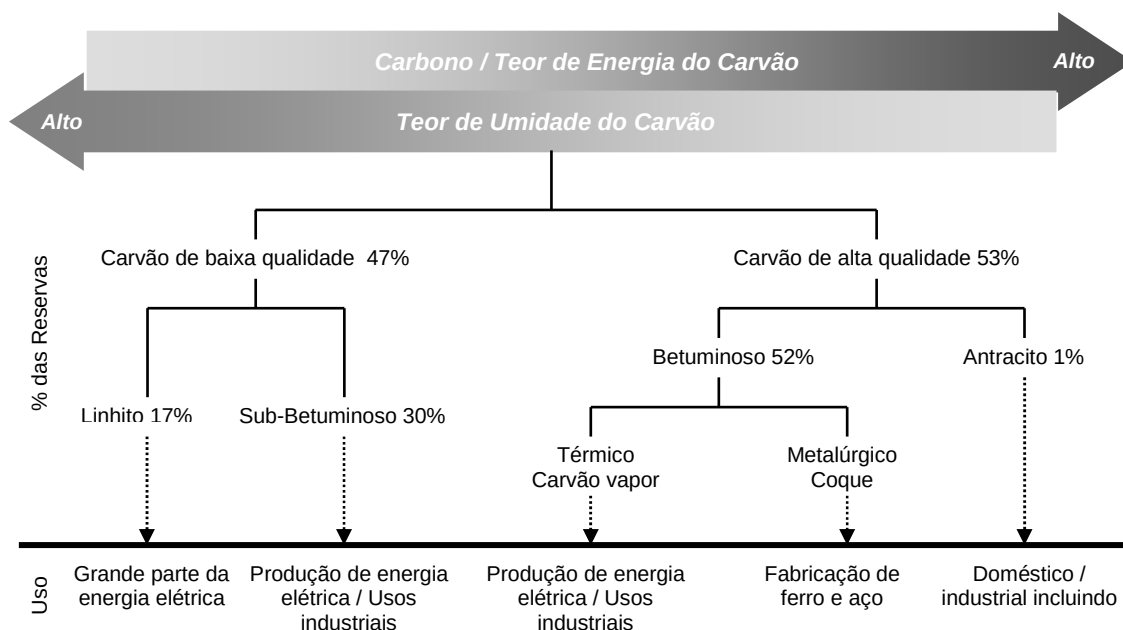
2.4 – Caracterização do Combustível

O carvão mineral é uma denominação genérica para rochas sedimentares composta principalmente de material orgânico, substâncias minerais, água e gás. É formado da decomposição de vegetais em ambiente primordialmente anaeróbico que através de processos micro-biológicos e químicos, sob efeito da pressão e temperatura produz, através de milhares de anos, a carbonificação da matéria.

Devido ao soterramento, as plantas são sujeitas a elevadas temperaturas e pressões que causam mudanças físicas e químicas na vegetação, transformando-a em carvão mineral. Inicialmente há a formação da turfa, o precursor do carvão mineral, que é convertido em linhito ou carvão marrom, tipo de carvão com baixa maturidade orgânica (teor de carbono). Com o passar dos tempos, sob efeito da temperatura e pressão, o linhito, progressivamente aumenta sua maturidade e transforma-se num tipo de carvão chamado de carvão sub-betuminoso. Continuando neste processo de

metamorfização¹³, as mudanças continuam a ocorrer e o carvão se torna mais duro e mais maduro, a ponto de ser classificado como carvão betuminoso ou carvão duro. Sob determinadas condições de temperatura e pressão, e continuando o processo de carbonificação, o carvão betuminoso toma a forma da antracita, o último estágio antes do carvão tornar-se grafite.

De acordo com o grau de metamorfismo ou carbonificação sofrido pelo carvão, podemos classificá-lo conforme o grau de maturidade (teor de carbono) em turfa (com cerca de 60% de carbono), linhito (70%), sub-betuminoso, betuminoso (80% a 85%) e antracito (90%). As propriedades físicas e químicas variam significativamente com esse grau de maturidade, bem como o tipo de aplicação. Podemos classificar o carvão de acordo com o grau de maturidade, referindo-se a carvão de baixo rank o linhito e o sub-betuminoso, tipicamente moles, friáveis com aparência de terra, caracterizados como altos níveis de umidade e baixo conteúdo de carbono e, por conseguinte, baixo poder energético.



Fonte: WCI, 2009

Figura 2.5 - Tipos de carvão e seus usos.

Carvões de alto rank são tipicamente duros, robustos e freqüentemente têm uma aparência preta e vítrea. O aumento do rank é acompanhado de um aumento do teor de carbono e de conteúdo energético, e com o decréscimo da umidade. A Figura 2.5

¹³ **Metamorfismo:** Processo de natureza geoquímica, no qual os resíduos soterrados por sedimentos inorgânicos experimentam compactação, desidratação e diversas reações de craqueamento e condensação, provocado pela (i) pressão, (ii) tempo e (iii) temperatura, sendo esta última a mais importante no metamorfismo.

mostra um diagrama do ranking do carvão mineral. O antracito é o topo da escala e tem um teor de carbono elevado, alta capacidade energética (poder calorífico) e baixo conteúdo de umidade.

Com a utilização extensiva do carvão mineral, bem como pela necessidade de classificar quanto suas propriedades e características, diversas entidades de normalização elaboraram uma classificação para carvões, empregando classificações distintas para os carvões do tipo duro e do tipo mole.

Para os carvões do tipo duro, as seguintes características são consideradas na sua classificação:

- Conteúdo de voláteis;
- Fusividade (caking);
- Poder coqueificante (coking).

O conteúdo de voláteis se refere à perda de peso em condições controladas de aquecimento. Este índice determina a classe sendo que, no caso de ser maior que 33%, utiliza-se o poder calorífico.

A fusividade corresponde ao comportamento plástico sob queima rápida. É o segundo índice que determina o grupo sendo medido pelo Índice de Inchamento (FSI – Free Swelling Index) ou pelo Índice de Roga.

O terceiro índice, o poder coqueificante, corresponde ao comportamento plástico-mecânico sob aquecimento lento. É o terceiro índice que determina o subgrupo, sendo medido pelo Teste de Dilatometria ou pelo Ensaio de Gray-King.

A Tabela 2.4 mostra a classificação internacional de carvões do tipo duro.

Os carvões do tipo mole ficaram fora da classificação anterior, e foi criado um sistema baseado em duas propriedades:

- Teor de umidade;
- Capacidade de produção de alcatrão.

O teor de umidade é a relação entre a massa de água pela massa seca do material. Esse índice caracteriza a classe do material e dá idéia do seu valor como combustível.

Tabela 2.4 - Classificação internacional de carvões do tipo antracito e betuminoso.

Grupos (determinado pela fusividade)			Códigos										Sub-Grupos (determinado pelas propriedades coqueificantes)				
Núm. grupo	Parâmetros alternativos		O primeiro dígito do código indica a classe do carvão, determinada pelo conteúdo volátil até 33% VM e pelo poder calorífico acima de 33% VM. O segundo dígito indica o grupo do carvão, determinado pela fusividade O terceiro dígito indica o subgrupo, determinado pelo poder coqueificante										Núm. subgrupo	Parâmetros alternativos			
	FSI	Índice de Roga												Teste de Dilatometria (% dilat.)	Ensaio de Gray-King		
3	> 4	> 45					435	535	635				5	> 140	> G8		
						334	434	534	634				4	50 - 140	G5 - G8		
						333	433	533	633	733			3	0 - 50	G1 - G4		
						332 a	332 b	432	532	632	732	832		2	< 0	E - G	
2	2,5 - 4	20 - 45				323	423	523	623	723	823		3	0 - 50	G1 - G4		
						322	422	522	622	722	822		2	< 0	E - G		
						321	421	521	621	721	821		1	Apenas contração	B - D		
1	1 - 2	5 - 20			212	312	412	512	612	712	812		2	< 0	E - G		
					211	311	411	511	611	711	811		1	Apenas contração	B - D		
0	0 - 0,5	0 - 5		100		200	300	400	500	600	700	800	900	0	Não-suavizante	A	
				A	B												
Núm. Classe			0	1		2	3	4	5	6	7	8	9	Como indicação, as seguintes classes têm conteúdo volátil de: 6: 33 - 41% 7: 33 - 44% 8: 35 - 50% 9: 42 - 50%			
Param. classe	Conteúdo volátil		0 - 3	> 3 - 10		> 10 - 14	> 14 - 20		> 20 - 28	> 28 - 33	> 33	> 33	> 33				> 33
				> 3 - 6,5	>6,5 - 10		> 14 - 16	> 16 - 20									
	Valor calorífico bruto kcal/kg (30°C, 96% umidade)		-	-	-	-	-	-	-	-	> 7750	> 7200 - 7750	> 6100 - 7200	6100 e menos			
Classes (determinada pelo conteúdo volátil até 33% VM e pelo parâmetro calorífico acima de 33% VM)																	

Fonte: Speight, 2005

A capacidade de produção de alcatrão dá a idéia do seu valor como produtor de insumo químico e caracteriza o grupo no qual pertence.

As jazidas brasileiras de carvão se localizam principalmente nos três estados do Sul onde, há milhões de anos, havia ambientes costeiros com deltas, lagunas e um clima sazonal temperado. A maior parte dos atuais continentes ainda encontrava-se unida no supercontinente Gondwana, quando camadas sedimentares se depositaram numa grande área deprimida, hoje chamada Bacia Sedimentar do Paraná. Ali, ainda no Período Permiano da Era Paleozóica, entre 240 e 280 milhões de anos atrás, formaram-se jazidas de carvão.

O ambiente em que foram formados os carvões brasileiros determinou suas características e possíveis aplicações nos dias de hoje. Os pântanos costeiros estavam sujeitos ao avanço de dunas litorâneas e da água do mar, rica em sais dissolvidos. Formou-se, assim, um carvão com alto teor de cinzas¹⁴ e de enxofre e ferro, disseminados na forma de pirita.

Tabela 2.5 – Características gerais dos carvões brasileiros.

UF	Jazida	Poder Calorífico (kcal/kg)	Carbono (% m/m)	Cinzas (% m/m)	Enxofre (% m/m)
PR	Cambuí	4.850	30,0	45,0	6,0
	Sapopema	4.900	30,5	43,5	7,8
SC	Barro Branco	2.700	21,4	62,1	4,3
	Bonito	2.800	26,5	58,3	4,7
	Candiota	3.200	23,3	52,5	1,6
	Santa Teresinha	3.800 - 4.300	28,0 - 30,0	41,0 - 49,5	0,5 - 1,9
	Morungava/Chico Lomã	3.700 - 4.500	27,5 - 30,5	40,0 - 49,0	0,6 - 2,0
RS	Charqueadas	2.950	24,3	54,0	1,3
	Leão	2.950	24,1	55,6	1,3
	Iruí	3.200	23,1	52,0	2,5
	Capané	3.100	29,5	52,0	0,8

Fonte: MME, 2009

Tais características conferiram ao carvão brasileiro um alto conteúdo de impurezas (teor de cinzas em torno de 40 e 60% e de Enxofre geralmente entre 0,5 e 8,0%) e um baixo poder calorífico (normalmente entre 2.700 e 5.000 kcal/kg), conforme apresentado na Tabela 2.5. Essas características fazem com que seja difícil o seu

¹⁴ Matéria mineral inerte, não-carbonosa, composta basicamente por silicatos e quartzo.

beneficiamento (separação da matéria orgânica). Apresenta, também, baixo poder coqueificante, o que faz com que apenas alguns carvões de Santa Catarina possam ter uso siderúrgico e, mesmo assim, misturado com carvões importados. De acordo com a classificação ASTM, se enquadram como tipo sub-betuminoso A e B.

Em Santa Catarina, as reservas remanescentes são para lavra subterrânea. As condições geológicas das ocorrências de carvão, mais complexas, dificultam e tendem a onerar a lavra. No RS, a principal restrição na lavra subterrânea está relacionada com a fragilidade das encaixantes. As condições de mineração a céu aberto em Candiota são as mais favoráveis.

As reservas nacionais medidas totalizam 6,62 bilhões de toneladas cuja distribuição está ilustrada na Figura 2.6. A Tabela 2.6 apresenta as reservas de carvão mineral no Brasil.



Fonte: DNPM, 2001

Figura 2.6 – Distribuição das reservas de carvão no Brasil.

Considerando-se os menores valores de poder calorífico apresentados na Tabela 2.5 para cada estado e uma eficiência de geração da ordem de 34%, o que é facilmente obtido com a tecnologia de carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC), como

será visto posteriormente, as reservas nacionais apresentadas na Tabela 2.6 são capazes de gerar 7.000 MW (equivalente à metade da capacidade instalada de Itaipu) durante 125 anos.

Tabela 2.6 – Reservas de carvão no Brasil em 2005.

Estado	Reservas (10 ³ t)			
	Medida	Indicada	Inferida	Lavrável
Maranhão	1.092	1.728	-	1.092
Paraná	4.184	212	-	3.509
Rio Grande do Sul	5.255.915	10.098.475	6.317.050	5.376.789
Santa Catarina	1.354.211	593.216	217.069	1.212.340
São Paulo	2.050	1.111	1.263	2.050
Total	6.617.453	10.694.744	6.535.382	6.595.781

Fonte: DNPM, 2006

Dado o peso da participação hidroelétrica na matriz energética brasileira, a utilização prática de geração térmica no país tem sido diferente da que é praticada na maioria dos países nos quais a produção de energia elétrica baseada no calor é a prevalente.

Neste contexto, como o regime hidrológico que condiciona a geração hídrica é caracterizado pela incerteza, a capacidade instalada desse sistema envolve um pressuposto de subutilização quando o regime pluviométrico apresenta escassez.

Em contrapartida, quando o regime de chuvas no conjunto do sistema interligado apresenta excesso de oferta, as hidroelétricas atendem com sobra a demanda do mercado.

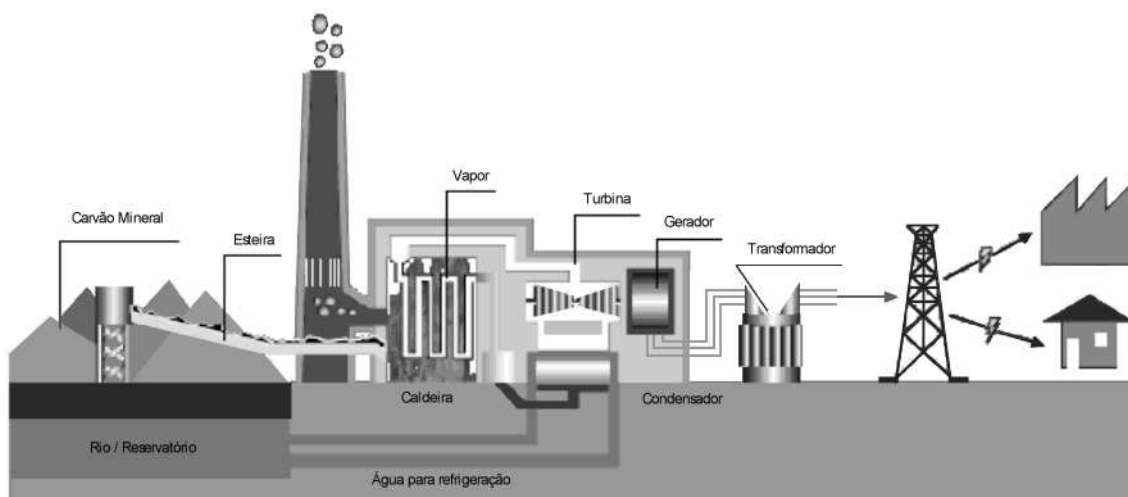
Como as termoeletricas no Brasil exercem papel complementar, sendo chamadas a operar quando as projeções de aflúências nos reservatórios das hidroelétricas sinalizam uma perspectiva de escassez, a consequência é que apenas em situações limites a capacidade instalada termoeletrica é chamada a operar a plena carga.

Esses fatores em conjunto, ou seja, a baixa qualidade do mineral, as dificuldades geológicas para sua extração e as características operacionais das termelétricas impostas pelo sistema elétrico brasileiro tendem a aumentar os custos de produção e a desestimular a implantação de novas tecnologias de lavra e beneficiamento.

2.5 – Componentes Básicos de uma UTE

O procedimento geral para a queima do carvão em térmicas, considerando também a extração e preparo do carvão, consiste nas seguintes etapas:

- O carvão é extraído do solo, fragmentado e armazenado em pilhas;
- O carvão é levado às usinas e acumulado em pilhas;
- Por meio de correias transportadoras, o carvão segue ao setor de preparação de combustível, o que inclui uma trituração preliminar e uma etapa de pulverização nos moinhos, o que permitirá melhor aproveitamento térmico;
- O carvão, na granulometria requerida, é armazenado em silos;
- Dos silos, o carvão é enviado para a sua queima na fornalha da caldeira, sendo ali injetado por meio de queimadores.



Fonte: ANEEL, 2008

Figura 2.7 – Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.

O calor liberado por essa queima é transferido à água que circula nos tubos que envolvem a fornalha, transformando-a em vapor superaquecido. Esse vapor é fornecido à turbina movimentando seu eixo. O vapor condensa nas superfícies do tubo do condensador, sendo o calor latente removido utilizando a água de resfriamento de uma fonte fria que é levada ao condensador pelas bombas de circulação. O condensado, logo após as bombas, passa pelo aquecedor de baixa pressão, o desaerador, a bomba de alimentação e os aquecedores de alta pressão, retornando de novo para a caldeira, a fim de fechar o ciclo. O eixo da turbina, acoplado a um gerador, transforma seu movimento giratório em eletricidade que é convertida para a tensão requerida e fornecida aos consumidores por meio das linhas de transmissão.

No caso da co-geração, o processo é similar, porém o vapor, além de gerar energia elétrica, também é extraído para ser utilizado no processo industrial.

O regime de utilização de térmicas no Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme foi exposto acima, é complementar o que, a princípio, apresenta vantagens. Entretanto, para os empreendedores na geração térmica, apresenta componentes que constituem desafios e dificuldades não triviais a enfrentar.

Uma primeira dificuldade é equacionar um contrato de fornecimento de carvão que possa apresentar modulações no fornecimento compatíveis com as incertezas do regime pluviométrico. Afortunadamente, a grande maioria do carvão energético minerável no sul do Brasil está disponível para extração a céu aberto, tornando a atividade extrativa uma espécie de trabalho de terraplenagem que permite mobilização e desmobilização de equipamentos com certa flexibilidade. Isso, porém, não é verdade para outras regiões do país e nem para o caso do carvão importado.

Outra implicação do regime operacional das térmicas está associada ao fato de que diminuições de carga ou retiradas periódicas de serviço são deletérias, seja para a vida útil das instalações, principalmente as de combustão, seja para a obtenção dos rendimentos nominais, que costumam ser definidos de forma bastante ambiciosa quando da especificação e encomenda das unidades geradoras.

A última circunstância acima torna recomendável uma acurada análise prospectiva e de estudo de cenário quando se avalia a aquisição de uma instalação termoeletrica para operar integrada ao sistema interligado, segundo as regras de despacho do ONS.

Resumindo-se esta apreciação, pode ser comentado que, em seu papel complementar histórico, as térmicas no Brasil vêm sendo prioritariamente garantidoras de disponibilidade, ao invés de fornecedoras regulares de energia.

2.5.1 – Caldeira

A caldeira é o equipamento que produz vapor em alta pressão utilizando a energia térmica liberada durante a combustão do combustível. Esse vapor é utilizado para o acionamento de máquinas térmicas, para a geração de potência mecânica e elétrica, assim como para fins de aquecimento em processos industriais.

O tipo e a qualidade do combustível influenciam na construção da fornalha, do queimador e da caldeira. O carvão é geralmente empregado em fornalha de queima em suspensão para combustíveis sólidos.

Fornalhas de leito fluidizado apresentam vantagens importantes, sendo a principal a flexibilidade de operação. Fornalhas dessa natureza admitem diferentes tipos de combustíveis, mesmo os que apresentam baixo teor de carbono, alto teor de enxofre e/ou cinzas, e, ainda, a possibilidade de utilização de combustíveis com uma granulometria relativamente grossa, reduzindo o custo de preparação.

Os tipos de leito fluidizado mais utilizados são: o convencional ou borbulhante e o circulante. Vale ressaltar, contudo, que os sistemas de combustão em leito fluidizado têm limites de dimensionamento, pois para leitos com áreas acima de 100 m², o ar de sustentação não se distribui uniformemente, influenciando negativamente a eficiência de combustão (EPRI, 2002).

2.5.2 – Grupo Turbina-Gerador

Uma central termelétrica de geração com ciclo vapor tem como máquina térmica uma turbina a vapor, com o único objetivo de produzir eletricidade. A introdução de alternativas térmicas de recuperação de calor, como o aquecimento regenerativo e o reaquecimento, permite alcançar uma maior eficiência da central.

A temperatura na qual a turbina opera é muito importante. Quanto mais elevada a temperatura, maior sua eficiência. O gás que flui pela turbina pode chegar a 1.260°C, mas alguns metais que a constituem não suportam temperaturas superiores a 900°C. Por isso, emprega-se ar para resfriamento dos componentes da turbina, o que acaba limitando a sua eficiência térmica.

A turbina a vapor é um equipamento mecânico que extrai a energia térmica do vapor pressurizado e o converte para trabalho mecânico rotacional. Uma turbina ideal é considerada um processo isentrópico (ou de entropia constante), onde a entropia do vapor entrante na turbina é igual à entropia do vapor que sai dela. Nenhuma turbina é verdadeiramente isentrópica, porém as eficiências isentrópicas típicas se situam entre 20% e 90%.

Para maximizar a eficiência da turbina, o vapor é expandido em vários estágios para gerar trabalho. Tais estágios são caracterizados pela forma como a energia é extraída

deles e são conhecidos como turbinas de impulso ou de reação. Várias turbinas modernas são uma combinação dos dois tipos, de modo que as seções de maior pressão são do tipo impulso e as seções de menor pressão são do tipo reação.

2.5.3 – Condensador

O condensador é um trocador de calor no qual se realiza a conversão do vapor de exaustão da turbina ao estado líquido, utilizando água como fluido de resfriamento. O vapor de exaustão vai para o condensador através da seção de exaustão da turbina e condensa ao entrar em contato com a superfície dos tubos resfriados internamente pela água que circula por meio de bombas. O ejetor a vapor remove os gases incondensáveis do condensador e mantém um nível de vácuo ótimo para a operação da turbina. A temperatura e a pressão de vapor e a sua pressão no condensador dependem da temperatura e da vazão de água de resfriamento. O condensado acumulado na parte inferior do condensador é bombeado através do sistema de aquecimento regenerativo para a caldeira de vapor, fechando o ciclo.

2.5.4 – Controle de Emissões

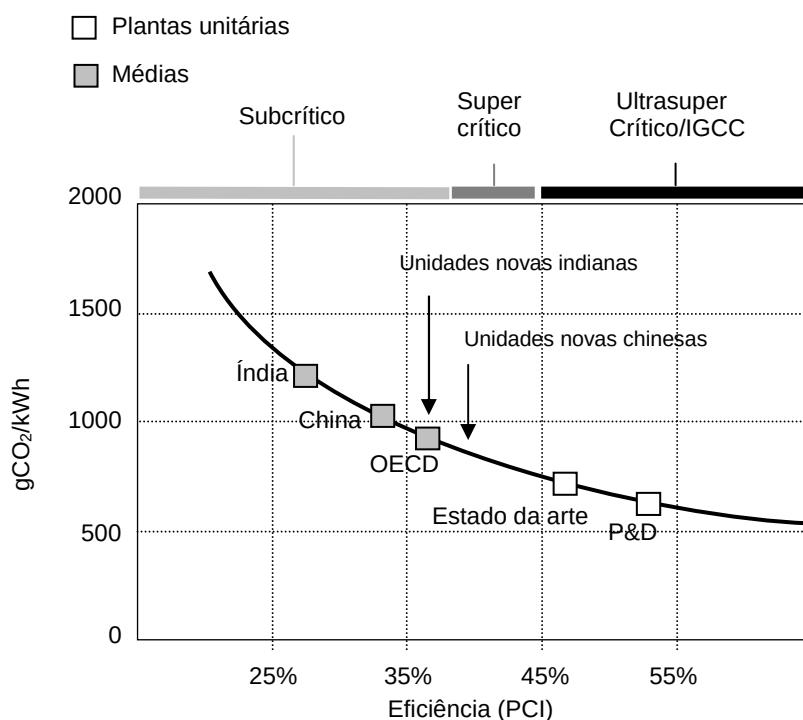
Uma das alternativas para a redução do nível de algumas das emissões de uma termoelétrica, tais como material particulado, SO_x e CO₂, é através do aumento de sua eficiência. O gráfico apresentado na Figura 2.8 mostra, como exemplo, o efeito da eficiência sobre as emissões de CO₂.

O aumento da eficiência de plantas de geração constitui-se na forma de melhor custo-benefício e de resultados mais rápidos na redução das emissões citadas (WCI, 2007). Esse é o caso de países em desenvolvimento e de economias em transição onde geralmente as eficiências de plantas existentes são baixas.

O controle de emissões gasosas pode ser feito de três formas: após a combustão, através do tratamento dos gases efluentes, durante a combustão ou antes da combustão. As tecnologias atuais de tratamento de gases efluentes (pós-combustão) são:

- Precipitador eletrostático e filtro de mangas – Esses sistemas são responsáveis pela captação do material particulado. A emissão de material particulado na atmosfera é responsável por doenças respiratórias, impactos na visibilidade local e provoca acúmulo de poeira nas regiões vizinhas. O precipitador

eletrostático opera carregando eletrostaticamente as partículas e depois as captando por atração eletromagnética. Já o filtro de mangas consiste em um sistema de filtragem pela passagem dos gases através de mangas onde as partículas ficam retidas na superfície e nos poros dos fios, formando um bolo que atua também como meio filtrante. Para reduzir a resistência ao fluxo do ar o bolo deve ser periodicamente desalojado. Os precipitadores eletrostáticos são equipamentos de elevado custo e consumo energético, porém, de alta eficácia. Esses sistemas podem reduzir em até 99,99% o nível de emissão de particulados (WCI, 2007).

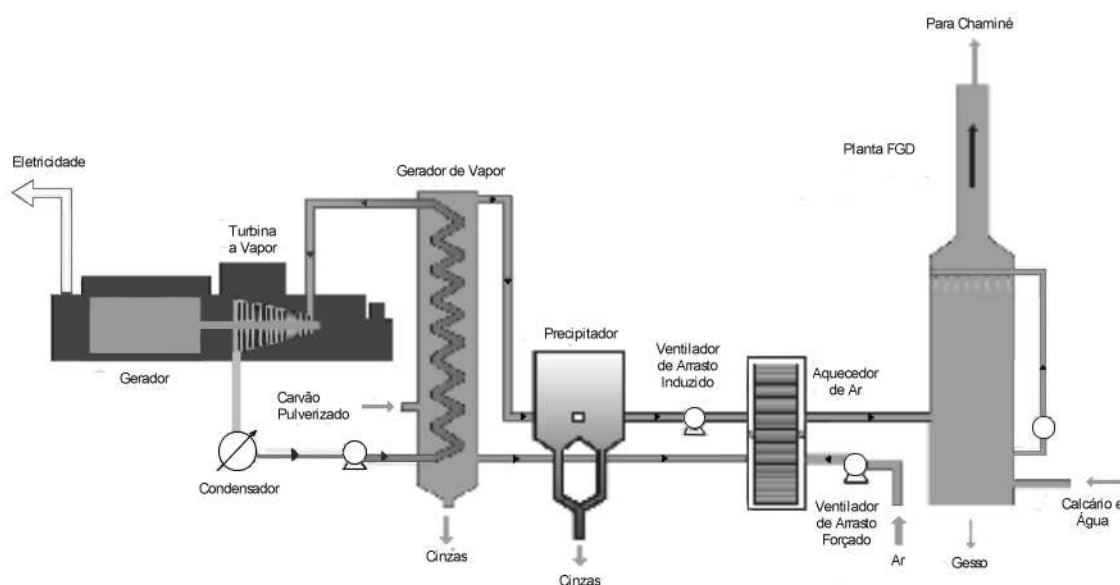


Fonte: WCI, 2007

Figura 2.8 – Emissões de CO₂ de térmicas a carvão

- Lavadores de gases – Os lavadores são usados para capturar tanto os particulados quanto o dióxido de enxofre através da injeção de gotas d'água no fluxo gasoso formando resíduos líquidos. A adição de calcário à água aumenta a absorção de enxofre. Esse sistema exige o tratamento posterior dos efluentes líquidos.
- Dessulfurizador (FGD – Flue Gas Desulfurization) – Tecnologia de remoção do SO_x a partir da lavagem dos gases. As categorias principais são: (i) lavagem úmida usando uma mistura absorvente, normalmente com calcário ou cal; (ii) jato seco usando misturas absorventes similares; (iii) sistemas de injeção de absorventes seco; (iv) lavadores secos; (v) processos regenerativos; e (vi) processos de remoção combinada de SO₂/NO_x. Os sistemas de FGD podem

ser projetados para utilizar calcário ou amônia como absorventes. Uma vantagem da utilização da amônia é a produção de sulfato de amônia que pode ser utilizado como fertilizante ao invés da grande produção de gesso resultante da reação com calcário. Um exemplo esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2.9. Esse sistema pode remover até 95% do SO_2 contido nos gases de exaustão.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.9 – Diagrama esquemático do sistema FGD.

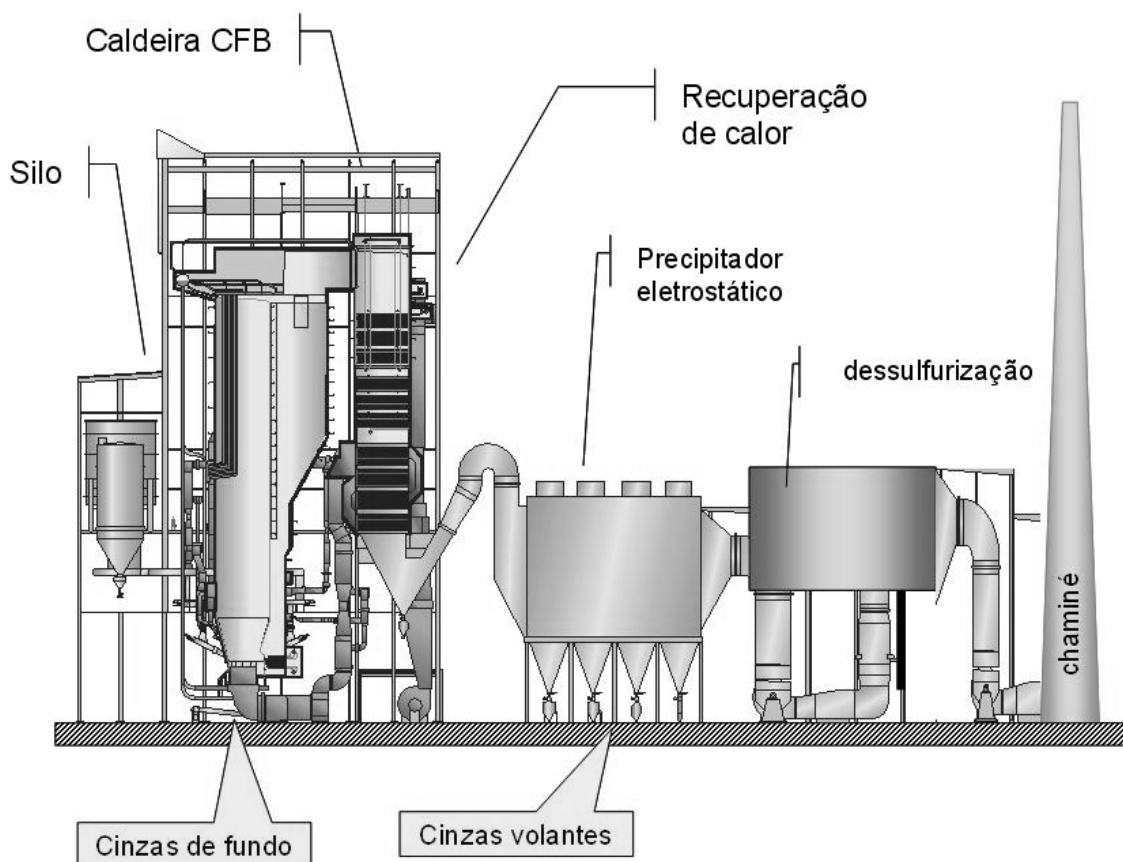
- Sistemas de filtragem de gases quentes – sistemas de remoção de material particulado, mas que operam sob temperaturas (de 260 a 900°C) e pressões (de 1 a 3 MPa) maiores que os sistemas convencionais de remoção de particulados eliminando, com isso, a necessidade de resfriamento dos gases efluentes (WCI, 2007). Essas tecnologias ainda necessitam de maiores avanços em pesquisas para permitir seu uso comercial mais amplo.
- Redução Catalítica e Não-Catalítica Seletiva (SNCR – Selective Non Catalytic Reduction e SCR) – O SNCR consiste em um sistema de redução das emissões de óxidos de nitrogênio através da injeção de amônia ou uréia na fornalha onde os gases estão a uma temperatura entre 870°C e 1150°C para reagir com o NO_x formando N_2 , CO_2 e água. Em tese, esse sistema é capaz de alcançar rendimentos de até 90% de redução nas emissões de NO_x , porém restrições práticas de temperaturas, tempo e mistura levam a resultados piores (WCI, 2007). Já o SCR consiste na conversão do óxido de nitrogênio em água e N_2 através da adição de uma solução redutora, tipicamente amônia anidra, amônia aquosa ou uréia e absorvida em um catalisador.

- Sequestro de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage) – Sistema de captura e armazenamento de carbono. Constitui-se como uma das principais formas de redução das emissões de CO₂ podendo alcançar níveis entre 75 e 92% (Rubin *et al.*, 2009). Esse sistema será tratado com mais detalhes adiante.

Podem-se citar as seguintes opções para o controle de emissões durante a combustão:

- Controle da temperatura de combustão e da quantidade de O₂ (controle da mistura de ar) de forma a evitar a formação de óxidos de nitrogênio, o que se dá em altas temperaturas. Esse sistema pode reduzir as emissões em cerca de 30 a 55% (WCI, 2007);
- Injeção do combustível junto com material absorvente como, por exemplo, calcário, na câmara de combustão para remoção do enxofre.

A Figura 2.10 apresenta um exemplo de sistema de tratamento de efluentes onde é apresentada uma caldeira em leito fluidizado que tem, como característica, as opções de controle de emissões durante a combustão.



Fonte: FWC, 2009

Figura 2.10 – Perfil esquemático do processo de tratamento de emissões.

Como dito anteriormente, a combustão do carvão gera quantidades significativas de cinzas que são recolhidas no fundo da caldeira (cinzas pesadas) e no sistema de captação do material particulado (cinzas leves). Em função do grande percentual de material inerte contido no carvão nacional, a quantidade de cinzas gerada é ainda maior de quando se usa o carvão importado.

Tabela 2.7 – Opções tecnológicas no tratamento de gases e resíduos em termoeletricas a carvão.

Impactos Ambientais	Tecnologias de Tratamento	Redução Máxima Possível	Status da Distribuição
Particulados	Filtragem de gases quentes	98%	Tecnologias convencionais amplamente difundidas em países desenvolvidos e em desenvolvimento.
	Lavador de gás	99,9%	
	Precipitador eletrostático	99,99%	Novas tecnologias em desenvolvimento para uso com tecnologias de combustão avançadas.
	Filtro manga	>99,9999%	
Dióxido de Enxofre	Processo de injeção de absorventes	90%	Tecnologias maduras e amplamente difundidas em países desenvolvidos, necessidade de maior difusão em países em desenvolvimento.
	Sistemas regenerativos	>95%	
	Jato seco em spray	>95%	
	Jato seco	97%	Novas tecnologias em desenvolvimento para a redução de custos e aumento do desempenho ambiental.
	Remoção combinada SO ₂ /NO _x	>98%	
	Lavador de gás	99%	
Óxido de Nitrogênio	Recirculação dos gases efluentes	<20%	Tecnologias amplamente difundidas em países desenvolvidos, necessidade de maior difusão em países em desenvolvimento.
	Otimização dos queimadores	39%	
	SNCR	50%	
	Estágios de ar	60%	
	Estágios de combustível	70%	Reduções atuais estão defasadas pelo crescente uso de combustível, necessitando novas tecnologias aperfeiçoadas para permitir maiores reduções.
	Controle de temperatura	70%	
	Remoção combinada SO ₂ /NO _x	80%	
	SCR	90%	
Mercúrio	Lavadores de gases	26%	Tecnologias de abatimento de outros poluentes, tais como particulados, reduzem as emissões de mercúrio.
	Precipitadores eletrostáticos (ESP)	42%	
	Beneficiamento do carvão	78%	
	Filtros manga	82%	
	ESP modificado + absorventes e/ou resfriamento dos gases exaustos	>90%	Pesquisas para desenvolver tecnologias de controle de mercúrio específicas em resposta a legislações sobre a emissão de mercúrio estão sendo feitas.
	Lavadores secos + absorventes	>90%	
	Lavadores de gases	95%	
Cinzas	Utilizações como materiais de construção e engenharia civil	100%	As cinzas podem ser usadas em uma grande variedade de propósitos. A proporção usada nos países é dependente da legislação relativa à disposição final de resíduos.

Fonte: WCI, 2007

Finalmente, o processo de controle antes da combustão se baseia no tratamento do carvão, comumente conhecido como processo de beneficiamento do carvão. É o

processo de limpeza na qual a matéria mineral é removida do carvão minerado para produzir um produto mais limpo. O carvão bruto (também conhecido como Run Of Mine – ROM) possui diversas qualidades e contém substâncias como argila, areia e carbonatos.

Dentre os benefícios desse processo, pode-se citar:

- Redução do conteúdo de cinzas do carvão em até 50%, levando a emissões muito menores de material particulado;
- Aumento na eficiência da planta e, conseqüentemente, redução na emissão de GEE; e
- Aumento do calor específico e da qualidade do carvão, diminuindo o conteúdo de enxofre e componentes minerais.

Esse processo, porém, gera impactos ambientais, conforme já foi apontado nesse capítulo.

A Tabela 2.6 resume as opções tecnológicas para o controle de emissões e de resíduos formados durante a combustão do carvão.

2.6 – Tecnologias de Mineração

A mineração de carvão pode ser feita através de dois métodos: céu aberto ou em minas subterrâneas. A escolha entre um deles é determinada pela geologia do depósito do mineral, ou seja, pela altura da cobertura da mina. No caso de depósitos rasos, o carvão poderá ser lavrado a céu aberto, dependendo do terreno onde mina está localizada. Esse sistema é o que oferece menores custos e maior segurança de trabalho. Nos casos onde os custos da lavra a céu aberto tornam-se proibitivos, utiliza-se a mineração subterrânea. Esse tipo de mineração, segundo WCI (2008), é responsável por 60% da produção mundial embora em vários importantes países produtores a mineração a céu aberto seja a mais comum.

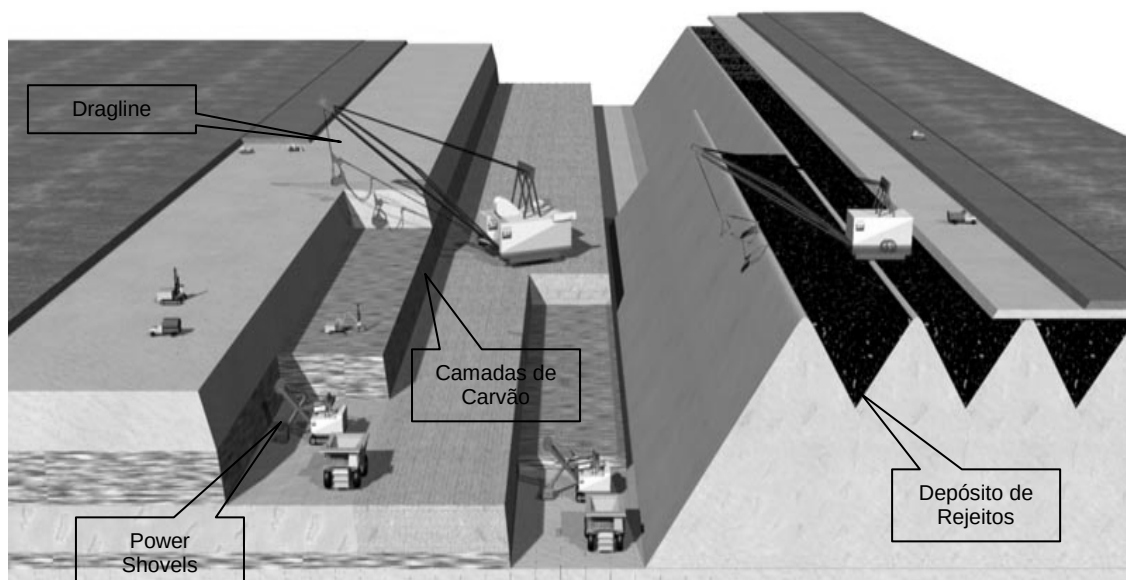
2.6.1 – Mineração a Céu Aberto

Antigamente, a mineração ao ar livre era feita pela retirada da cobertura de solo e da extração das camadas de carvão em percursos espirais. As máquinas iam de fora para dentro da área a ser minerada retirando o minério e, ao final, abandonavam a cava da mina, sem qualquer tipo de recuperação. Até hoje, a maior parte das áreas assim exploradas se encontra sem nenhuma recuperação ambiental (Monteiro, 2004).

Atualmente a mineração a céu aberto é feita em sistema de tiras. Enquanto uma faixa do terreno é minerada, a topografia da faixa anterior é recomposta, facilitando a recuperação da paisagem destruída pelo avanço da mina. Assim, pode-se ter uma reconstituição satisfatória da topografia e da paisagem, ainda que a qualidade da água e a química do solo sejam alteradas nestes locais, comprometendo seus usos futuros.

As cavas das minas a céu aberto também podem ser usadas para a disposição final de resíduos, desde que a área seja adequadamente preparada.

A taxa de recuperação nesse método pode chegar a 90% se toda a camada puder ser explorada, valor esse bem superior aos obtidos pela mineração subterrânea. Entretanto, a taxa de recuperação de uma mina a céu aberto e, portanto, a viabilidade econômica, depende da espessura da cobertura da mina (EPE, 2007). Essas minas podem ocupar extensas áreas e, por isso, exigem grandes equipamentos, tais como escavadeiras de arrasto (draglines), pás mecânicas (power shovels), caminhões e esteiras. O trabalho de desmonte do solo e das rochas é feito por explosivos. Em seguida, o capeamento é retirado pelas escavadeiras ou pelas pás mecânicas. Uma vez que a camada de carvão é recuperada, o mineral é fracionado e empilhado para ser transportado por caminhões ou por esteiras para o local onde ele será beneficiado, caso necessário. A Figura 2.11 mostra um exemplo esquemático de uma mineração a céu aberto.



Fonte: Petrobras, 2009.

Figura 2.11 – Operação de uma mina a céu aberto.

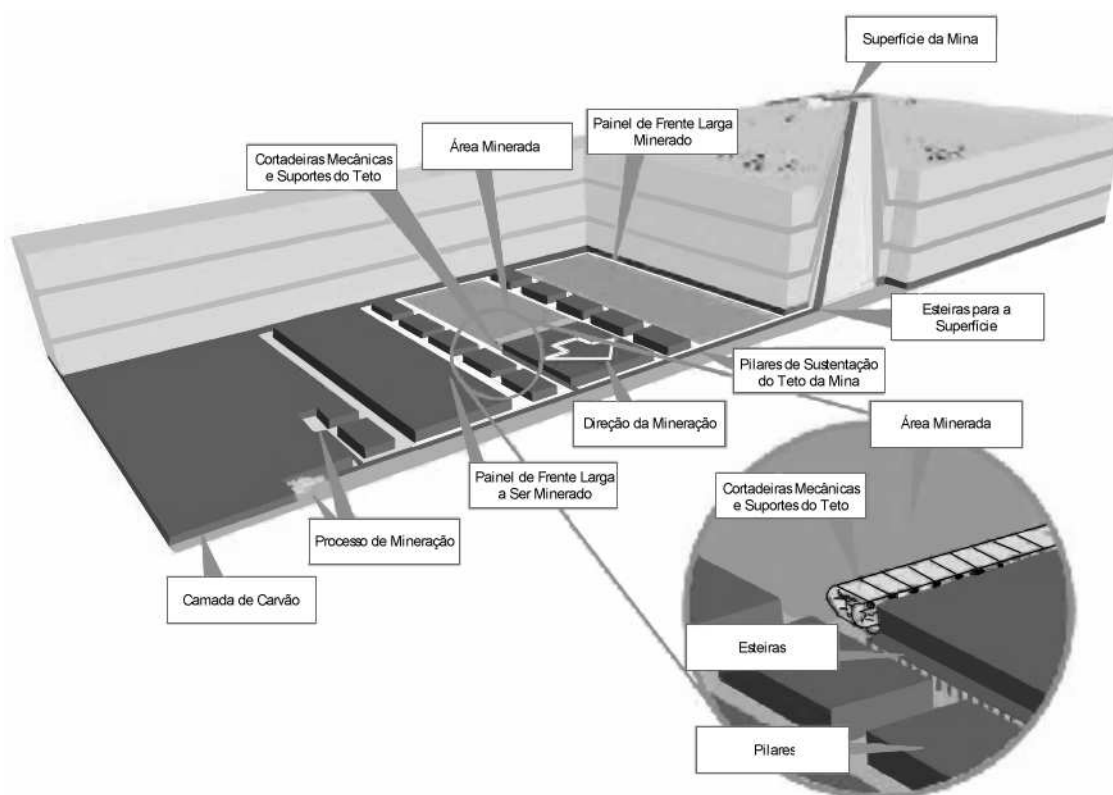
Tipicamente, as minas a céu aberto são ampliadas até que o recurso mineral se esgote. Quando não são mais produtivas para a extração do material, podem ser

transformadas em aterros sanitários. Mesmo assim, é muitas vezes necessário drenar a água para a mina não se tornar um lago. Modernamente, tem sido crescente a preocupação com a recuperação das áreas degradadas pela mineração.

2.6.2 – Mineração Subterrânea

Existem dois métodos de lavra subterrânea: câmara e pilares (room-and-pillar); e frente larga (longwall mining). A Figura 2.12 ilustra a operação em uma mina subterrânea.

No primeiro método, os depósitos de carvão são recuperados de maneira a formar galerias, onde os pilares são formados pelo próprio mineral que sustenta a cobertura da mina e controlam o fluxo de ar. As câmaras normalmente têm de 5 a 10 metros de largura, e os pilares, 30 metros de extensão. O mineral extraído é carregado através de esteiras para a superfície. Na medida em que a mineração avança em direção ao limite do depósito, inicia-se a retirada da mina (retreat mining). Esse processo consiste na mineração do carvão que forma os pilares, de forma a permitir que a cobertura tombe. Ao final deste processo, a mina é abandonada.



Fonte: WCI, 2008

Figura 2.12 – Operação de uma mina subterrânea.

O método da frente larga (longwall mining) envolve a extração total do carvão de uma seção da cobertura ou da frente (larga) utilizando cortadeiras mecânicas. Antes de iniciar a lavra, é necessário um planejamento cuidadoso para assegurar que a aplicação do referido método seja realmente adequada à geologia da mina. A frente do depósito do mineral (longwall) varia de 100 a 350 metros e a cobertura é sustentada por macacos hidráulicos. Uma vez que o carvão seja totalmente extraído da área, permite-se que o teto da mina tombe e, então, a seção é abandonada. A desvantagem desse tipo de lavra é o custo do maquinário que é cerca de dez vezes maior que aquele utilizado no método room-and-pillar¹⁵.

Nas minas subterrâneas, ainda que a alteração da paisagem não seja tão drástica quanto na mineração a céu aberto, os custos são muitas vezes proibitivos, encarecendo a energia gerada, devido aos elevados gastos com a logística e operação das minas.

Quando as camadas de carvão são profundas, a mineração exige, além da retirada de material sólido do subsolo, o bombeamento e descarte da água subterrânea, alterando o regime hídrico da área. A consequência desse procedimento pode, muitas vezes, ser o rebaixamento e o alagamento dos terrenos adjacentes na fase de exaustão das minas.

2.7 – Tecnologias de Geração

O carvão mineral é uma das fontes primárias para produção de energia elétrica mais agressivas ao meio ambiente. Ainda que sua extração e posterior utilização na produção de energia gerem benefícios econômicos (como empregos diretos e indiretos, aumento da demanda por bens e serviços na região e aumento da arrecadação tributária), o processo de produção, da extração até a combustão, provoca significativos impactos socioambientais.

A ocupação do solo exigida pela exploração das jazidas, por exemplo, interfere na vida da população, nos recursos hídricos, na flora e fauna locais, ao provocar barulho, poeira e erosão. O transporte gera poluição sonora e afeta o trânsito. O efeito mais severo, porém, provém de sua utilização em centrais termelétricas que requer um tratamento caro e complexo e é caracterizado por emissões pesadas de óxidos de enxofre (SOx), óxidos de nitrogênio (NOx), CO₂ e particulados.

¹⁵ Segundo a WCI (2008), o custo do maquinário utilizado no método longwall pode chegar a US\$ 50 milhões enquanto que o do room-and-pillars, US\$ 5 milhões.

Com as crescentes pressões ambientalistas, principalmente com relação ao efeito estufa e às mudanças climáticas, diversas iniciativas têm sido empreendidas no sentido de reduzir as emissões de gases ou de mitigar seus efeitos.

Para a mineração, as principais medidas adotadas referem-se à recuperação do solo, destinação de resíduos sólidos e negociações com a comunidade local. É com vistas à produção de energia elétrica, porém, que ocorrem os grandes investimentos em P&D (pesquisa e desenvolvimento), focados na redução de impurezas, diminuição de emissões das partículas com nitrogênio e enxofre (NOx e SOx) e redução da emissão de CO₂ por meio da captura e armazenamento de carbono.

A Comissão Européia criou, em 1998, a diretiva “Large Combustion Plants Directive” (LCPD), restringindo as emissões de NOx, SO₂ e material particulado a partir de plantas de geração de eletricidade. Legislação similar foi criada em outros países desenvolvidos, o que motivou o aperfeiçoamento de tecnologias para mitigar a quantidade de emissões de poluentes de plantas a carvão, com apoio de várias agências governamentais. Mais recentemente, as atenções se voltaram para a melhoria da eficiência do uso do carvão com o objetivo de redução das emissões de CO₂ (EPE, 2007).

Nos Estados Unidos vem sendo executado, desde 1985, o “Clean Coal Technology Program”, que tem como objetivo principal o desenvolvimento e a introdução, no mercado norte-americano, de novas tecnologias de aproveitamento do carvão para fins energéticos que permitam a construção de processos mais produtivos, aliados a uma drástica redução da poluição ambiental que tradicionalmente se verifica nessa área de aproveitamento energético. Esse programa tem sua origem fundamentada nos esforços feitos para eliminar o problema das chuvas ácidas e seu desenvolvimento está de acordo com as recomendações do Encontro Diplomático Canadense-Americano sobre Chuva Ácida (EPE, 2007).

As tecnologias limpas de uso do carvão (Clean Coal Technologies) devem ser desenvolvidas, demonstradas e melhoradas para acompanhar a evolução da legislação ambiental, cada vez mais restritiva quanto ao uso do carvão, e para manter a competitividade dessa fonte energética em relação às demais. Em particular, os avanços já obtidos pelo programa americano, em termos tecnológicos e comerciais, sugerem o exame da questão no Brasil tendo em vista a disponibilidade no país de reservas de carvão mineral classificadas como do tipo energético.

As seguintes áreas mereceram maior enfoque no sentido de melhorar as perspectivas de uso de carvão em plantas de geração de energia elétrica (EPE, 2007):

- Tecnologias de redução de emissões de NO_x;
- Tecnologias de redução de emissões de SO₂ (aperfeiçoamento das tecnologias existentes para redução dos custos operacionais e de capital);
- Técnicas de mistura e preparação do carvão para melhorar a qualidade do mesmo;
- Métricas de fluxos de carvão e de técnicas para assegurar uma melhor distribuição nos pontos de injeção do combustível;
- Técnicas de classificação de granulometria de carvão para melhorar a distribuição do combustível na caldeira;
- Sistemas de controle avançado, baseados em redes neurais ou lógica fuzzy, para melhorar o desempenho da caldeira e reduzir emissões;
- Desenvolvimento de materiais avançados que resistam a elevadas temperaturas e pressões;
- Previsões a respeito do impacto da qualidade do carvão nas emissões e no desempenho da combustão.

O desenvolvimento e a aplicação das Clean Coal Technologies deverá conduzir a uma diversidade de opções com emissões baixíssimas de qualquer tipo de poluente. Atualmente, as rotas tecnológicas mais importantes de Clean Coal Technologies são a combustão pulverizada supercrítica, a combustão em leito fluidizado e a gaseificação integrada a ciclo combinado.

Além da busca pela redução de emissões de CO₂, existe um crescente interesse no uso de hidrogênio. A gaseificação, por exemplo, é uma rota tecnológica que permite produzir eletricidade e outros produtos, tais como hidrogênio e produtos químicos.

Nos Estados Unidos, o projeto FutureGen, orçado em US\$ 1bilhão, lançado em 2003, é uma iniciativa do Departamento de Energia Americano – US DOE para demonstrar uma planta de “emissões zero”, com capacidade de 275 MW, que usa carvão como combustível e a tecnologia de gaseificação integrada com ciclo combinado, produzindo hidrogênio e permitindo o seqüestro de carbono (Collot, 2006).

Os projetos desenvolvidos de forma a se obter “emissões zero” são baseados nas técnicas de seqüestro de carbono cujas tecnologias ainda devem ser desenvolvidas e aperfeiçoadas. Acredita-se que testes em plantas de escala comercial sejam possíveis

até 2015. E até 2020, uma primeira planta em escala comercial deverá estar operando (EPE, 2007).

Assim, diversas tecnologias de redução de emissões e associadas aos sistemas de limpeza de gases estão sendo desenvolvidas e aplicadas em termelétricas. Isto, contudo, tem se traduzido em aumento de custos de investimentos.

Em resumo, as principais tecnologias usadas para geração de eletricidade e descritas nos itens a seguir, são:

- Carvão Pulverizado (PCC);
- Usinas Supercríticas e Ultra Supercríticas (Supercritical & Ultra supercritical Power Plant Technologies);
- Combustão em Leito Fluidizado, a Pressão Atmosférica (AFBC) e com Pressurização (PFBC);
- Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC).

Vale ressaltar que a escolha de uma tecnologia não se baseia apenas na eficiência, mas depende de muitos critérios específicos, associados ao tamanho da unidade, ao regime de operação e à legislação ambiental.

Adicionalmente, turbinas a gás somente podem ser operadas com combustíveis livres de cinzas. De modo que, para empregar o carvão como combustível em ciclo combinado, é exigida alguma combinação tecnológica. Dentre as possibilidades, destacam-se a unidade combinada ao processo de gaseificação e ao processo de combustão pulverizada pressurizada.

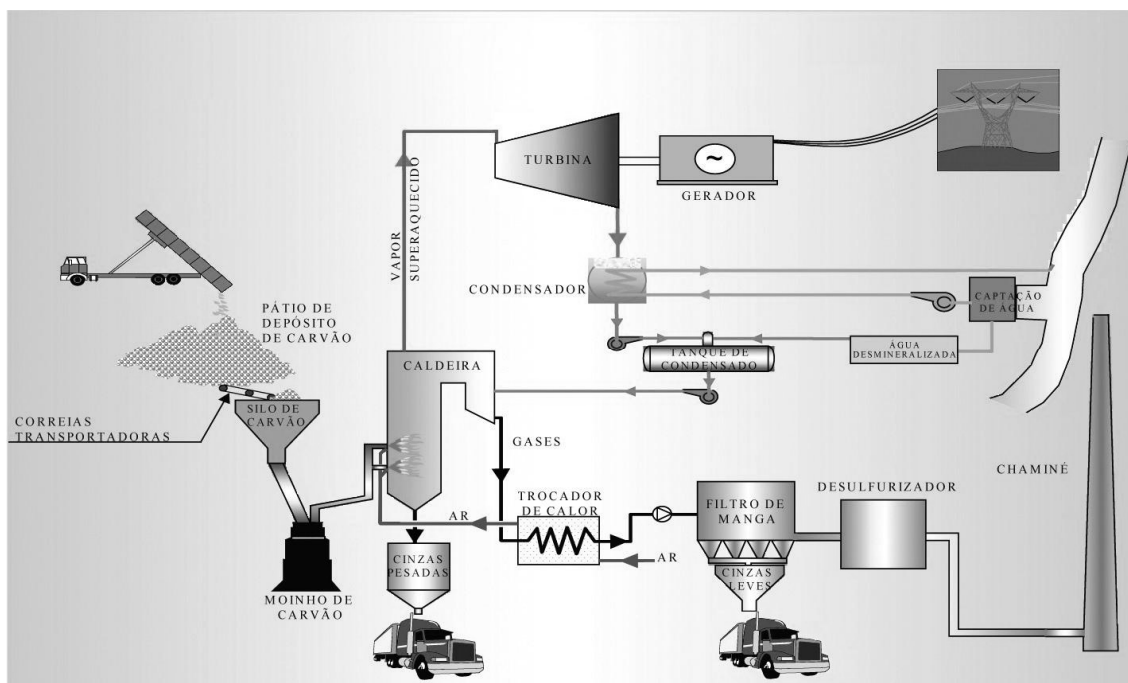
2.7.1 – Carvão Pulverizado (PCC)

A tecnologia de carvão pulverizado, desenvolvida nos anos 20, é a mais difundida e utilizada nas usinas termelétricas em operação, permitindo a queima de carvões de baixa qualidade. Essa tecnologia corresponde a cerca de 90% da capacidade mundial instalada de geração com carvão (IEA, 2009).

O carvão é moído em partículas finas (entre 75 e 300 μm) e injetado, juntamente com ar, numa câmara de combustão onde é queimado, alcançando-se temperaturas da ordem de 1.300 a 1.700 $^{\circ}\text{C}$, dependendo da qualidade do carvão. O calor produzido gera vapor que aciona a turbina a vapor. O tempo de residência das partículas de carvão na caldeira são da ordem de 2 a 5 segundos e essas partículas devem ser

pequenas o suficiente para permitir sua combustão completa (IEA, 2009). Um esquema representativo de seu funcionamento é apresentado na Figura 2.13.

Há duas configurações básicas para esse tipo de caldeira. A primeira é o formato tradicional de passagem dupla (“two-pass layout”) onde há uma fornalha com trocadores de calor em sua parte superior para redução da temperatura do gás de exaustão. Esses gases então voltam a 180° e passam em sentido descendente através de seções de trocadores de calor e economizadores. A outra configuração consiste em uma caldeira em torre (“tower boiler”) onde todas as seções de trocadores de calor são montadas verticalmente uma acima da outra sobre a câmara de combustão.



Fonte: EPE, 2007

Figura 2.13 – Fluxograma simplificado: Carvão Pulverizado.

As unidades PCC podem alimentar turbinas a vapor com potências na faixa de 50 a 1.300 MWe¹⁶. Para se obter vantagens de economia de escala, novas unidades têm sido construídas com potências maiores que 300 MWe, mas raramente ultrapassam 700 MWe (IEA, 2009).

Várias técnicas podem ser utilizadas no aumento da eficiência dessas plantas, dentre as quais podem ser citadas (IEA, 2009):

¹⁶ **MWe** – Mega Watt elétrico. Unidade utilizada para a potência elétrica líquida da turbina que é diferente da potência mecânica em função da eficiência do gerador e das perdas do grupo turbina-gerador.

- Redução do excesso de ar;
- Redução das temperaturas dos gases exaustos na chaminé, recuperando esse calor;
- Aumentando a pressão e temperatura do vapor;
- Utilizando um segundo estágio de reaquecimento;
- Reduzindo a pressão no condensador.

Essas medidas, porém, trazem custos adicionais que deverão ser analisados em termos de seu custo-benefício. As tecnologias de ciclo supercrítico e ultra supercrítico consistem na utilização de maiores temperaturas e pressões na câmara de combustão, permitindo o alcance de maiores eficiências que as usinas PCC convencionais (ciclo subcrítico), conforme apresentado na Tabela 2.7. Todas as usinas brasileiras em operação e em construção usam essa tecnologia em ciclo subcrítico (EPE, 2007).

Tabela 2.8 – Níveis médios de eficiência em plantas PCC.

Planta	Níveis Médios de Eficiência
Baixa Eficiência	29%
Alta Eficiência	39%
Supercrítico	Até 46%
Ultra Supercrítico	50 - 55%

Fonte: WCI, 2007

Existem pesquisas atualmente em andamento de unidades ultra supercríticas com eficiências ainda maiores, até cerca de 50%. Essas pesquisas têm se focado no desenvolvimento de novas ligas metálicas para as tubulações das caldeiras para minimizar as corrosões (WCI, 2007).

Em função das altas temperaturas alcançadas na caldeira, esse processo possui elevado teor de NOx e quantidade expressiva de material particulado de pequeno diâmetro nos gases de exaustão. Além disso, apresenta risco de fusão das cinzas em função das temperaturas não uniformes na câmara de combustão. Outro fator negativo dessa tecnologia é sua intolerância a carvões com alto teor de inertes e alta umidade, como é o caso da maioria dos carvões encontrados no Brasil.

Segundo EPE (2007), o carvão pulverizado é considerado uma tecnologia de queima limpa quando complementada por sistemas modernos de controle de NOx, de dessulfurização de gases (FGD) e de remoção de material particulado.

2.7.2 – Combustão em Leito Fluidizado (FBC)

A combustão em leito fluidizado é uma tecnologia flexível de geração elétrica que pode ser utilizada com uma grande variedade de combustíveis, incluindo combustíveis sólidos de baixa qualidade, carvão, biomassa e resíduos em geral. Houve um grande crescimento na geração a carvão utilizando leitos fluidizados no período entre 1985 e 1995, mas ainda representam menos de 2% da capacidade mundial instalada (IEA, 2009).

Conforme dito anteriormente, a combustão em leito fluidizado pode ser à pressão atmosférica (AFBC) ou com pressurização (PFBC). Há ainda uma segunda caracterização dessas tecnologias: leitos circulantes ou leitos borbulhantes.

- AFBC operam em pressões atmosféricas e são as mais utilizadas mundialmente (WCI, 2009). Possuem eficiências similares à PCC em torno de 30 a 40%.
- PFBC operam em pressões elevadas e produzem um fluxo de gás em alta pressão que podem acionar uma turbina a gás, criando um ciclo combinado com eficiência acima de 40%.
- Leitos borbulhantes utilizam baixas velocidades de fluidização de forma que as partículas são mantidas principalmente no leito. Geralmente são utilizados em plantas pequenas (até 25 MWe) oferecendo uma eficiência (leito não pressurizado) em torno de 30%.
- Leitos circulantes utilizam velocidades de fluidização mais altas de forma que as partículas são constantemente mantidas nos gases de exaustão. São utilizados em plantas bem maiores podendo alcançar eficiências acima de 40%¹⁷.

Por meio de um fluxo contínuo de ar, cria-se turbulência numa mistura de material inerte e partículas de carvão (leito). A velocidade do fluxo assegura que as partículas permaneçam em suspensão e em movimento livre, se comportando como um fluido – em outras palavras, o leito se torna “fluidizado”.

Quando o combustível é adicionado ao leito fluidizado quente, a mistura constante promove a rápida transferência de calor e a combustão completa. As altas eficiências

¹⁷ Uma unidade de 460 MW CFBC (Circulating Fluidized Bed Combustor) utilizando ciclo supercrítico está em construção em Lagisza, Polônia com uma eficiência estimada acima de 40% (IEA, 2009).

O calor gerado é recuperado por meio de trocadores de calor e utilizado para gerar vapor tanto para a geração de energia elétrica quanto para o uso industrial. A Figura 2.14 apresenta um esquema desse sistema.

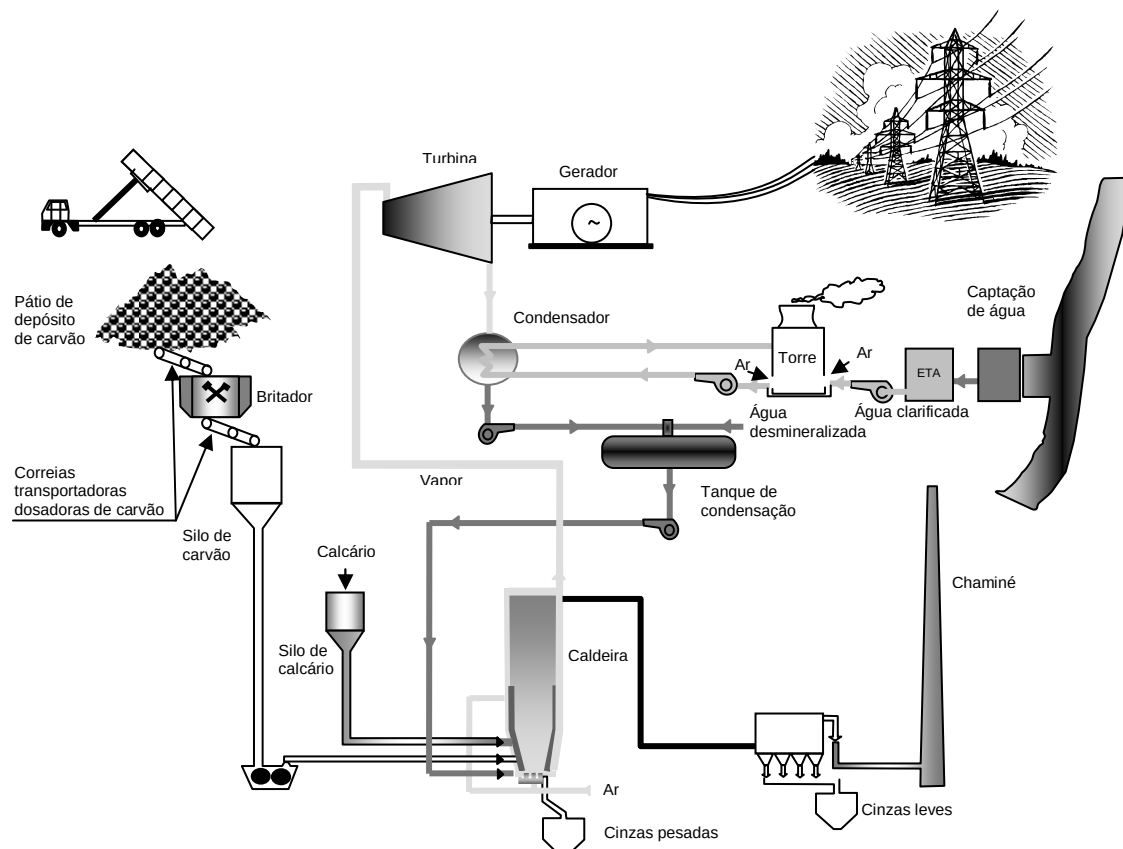


Figura 2.14 – Esquema simplificado de usina a leito fluidizado a pressão atmosférica.

A grande vantagem no emprego da FBC é a redução na quantidade de emissões de poluentes, sem necessidade de sistemas de equipamentos de dessulfuração e de redução de emissões de NOx. Devido à queima do combustível em temperaturas relativamente mais baixas, a produção de NOx no gás de saída é reduzida (WCI, 2009).

A AFBC caracteriza-se pelo uso de um material absorvente sólido em uma caldeira na qual o ar atmosférico e o combustível são introduzidos para combustão. O material sólido tipicamente empregado é o calcário, que torna possível a remoção de parte do enxofre (na ordem de 50% a 60%) com a consequente formação de gesso.

As caldeiras AFBC se tornaram a escolha tecnológica para queima de combustíveis de baixa qualidade, sendo comumente encontradas na faixa de 250 a 350 MW (EPE, 2007).

Já a combustão em leito fluidizado com pressurização (PFBC) é uma tecnologia que começou a ser comercializada recentemente, com base em uma configuração AFBC em ciclo combinado. É também capaz de queimar combustíveis de baixa qualidade.

O funcionamento do PFBC é bastante semelhante ao da tecnologia AFBC. O carvão é adicionado ao leito fluidizado, juntamente com o absorvente de enxofre, e queimado. O sistema opera com pressões de 12 a 16 bar e temperaturas de aproximadamente 1.250 °C (EPE, 2007). Nas aplicações com ciclo combinado, cerca de 80% da eletricidade é gerado num conjunto convencional de turbina a vapor-gerador. Os gases de exaustão que deixam o combustor sob pressão são filtrados e expandidos numa turbina a gás para a geração adicional de eletricidade. A elevada temperatura de combustão provoca a formação de cinzas que devem ser removidas do gás antes que este entre na turbina. Existe a necessidade de melhorias tecnológicas associadas ao aumento da pureza do gás. Além disso, há problemas operacionais também para a manutenção, remoção de cinzas e na alimentação de combustível.

A eficiência térmica do processo é superior a 40% e o impacto ambiental dessa tecnologia é considerado baixo.

2.7.3 – Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC)

Gaseificação é definida como a reação de combustíveis sólidos com ar, oxigênio, vapor, dióxido de carbono ou uma mistura desses gases em temperaturas acima de 700 °C para a produção de um produto gasoso para ser utilizada como fonte de energia ou como matéria prima para a síntese de químicos, combustíveis líquidos ou outros combustíveis gasosos (Collot, 2006).

A gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC) é uma combinação de duas tecnologias já estabelecidas: a gaseificação do carvão, para a produção do

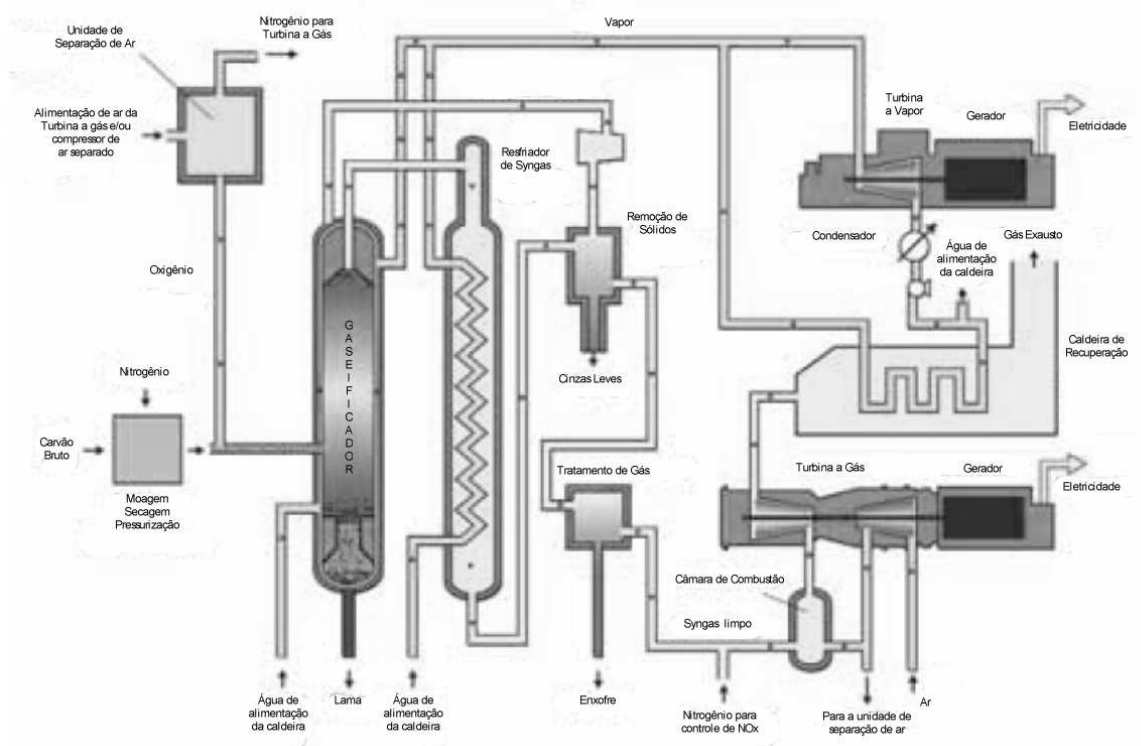
combustível syngas (gás de síntese), e a tecnologia da turbina a gás em ciclo combinado (GTCC) para geração de eletricidade.

Embora todos os tipos de carvão possam ser gaseificados, em termos econômicos, carvões com baixo teor de cinzas são preferíveis (Minchener, 2005). Isso dificulta sua aplicação ao caso brasileiro.

A composição química e o uso futuro do gás de síntese variam de acordo com os seguintes parâmetros (Collot, 2006):

- Composição e qualidade do carvão;
- Preparação do carvão (granulometria);
- Agentes de gaseificação empregados (oxigênio ou ar e/ou água);
- Condições de gaseificação: temperatura, pressão, taxa de aquecimento e tempo de residência no gaseificador;
- Configuração da planta que inclui: sistema de alimentação de carvão (alimentado como pó seco ou como uma lama com água); a forma como o contato entre o combustível e os agentes gaseificadores é feita (geometria de fluxo); se os minerais são removidos como cinzas secas ou cinza fundida (escória); a forma como o calor é produzido e transferido e, finalmente, a forma como o syngas é limpo (remoção de enxofre, remoção de nitrogênio, remoção de outros poluentes).

Nos sistemas IGCC, o carvão não é queimado diretamente, mas aquecido num vaso pressurizado (gaseificador) contendo quantidade controlada de oxigênio (ou ar) e vapor de água. O gás produzido é uma mistura de CO, CO₂, CH₄ e H₂, que é purificada para a retirada de impurezas como o enxofre e queimada numa turbina a gás para gerar energia elétrica. O gás de combustão que sai da turbina, ainda em alta temperatura, é usado num gerador de vapor ligado a um turbogerador convencional. Esta tecnologia, assim como a PFBC, combina turbinas a gás e a vapor (ciclo combinado). Um diagrama esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2.15.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.15 – Esquema do sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado.

Existem três variantes de tecnologia de gaseificação, classificadas pelas configurações do gaseificador de acordo com sua geometria de fluxo¹⁸ (Minchener, 2005):

- Gaseificadores de fluxo arrastado ou leito de arraste (“Entrained flow gasifiers”) – as partículas de carvão pulverizado e os gases fluem concorrentemente em altas velocidades. Estes correspondem ao tipo mais comum de gaseificadores de carvão.
- Gaseificadores em leito fluidizado – as partículas de carvão são suspensas pelo fluxo de gás de forma similar à caldeira FBC.
- Gaseificadores em leito fixo – os gases fluem lentamente para cima através do leito com carvão. Estão disponíveis tecnologias de fluxo concorrente e contracorrente, mas a primeira é mais comum.

Dentre os gaseificadores atualmente em desenvolvimento, o tipo mais adequado para o carvão de alto teor de cinzas é o de leito fluidizado pressurizado sem formação de escória (non-slagging, pressurized fluidized bed). Segundo DOE (2009), esta tecnologia de gaseificação de segunda geração está em demonstração no âmbito do

¹⁸ Para maiores detalhes de cada uma dessas opções, veja Collot (2005).

Programa Tecnologia do Carvão Limpo do Departamento de Energia dos Estados Unidos (Clean Coal Technology Program – US DOE).

Através da adição de uma reação “shift¹⁹”, pode-se produzir mais hidrogênio e o CO pode ser convertido para CO₂ o qual pode ser capturado e armazenado. A eficiência é da ordem de 45%, podendo chegar a 52% nas plantas mais modernas. Além disso, as emissões de CO₂ são 35% menores que em plantas convencionais, e as de NOx se reduzem em cerca de 90% (EPE, 2007).

Atualmente, existe uma quantidade muito pequena de plantas de IGCC no mundo, comparativamente à quantidade de plantas de carvão pulverizado, por serem mais caras e complexas. Existem plantas operando nos Estados Unidos e na Europa, especialmente na Holanda e na Espanha (EPE, 2007).

A gaseificação pode representar uma das melhores formas de se produzir hidrogênio combustível para suprir veículos e células combustíveis de termelétricas.

Além disso, existe também uma alternativa tecnológica de gaseificação: a gaseificação subterrânea (UCG – Underground Coal Gasification). UCG é um método de injeção de ar ou oxigênio em uma camada de carvão promovendo a gaseificação do carvão *in situ*. Esse processo converte o carvão não minerado em um gás combustível que pode ser levado à superfície para utilização térmica na indústria ou na geração elétrica.

Projetos atuais de UCG são relativamente em pequena escala, mas se esse processo puder ser aplicado de forma viável em larga escala, ele poderá suprir com syngas do carvão grandes plantas de produção de hidrogênio ou mesmo de produção de diesel ou gás natural sintéticos. A tecnologia UCG associada ao CCS é reconhecida como uma rota potencial no abatimento de carbono do carvão (WCI, 2007).

A evolução das tecnologias existentes em direção às tecnologias de emissões zero se traduz na incorporação de sistemas de captura de CO₂ e em aumento de custos de investimento das tecnologias de carvão pulverizado e de IGCC. Esses custos podem se elevar de 56 a 82%, no caso da primeira tecnologia, e de 27 a 50%, no caso da segunda (EPE, 2007).

O IGCC é reconhecido como a opção tecnológica que apresenta as melhores eficiências e menores impactos ambientais na produção de eletricidade a partir do

¹⁹ **Reação “shift”** – adição de vapor entre o resfriador de syngas e o sistema de limpeza de gases.

carvão (Minchener, 2005). Porém, infelizmente essas tecnologias ainda carecem de maior pesquisa e desenvolvimento no sentido de se solucionarem alguns problemas. Dentre esses problemas, destacam-se seus elevados custos e as incertezas relacionadas à sua operação. Além disso, há um interesse crescente nessas tecnologias uma vez que são fonte de hidrogênio e syngas para a indústria química e não apenas a partir do carvão, mas também de outras fontes como a biomassa ou os resíduos sólidos urbanos. Um desafio técnico atual na produção de hidrogênio baseia-se na sua separação do syngas e o sequestro de CO₂.

2.7.4 – Sequestro de Carbono (CCS)²⁰

O seqüestro de carbono consiste na captura das emissões gasosas provenientes das usinas termelétricas a carvão e de sua armazenagem em reservatórios naturais existentes na crosta terrestre.

No futuro a localização das usinas será decidida não só em função do combustível, da disponibilidade da água de resfriamento ou da necessidade de energia, mas também das opções de estocagem de CO₂ (EPE, 2007).

Enquanto as tecnologias de captura de CO₂ são novas para a indústria termelétrica, elas têm sido desenvolvidas nos últimos 60 anos pela indústria de óleo, gás e química, pois se constituem em um componente integral do processamento de gás natural e de muitos processos de gaseificação de carvão na produção de syngas, químicos e combustíveis líquidos (WCI, 2007).

Existem três processos principais de captura de CO₂ para as termelétricas (WCI, 2007):

- **Sistemas de captura pré-combustão** – Convertem o syngas produzido na gaseificação através de uma reação química com vapor em fluxos distintos de CO₂ e hidrogênio. Isso facilita a coleta e a compressão do CO₂ para seu transporte e estoque. O hidrogênio pode ser utilizado na geração elétrica através de uma turbina a gás avançada e/ou através de células combustíveis.
- **Sistemas pós-combustão** – Separam o CO₂ dos gases de exaustão através de processos de absorção química, estando já disponíveis comercialmente na indústria petrolífera. É o processo que se encontra mais próximo à aplicação

²⁰ Para maiores detalhes sobre as tecnologias CCS e seu potencial no Brasil, vide Costa (2009).

em larga escala comercial na geração, mas ainda não se encontra na escala necessária (Collot, 2005). Esse processo, porém, é mais caro uma vez que demanda mais energia para o sistema de captura (Rubin *et al.*, 2007).

- **Combustão Oxyfuel** – Consiste na combustão do carvão em oxigênio puro ao invés do ar para suprir uma turbina a vapor convencional. Ao evitar a introdução de nitrogênio no ciclo de combustão, a quantidade de CO₂ nos gases exaustos é altamente concentrada, tornando-o fácil de capturar e comprimir. Esse sistema pode ser aplicado às tecnologias atuais de geração térmica a carvão a partir de pequenas modificações. Porém, alguns desafios técnicos ainda devem ser resolvidos, o que se encontra ainda na fase de demonstração em pequena escala.

Cada uma dessas opções apresenta suas vantagens. Os sistemas de pós-combustão e combustão oxyfuel podem ser aplicados a plantas de geração existentes. Os sistemas pré-combustão associados ao IGCC é muito mais flexível, permitindo uma maior gama de possibilidades para o carvão tendo, inclusive, um papel importante em uma futura economia baseada no hidrogênio.

Tzimas *et al.* (2007) mostram que, em um sistema de captura pós-combustão, as emissões de NO_x por unidade de energia elétrica gerada aumentam quando comparado a uma planta de geração sem esse sistema de captura. A captura de CO₂ na verdade não aumenta de forma direta a emissão desse gás ácido, pelo contrário, parte do NO_x e do SO₂ será também removido durante a captura do CO₂. Porém, os sistemas de captura pós-combustão demandam quantidades significativas de energia para o seu processo, implicando no aumento das emissões de NO_x (24%) por cada MWh líquido gerado enquanto se observa uma redução de até 99% das emissões de SO₂ quando pelo menos 80% do CO₂ é capturado.

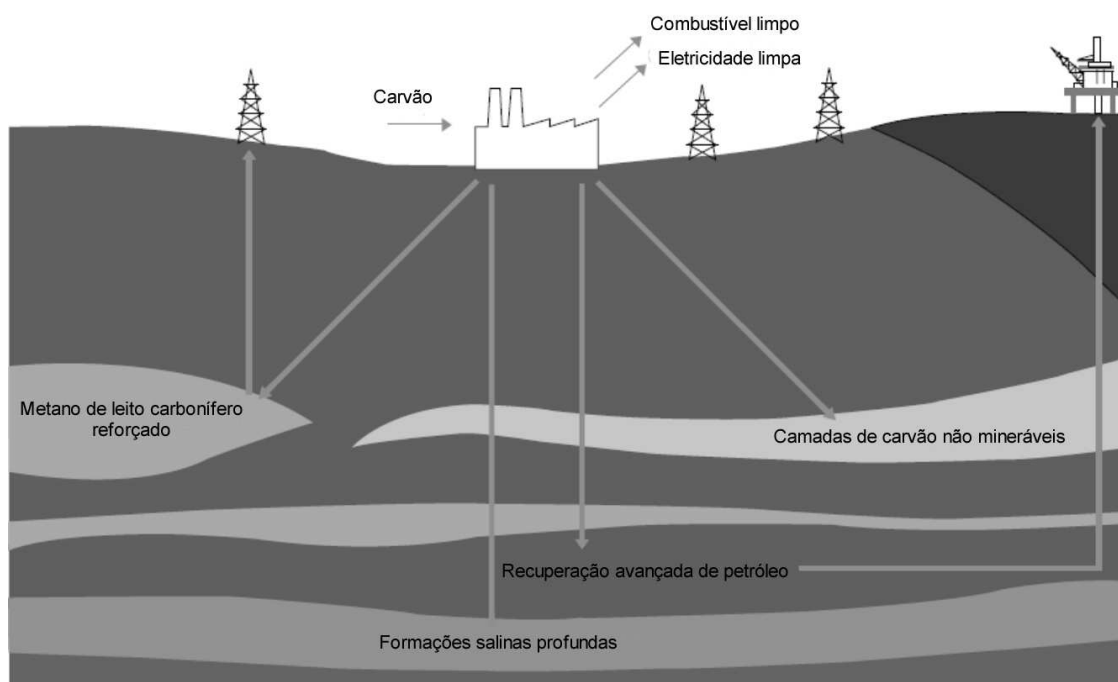
Essas tecnologias, porém, ainda necessitam de grande investimento em pesquisa e desenvolvimento a fim de se tornarem práticas e menos custosas.

O transporte do CO₂, por sua vez, é mais simples e já é transportado em dutos de alta pressão. As tecnologias para o transporte de CO₂ e a segurança ambiental estão bem caracterizadas, não sendo diferentes daquelas utilizadas para o gás natural. O meio de transporte depende da quantidade de CO₂, do terreno e da distância entre o local de captura e o de estocagem. Em geral, dutos são utilizados para grandes volumes e distâncias menores. Em algumas situações ou localidades, o transporte por meio de

navios pode ser mais econômico, principalmente através de grandes distâncias ou além-mar.

Em relação à estocagem, embora haja um número significativo de opções, o armazenamento geológico possui os maiores potenciais. Há três categorias de estruturas geológicas atualmente consideradas para a estocagem de CO₂, as quais se encontram ilustradas na Figura 2.16 (WCI, 2007):

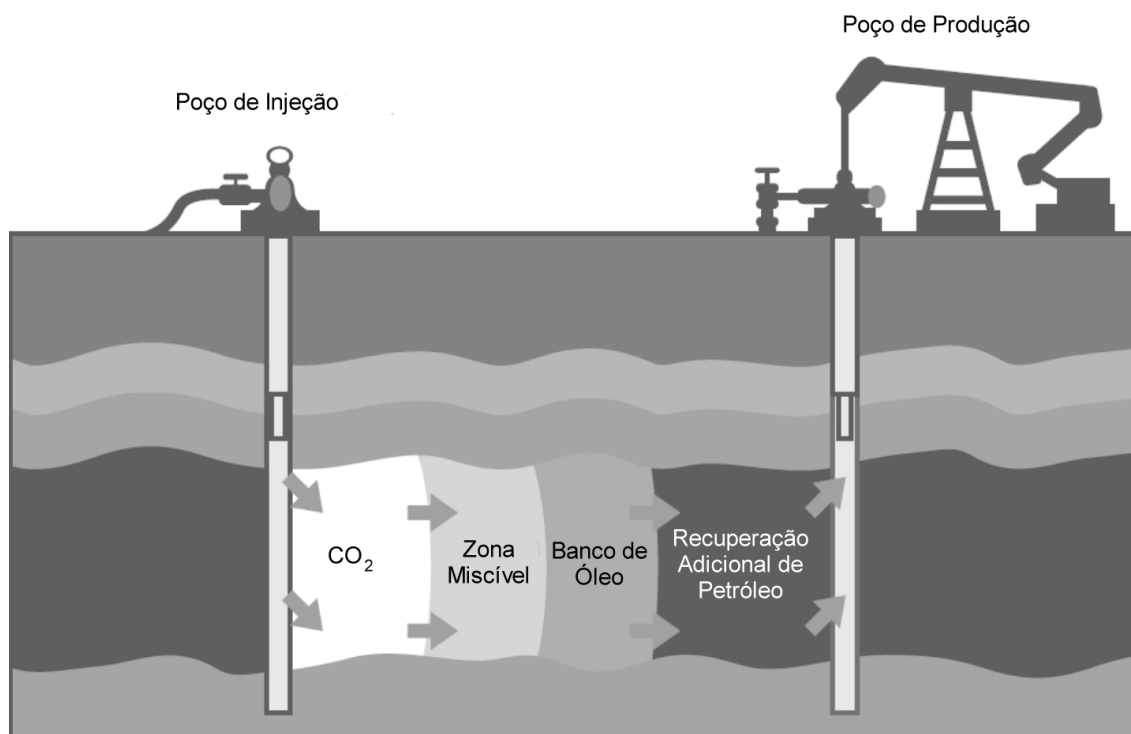
- **Formações salinas profundas** – São formações subterrâneas de rochas reservatório permeáveis tais como arenito, que estão saturadas com água extremamente salgadas (a qual jamais poderia ser usada como água potável) e coberta por uma camada de rocha impermeável que atuam como uma capa seladora. No caso do gás natural e petróleo, é essa capa que os manteve no subsolo por milhões de anos. O CO₂ injetado é contido abaixo dessa capa que, com o tempo, se dissolve na água salina. Acredita-se que esse tipo de estocagem possa ser feito em profundidades abaixo de 800m (WCI, 2007).



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.16 – Opções de estocagem geológica do CO₂

As formações salinas possuem o maior potencial de estocagem, mas são as menos exploradas e pesquisadas dentre as opções geológicas. Porém, atualmente há um número considerável de projetos de estocagem que estão utilizando as formações salinas e têm provado sua viabilidade e seu potencial.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.17 – Recuperação de petróleo através da injeção de CO₂

- **Campos de petróleo e gás exauridos** – São bem explorados e geologicamente bem definidos e têm capacidade comprovada de armazenar hidrocarbonetos ao longo de milhares de anos. Possuem geralmente características favoráveis que minimizam os custos de injeção de CO₂. O CO₂ já é usado pela indústria do petróleo na recuperação de campos maduros. O CO₂, quando injetado em um campo, se mistura com o petróleo cru aumentando seu volume e reduzindo sua viscosidade ajudando, com isso, a manter ou mesmo a aumentar a pressão no reservatório. A combinação desses processos permite uma maior recuperação nos campos de produção, conforme apresentado na Figura 2.17. Em outras situações, o CO₂ não é solúvel no petróleo²¹. Nesse caso, a injeção de CO₂ aumenta a pressão no reservatório aumentando a capacidade de recuperação do campo.
- **Camadas de Carvão** – O CO₂ é absorvido (se acumula) na superfície do carvão *in situ* em preferência a outros gases (como o metano) que são deslocados. A efetividade dessa técnica depende da permeabilidade da camada de carvão. Acredita-se que essa técnica seja mais viável quando aplicada em conjunto com a Recuperação de Metano em Leito Carbonífero

²¹ A solubilidade do CO₂ depende da gravidade específica do petróleo. Fluxo miscível é quando o petróleo é solúvel e imiscível em caso contrário.

Avançada na qual a produção comercial de metano associado é assistida pelo efeito deslocamento do CO₂.

Conforme WCI (2007), a estocagem em formações geológicas representa uma opção segura. Os riscos de vazamento são muito provavelmente²² abaixo de 1% ao longo de 100 anos enquanto são provavelmente²³ abaixo de 1% ao longo de 1000 anos.

Tabela 2.9 – Potencial de estocagem de CO₂ no mundo.

Tipo de Reservatório	Capacidade Estimada de Estocagem (Gt CO ₂)	
	Limite Inferior	Limite Superior
Formações Salinas Profundas	1.000	Incerto, mas possivelmente 10.000
Campos de Petróleo e Gás	675	900
Reservas de Carvão não Mineráveis	3-15	200

Fonte: WCI, 2007

Considerando que as emissões antropogênicas totais de CO₂ estão atualmente em torno de 24 Gt de CO₂ por ano (WCI, 2007), a estocagem geológica apresenta grande potencial, sendo estimado acima de 1.678 Gt CO₂, conforme mostrado na Tabela 2.8. A Figura 2.18 apresenta as localizações dos campos de estocagem atuais e propostas.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.18 – Campos para estocagem de CO₂ no mundo.

²² Muito provavelmente é definido pelo IPCC como uma probabilidade entre 90 e 99% (IPCC, 2009).

²³ Provavelmente é definido pelo IPCC como uma probabilidade entre 66 e 90% (IPCC, 2009).

No Brasil, o estudo do potencial de Armazenamento Geológico não foi feito através de um projeto realizado pelo Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono na Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC-RS (Costa, 2009). Tendo os conhecimentos bem desenvolvidos tanto na área de transporte como injeção de CO₂, surgiu o interesse em pesquisar o potencial de seqüestro geológico de CO₂ no Brasil como um todo. O Projeto citado chama-se CarbMap Brazil (Costa, 2009). Este projeto tem como objetivo principal realizar o cruzamento espacial entre as fontes estacionárias de emissões e as bacias sedimentares que são possíveis reservatórios para o armazenamento de CO₂, e assim analisar o potencial do seqüestro geológico de carbono no Brasil.

A Figura 2.19 mostra as bacias sedimentares brasileiras que seriam possíveis reservatórios para o CO₂. Dentre elas, apenas algumas apresentaram bons potenciais para a aplicação das tecnologias de CCS. Isto quer dizer que ao realizar o cruzamento entre as fontes estacionárias de emissões e os sumidouros, apenas as bacias de Campos, Santos, Solimões, Recôncavo e Paraná apresentaram resultados satisfatórios (Costa, 2009).



Fonte: Costa, 2009

Figura 2.19 – Bacias sedimentares brasileiras.

A Tabela 2.9 resume as capacidades de armazenamento para as Bacias Sedimentares que apresentaram bons resultados nos cruzamentos entre as fontes emissoras e os sumidouros e também nas características do solo, falhas geológicas para a segurança do CO₂ armazenado (Costa, 2009).

Tabela 2.10 – Capacidades de Armazenamento de CO₂ nas bacias sedimentares brasileiras.

Bacia Sedimentar	Capacidade de Armazenamento (Mt CO ₂)		
	Aquíferos Salinos	Campos de Petróleo e Gás	Camadas de Carvão
Solimões	252.000	163*	-
Campos	4.800	1.700**	-
Santos	148.000	167	-
Paraná	462.000	-	200

Fonte: Costa, 2009

Notas: * Na Bacia de Solimões a capacidade de armazenamento estudada é apenas para os campos de gás.

** Esse valor corresponde à capacidade total de armazenamento na Bacia de Campos em que são consideradas as reservas provadas de petróleo e gás.

Esses resultados apresentados na Tabela 2.9 são apenas de quatro bacias sedimentares. O valor total da capacidade de armazenamento brasileira são todos esses valores somados com as capacidades das demais bacias sedimentares brasileiras. Em conclusão, pode-se dizer que o Brasil possui uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 2.000 Gt de CO₂. Sendo que grande parte dessa capacidade está localizada no sudeste e sul, o que torna mais atrativa a utilização desse recurso em UTE's localizadas nessas regiões.

A título de exemplo, a capacidade de geração de 7.000 GW durante 125 anos calculada na seção 2.4 gera, para um fator médio de emissão de 830 g/kWh correspondente à tecnologia SCPC (MIT, 2007), um total de 6,35 Gt de CO₂. Quantidade essa que é facilmente comportada pela bacia do Paraná, conforme indicado na Tabela 2.9.

Os custos de CCS são específicos a cada projeto, dependendo da tecnologia utilizada na planta que produz o CO₂ e da proximidade dessa planta a recursos adequados de estocagem.

O processamento de gás natural, produção de hidrogênio e amônia e algumas formas de gaseificação de carvão já produzem um subproduto com CO₂ concentrado e, portanto, não implicam em custos adicionais na captura. Porém, na geração elétrica que atualmente produz CO₂ diluído nos gases exaustos, os custos adicionais de captura são consideráveis.

Reservatórios de alta capacidade e de alta permeabilidade podem armazenar grandes volumes de CO₂ a partir de poucos poços de injeção e um mínimo de compressão reduzindo, assim, os custos de estocagem. Por outro lado, reservatórios de baixa permeabilidade aumentam o número de poços de injeção necessários bem como a necessidade de compressão, aumentando substancialmente os custos.

Restrito ao acesso a localizações de estocagem adequadas, os custos de captura e compressão correspondem a uma parcela significativa dos custos de CCS para a geração elétrica, fazendo com que a redução desses custos seja, portanto, prioridade. Ao longo da próxima década os custos de captura podem ser reduzidos em 20% a 30% e ainda mais deve ser alcançado pelas novas tecnologias que ainda se encontram em fase de pesquisa ou demonstração (WCI, 2007).

Para plantas localizadas próximas a campos de produção de petróleo e gás, receitas provenientes da utilização do CO₂ na recuperação desses campos podem ser substanciais. Essas técnicas de recuperação de campos petrolíferos podem fornecer um incentivo essencial nessa fase inicial de desenvolvimento do CCS, embora não haja um potencial no longo prazo para absorver parte significativa das emissões projetadas de CO₂ na geração elétrica.

Assim como qualquer tecnologia, os custos de CCS devem se reduzir ao longo do tempo à medida que se adquire maior experiência além de economias de escala, padronizações e sejam obtidos avanços nas tecnologias.

2.8 – Conclusões

O termo “Clean Coal Technologies” (tecnologias limpas de carvão) refere-se ao programa norte americano de desenvolvimento de tecnologias mais eficazes e menos poluidoras. Apesar das tentativas de se criar uma planta de “emissões zero”, isso não se mostra tecnicamente viável uma vez que não é possível capturar todas as emissões de uma usina. Como mostra a Tabela 2.6, muitos dos poluentes ainda são emitidos na atmosfera, mesmo com as mais avançadas tecnologias. Além disso, um esforço nesse sentido implicaria em aumentos significativos nos custos de implantação e operacionais da usina, podendo viabilizar outras fontes de energia menos poluentes.

Entretanto, usinas a carvão com baixos níveis de emissões são possíveis com as tecnologias hoje disponíveis. Exemplo disso é o projeto da USITESC (De Luca, 2001; USITESC, 2009) que busca aproveitar inclusive os rejeitos de carvão produzidos na

lavagem desse mineral na sua preparação para o fornecimento à atual usina Jorge Lacerda, ambas localizadas no sul do Estado de Santa Catarina²⁴.

Cabe ressaltar que, devido às características do carvão brasileiro, a tecnologia CFB apresenta-se mais adequada pois é capaz de processar um combustível de qualidade inferior, além de mostrar-se mais flexível que as demais tecnologias. Por outro lado, a tecnologia IGCC, apesar de apontada como uma das tecnologias de menor impacto ambiental (Sekar *et al.*, 2007), tem seu desempenho fortemente prejudicado por esse tipo de combustível (Rubin *et al.*, 2007).

Esse capítulo apresentou as tecnologias disponíveis no horizonte 2010 a 2030 para a geração elétrica a partir do carvão mineral. No próximo capítulo, será feita uma avaliação comparativa dos custos de geração²⁵ entre algumas dessas tecnologias, buscando responder à questão econômica da preocupação ambiental na geração termelétrica a carvão.

²⁴ Para maiores detalhes sobre o projeto USITESC, vide De Luca (2001) e USITESC (2009).

²⁵ Por questão de limite de escopo dessa dissertação, os custos “imensuráveis” como danos à saúde pública, benefícios sociais tais como empregos e desenvolvimento econômico das regiões, etc., denominados pelos economistas como “*externalidades*”, não serão tratados nesse estudo.

Capítulo III

Avaliação Econômica

3.1 – Introdução

Este capítulo tem como objetivo a avaliação econômico-financeira das opções tecnológicas disponíveis para geração de eletricidade a partir do carvão. Pretende-se, com isso, avaliar a competitividade entre as diversas tecnologias disponíveis citadas no capítulo anterior bem como uma comparação entre a geração a partir do carvão nacional e do carvão importado. A análise aqui apresentada tem como critério o Valor Presente Líquido (VPL).

A análise aqui se trata apenas de uma visão global uma vez que os custos reais de implantação de um projeto dessa natureza envolvem negociações diretas com fornecedores, obtenção de incentivos fiscais, especificidades de cada projeto como distâncias da planta até a fonte de captação d'água para o sistema de resfriamento (água de make up), distância da subestação da usina até o ponto de conexão e o respectivo traçado da linha de transmissão que fará a conexão, logística de transporte do combustível até os silos de alimentação da caldeira, etc. Dessa forma, não se pretende com esse estudo apresentar uma avaliação precisa de projetos dessa natureza, mas sim uma visão geral e comparada da viabilidade das soluções atualmente disponíveis.

O capítulo começa apresentando as características operacionais das usinas térmicas a carvão impostas pelo sistema elétrico brasileiro. Como foi apontado no capítulo anterior, a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidrelétrica, o que traz benefícios, pois permite o suprimento de eletricidade a menores custos (EPE, 2007). Porém, isso implica em dificuldades para os empreendimentos térmicos uma vez que esses passam a operar de forma complementar.

Para uma análise da competitividade entre as diversas tecnologias de geração a partir do carvão, serão relacionadas as tecnologias a serem avaliadas e as estimativas de custo de cada opção. Em seguida, são apresentados de forma simplificada os tributos brasileiros a que uma usina termelétrica a carvão está sujeita e que deverão fazer

parte do modelo de avaliação. Essa questão, como será visto, é de suma importância uma vez que esses tributos possuem um impacto significativo nos custos de geração.

Continuando, será apresentada a metodologia utilizada nesse trabalho onde será detalhado o modelo econômico utilizado nos cálculos. Por se tratar de um estudo, muitas das variáveis contidas nesses cálculos não estão disponíveis de forma precisa, ou seja, não existe um valor único definido. Variáveis como os custos de investimento, preços de combustíveis, custos de operação e manutenção, dentre outros, estão disponíveis na forma estocástica, ou seja, um conjunto de valores e sua respectiva probabilidade de ocorrência. Esses valores, por sua vez, possuem probabilidades de ocorrência correspondentes, o que pode ser descrito matematicamente a partir de uma função de distribuição de probabilidades. Isso, porém, traz dificuldades nos cálculos tornando difícil a análise aqui pretendida. Para isso, será utilizada a metodologia de Monte Carlo, descrita adiante.

É importante se avaliar também para quais dessas variáveis os resultados se mostram mais sensíveis. Essa análise se mostra importante para se determinar quais parâmetros merecem maior esforço na definição de seus valores e quais não implicam em impactos significativos nos resultados finais. A essa análise dá-se o nome de Análise de Sensibilidade.

3.2 – Caracterização Operacional

Num sistema elétrico de base hidráulica, a flexibilidade de aquisição e uso do combustível térmico é uma característica desejável do regime operativo das termelétricas. Além disso, quanto mais flexível for esse regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica, pela apropriação possível do excedente hidráulico em períodos de hidrologia favorável.

De fato, a grosso modo, a lógica econômica impõe que essas usinas devam permanecer praticamente desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as afluências e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Esse regime operacional é denominado complementar.

O desconhecimento prévio de datas, prazos e quantidades de utilização do combustível, resultante desse regime operacional, porém, transfere parte das incertezas do regime hidrológico para a logística de suprimento e manutenção das

usinas térmicas. É justamente a possibilidade de solução adequada do problema logístico, pela estocagem ou aquisição não regular, que faz da geração térmica com base no carvão uma das principais alternativas para a operação em complementação.

A relação entre a geração mínima obrigatória da usina térmica, seja pelo regime contratual de aquisição do combustível, seja pela necessidade de manutenção da operacionalidade dos equipamentos, e sua potência disponível é denominada inflexibilidade, normalmente expresso como um percentual da potência disponível. Essa, por sua vez, é definida, conforme a Nota Técnica EPE-DEE-RE-023/2005-R1 (EPE, 2005) como:

$$P_{Disp} = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (3.1)$$

onde,

- P_{Disp} – Potência disponível média mensal em MW médios
- Pot – Potência instalada da usina em MW
- FC_{max} – É o percentual da potência instalada que a usina consegue gerar continuamente
- $TEIF$ – Corresponde à taxa média de indisponibilidade forçada
- IP – Corresponde à taxa de indisponibilidade programada

No caso da utilização do carvão nacional, também para a viabilização econômica da indústria carvoeira do País, tem-se reconhecido a necessidade de se manter um despacho permanente mínimo entre 40% e 50% da potência instalada, o que, em parte, limita a utilização dessas térmicas em complementação (EPE, 2007).

As interrupções da geração da usina para a manutenção de seus equipamentos, tanto aquelas programadas, quanto as não programadas (forçadas), definem a potência disponível com valores típicos entre 88% e 91% da potência instalada em unidades geradoras de 250 MW e 500 MW (EPE, 2007).

A otimização econômico-energética promovida pela operação das térmicas em regime de complementação e a ordenação do despacho dessas usinas pelo custo operacional (custo variável associado ao custo do combustível e aos custos de operação e manutenção variáveis) levam à definição de dois outros fatores, sendo eles o fator de capacidade médio e o fator de capacidade crítico.

Esses fatores, calculados a partir do poder calorífico do energético, da eficiência do processo de transformação, dos custos variáveis de geração (combustível, operação e manutenção), dos fatores de capacidade mínimo e máximo e do custo marginal de operação do sistema hidrotérmico indicam, respectivamente, a geração média esperada ao longo da vida útil da usina e a geração esperada em período de hidrologia crítica ou desfavorável.

A geração esperada em período crítico determina o valor energético da usina para o sistema elétrico (à semelhança da energia firme ou garantida das usinas hidráulicas) o qual é denominado Garantia Física. A geração média ao longo da vida útil determina os gastos a serem incorridos com a aquisição do combustível.

Em regime de complementação, a maior flexibilidade proporcionada por um baixo fator de capacidade mínimo tende a favorecer economicamente as usinas térmicas de ciclo simples. A menor eficiência dessas usinas é compensada pelo menor investimento exigido.

Alternativamente, a caracterização operacional das térmicas pode ser feita quanto à alocação da geração da usina na curva de carga do sistema ao qual está integrada, em função da maior ou menor capacidade ou economicidade de atendimento às variações diárias da demanda.

As usinas térmicas a carvão são prioritariamente alocadas na base em razão da menor capacidade de tomada de carga. Tipicamente, têm taxa de variação de potência da ordem de 9 MW por minuto, o que as torna pouco propícias ao acompanhamento da curva diária de carga e atendimento à demanda de ponta (EPE, 2007).

A melhoria da confiabilidade elétrica é outro importante benefício que caracteristicamente tem sido associado às usinas térmicas em geral, pela possibilidade de instalação próxima aos centros de carga. No caso das usinas brasileiras a carvão, a necessidade econômica de localização próxima às minas ou às regiões portuárias reduz a importância desse benefício.

3.3 – A Análise Econômica

Segundo Bernstein (1997), a capacidade de definir o que poderá acontecer no futuro e de optar entre várias alternativas é central às sociedades contemporâneas. Escolher

corretamente o melhor investimento entre diversas alternativas é essencial para se garantir o sucesso financeiro de uma empresa.

Damodaran (2002) comenta que os analistas da área financeira utilizam diversos modelos de avaliação de investimentos, dos mais simples aos mais sofisticados. Embora os conceitos e considerações em que se baseiam os modelos de avaliação sejam diferentes, uma grande parte deles trabalha com pelo menos três variáveis essenciais: O fluxo de caixa; o risco e o tempo.

A chave para se obter sucesso em um investimento está em compreender não somente o que são os valores associados a esse investimento, mas sim a fonte desses valores (Damodaran, 2002). Decifrar o comportamento do fluxo de caixa de uma empresa significa conhecer o funcionamento das fontes que geram o fluxo de caixa. Mais importante que saber o comportamento do valor presente de um projeto é saber o comportamento individual dos elementos que compõem o fluxo de caixa desse projeto.

Qualquer projeto de investimento é sempre avaliado em função do fluxo de caixa que ele proporciona, ou seja, pela relação entre os investimentos feitos e as receitas geradas pelo investimento considerado. Por mais complexo que seja o projeto a ser analisado, ele sempre poderá ser representado por um fluxo de caixa.

A avaliação econômica de um projeto é, então, a seleção entre duas ou mais alternativas de investimento. Mesmo que, aparentemente, só exista uma única alternativa, na realidade existe a comparação entre fazer o projeto ou simplesmente manter o *status quo*, ou seja, deixar o capital aplicado onde ele se encontra atualmente.

O objetivo da avaliação econômica aqui apresentada é determinar o menor preço de venda da energia de uma usina térmica a carvão, suficiente para remunerar o capital investido na construção e os custos operacionais da usina (tarifa de equilíbrio) para algumas tecnologias disponíveis para uma usina desse tipo.

3.3.1 – Tecnologias Consideradas

Dado o atual estágio de desenvolvimento das tecnologias de CCS, sua avaliação torna-se uma tarefa complexa já que os custos de investimento e de operação e manutenção dessas tecnologias ainda são incertos e dependem de alguns fatores

como os futuros custos de mitigação de carbono, da legislação que vigorará quanto à emissão de gases de efeito estufa, da disseminação dessas tecnologias no mundo e do próprio desenvolvimento dessas tecnologias²⁶.

Apesar disso, é apontada por Rubin *et al.* (2007) a diferença relativa no investimento considerando a inclusão ou não do sistema de CCS para as tecnologias de carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC) e gaseificação integrada (IGCC). Segundo Rubin *et al.* (2007), a inclusão do CCS implica em um aumento da ordem de 60% no investimento para uma planta SCPC enquanto que, para uma planta IGCC, esse aumento é de aproximadamente 30%.

Em um ensaio comparando algumas tecnologias limpas de carvão, Blyth *et al.* (2007) utilizam o método de Opções Reais²⁷ para avaliar o impacto de uma mudança no cenário internacional de comercialização de créditos de carbono sobre a escolha entre as opções disponíveis dessas tecnologias. Nesse ensaio são consideradas as seguintes tecnologias (Blyth, 2007):

- Carvão pulverizado utilizando o ciclo super crítico (SCPC);
- Usina a gás natural utilizando turbina a gás em ciclo combinado (GTCC);
- SCPC reformada e adaptada para sua utilização com CCS;
- GTCC reformada e adaptada para sua utilização com CCS.

Nesse ensaio, cujos resultados são apresentados no Apêndice D, as seguintes comparações são analisadas:

- SCPC *versus* GTCC;
- SCPC *versus* SCPC + CCS;
- CCGT *versus* GTCC + CCS.

No que tange às tecnologias de combustão (caldeira), serão avaliadas nesse estudo as seguintes opções tecnológicas:

²⁶ Maiores informações sobre essa avaliação das tecnologias CCS poderão ser encontradas em Sekar *et al.* (2007).

²⁷ A teoria de Opções Reais é uma extensão dos métodos tradicionais financeiros, acrescentando de forma explícita a capacidade de modelar o efeito de diferentes fontes de incerteza e contando com a flexibilidade que os administradores geralmente possuem no momento do investimento quando deparados com as incertezas de fluxos de caixa futuros. Desenvolvido originalmente para avaliar financeiramente as opções durante a década de 1970 (Black and Scholes, 1973; Merton, 1973), os economistas perceberam que a avaliação de opções oferece também uma visão considerável na escolha de investimentos.

- Carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC);
- SCPC com sistema de captura de carbono (SCPC + CCS);
- Gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC); e
- IGCC com sistema de captura de carbono (IGCC + CCS).

3.3.2 – Taxa de Desconto

A taxa de desconto é utilizada para o cálculo do fluxo de lucros futuros e pode ser definida como a taxa esperada de retorno, obtida em investimentos similares apresentando riscos equivalentes. A empresa poderia optar por outro investimento de capital e obter um fluxo de lucros diferente ou investir em outro título de rendimento. Assim, a taxa de desconto pode ser considerada como o custo de oportunidade da empresa (Pindyck e Rubinfeld, 2005).

A taxa de desconto geralmente utilizada é o Custo Médio Ponderado de Capital, da sigla em inglês WACC. Estruturado e difundido por Modigliani e Miller (1958, 1963), leva em consideração a estrutura de capital da empresa no cálculo do custo de capital. Segundo os autores, o custo de capital de uma empresa deve ser calculado como uma média ponderada dos custos de capital próprio e de terceiros. Entende-se por capital próprio o patrimônio líquido da empresa e por capital de terceiros as dívidas.

A inclusão de capital de terceiros no patrimônio da empresa, também chamado de alavancagem, não será considerada explicitamente nesse estudo. Isso porque, como o critério para o cálculo da tarifa de equilíbrio é a obtenção de um VPL nulo, as condições de financiamento podem distorcer significativamente os resultados obtidos além de não representar de forma real os custos de geração já que o custo da dívida ou de capital de terceiros está geralmente relacionada aos riscos do projeto. Assim, de forma a simplificar esse estudo, serão considerados como inclusos na taxa de desconto os efeitos de um eventual financiamento do projeto²⁸.

Os riscos do projeto, por sua vez, variam muito para cada projeto. Pode-se citar como riscos relacionados a esse tipo de projeto (Moreira, 2009):

- Risco de *Completion* – Riscos existentes durante a fase pré-operacional do projeto relativos a: (i) *overuns*, ou seja, qualquer desvio orçamentário para maior; (ii) quantificação da produção; (iii) especificação dos produtos; (iv)

²⁸ A taxa de desconto utilizada corresponde ao WACC do projeto onde está previsto a remuneração do capital próprio e o de terceiros (financiamento).

desempenho na fase pré-operacional quanto às metas previstas do estudo de viabilidade; e (v) cumprimento do cronograma físico;

- Risco de preço do produto – Risco de geração insuficiente de caixa por queda no preço do produto. Esse risco pode ser mitigado através de contratos de longo prazo como aqueles celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (os Leilões de Energia promovidos pela ANEEL) que, para usinas termoeletricas, são de 15 anos;
- Risco de incremento nos custos – Ocorre principalmente quanto ao preço dos insumos (combustível, reagentes químicos, etc.);
- Risco cultural – Risco envolvendo questões culturais e religiosas podem afetar o empreendimento. Este risco, às vezes, transcende a questão governamental. Estes riscos são normalmente cobertos por agências de seguros;
- Risco ambiental – Este risco será bastante minimizado com garantias do Governo local quanto à aceitação do empreendimento conforme sua concepção. Porém, exigências posteriores poderão advir de outros organismos internacionais. Além disso, as condições ambientais podem influenciar no desempenho operacional da planta;
- Risco de força maior - Riscos advindos de fatores externos ao empreendimento, cuja previsibilidade não era possível determinar *a priori*. Exemplos: fenômenos da natureza, revoluções, convulsões sociais, etc.;
- Risco de desempenho operacional – A usina pode não apresentar o desempenho inicialmente projetado implicando em um maior consumo de combustível ou não atendimento às condições contratuais de fornecimento de energia (incapacidade de gerar o volume de energia contratada). Contratos com fornecedores em regime *turn key* e garantias de performance operacional devem ser realizadas para atenuar este risco. Estes acordos exigem um pleno domínio tecnológico do processo;
- Risco de descasamento cambial – É fundamental a estruturação do empreendimento com casamento entre as moedas previstas no fluxo de caixa do empreendimento. Quando não são naturalmente possíveis, deverão ser buscadas, em mercado futuro, operações de *hedging*²⁹ para compatibilizá-las;

²⁹ A palavra "*hedge*" pode ser entendida como "proteção". Hedge é uma operação que tem por finalidade proteger o valor de um ativo contra uma possível redução de seu valor numa data futura ou, ainda, assegurar o preço de uma dívida a ser paga no futuro. Esse ativo poderá ser o dólar, uma commodity, um título do governo ou uma ação. Os mercados futuros e de opções possibilitam uma série de operações de hedge. Proteções semelhantes podem ser feitas para reduzir riscos de outros mercados, com taxas de juros, bolsas de valores, contratos agrícolas e outros, dependendo das necessidades da instituição que está à procura do hedge.

- Risco político – Risco de alteração do ambiente legal, oriundo de alterações de legislações que venham a afetar o empreendimento. Acordos governamentais podem imprimir maior segurança, devendo também ser realizadas operações com agências seguradoras;
- Risco de suprimento – poderão existir reduções no suprimento em função de problemas logísticos ou do supridor (como, por exemplo, greve de seus funcionários) ou variações na qualidade do mineral suprido, o que poderá acarretar em redução do desempenho da usina.

Além disso, o custo de capital próprio varia muito entre as empresas. Portanto, para o presente estudo, foram consideradas as taxas de desconto (WACC) de 8%, 10% e 12% (anuais).

3.3.3 – Tributação e Encargos

A tributação considerada nos modelos de avaliação econômico-financeira constitui-se um fator importante, pois se caracteriza como um dos maiores custos de um projeto.

O sistema tributário brasileiro é bastante complexo, envolvendo diversas espécies de tributação (imposto, taxa, contribuição de melhoria, contribuições especiais ou parafiscais e empréstimos compulsórios) e é regido pela Constituição Federal em seus artigos 145 ao 162 e pelo Código Tributário Nacional, Lei nº 5.172 de 25/10/66.

Dentre os diversos tributos existentes, aqueles diretamente aplicáveis ao projeto de uma usina termoeletrica são:

- i. Imposto sobre importação de produtos estrangeiros – II;
- ii. Imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza – IR;
- iii. Imposto sobre produtos industrializados – IPI;
- iv. Contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL;
- v. Contribuição para o programa de integração social – PIS e Contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS;
- vi. Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação – ICMS;
- vii. Imposto sobre serviços de qualquer natureza – ISS

Dentre esses, o II, IPI e ISS não são recolhidos pela usina³⁰, sendo refletidos nos custos dos insumos da usina. Sendo assim, não serão tratados nesse estudo de forma específica, pois se considerará como já inclusos nos custos dos insumos. Além disso, esses tributos não possuem o princípio da não cumulatividade³¹ e, portanto, podem ser tratados de forma inclusa na formação dos custos dos insumos.

No caso do ICMS, apesar de esse tributo ser um tributo não cumulativo, para efeitos de simplicidade, serão considerados os casos em que há diferimento³² desse tributo não havendo, portanto, circunstâncias em que há aproveitamento de créditos de ICMS no projeto, ou seja, não haverá recolhimento de ICMS pela usina e, portanto, todos os valores de ICMS incidentes sobre os insumos serão tidos como custos e já estarão considerados em seus preços de venda.

Assim, os tributos e encargos que serão tratados de forma explícita no modelo de avaliação econômica são:

- Imposto de Renda – regido pelo Regulamento do Imposto de Renda (decreto nº 3.000 de 26/03/1999, artigos 146 a 619), o Imposto de Renda é um tributo federal que incide sobre todos os ganhos e rendimentos de capital, qualquer que seja a denominação que lhes seja dada, independentemente da natureza, da espécie ou da existência de título ou contrato escrito. As pessoas jurídicas podem ser tributadas por uma das seguintes formas: (i) simples; (ii) lucro presumido; (iii) lucro real; ou (iv) lucro arbitrado. A forma aplicável aos casos aqui abordados e que será considerada nesse estudo é o lucro real.

A adoção das demais formas de tributação do imposto de renda não serão consideradas pelo fato de que a receita bruta total de usinas desse tipo geralmente é superior a R\$ 48.000.000,00 (quarenta e oito milhões de reais), caso esse em que será obrigatória a adoção do lucro real (Lei 10.637/2002).

A alíquota do Imposto de Renda é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro real, apurado de conformidade com o Regulamento. A parcela do lucro real que

³⁰ Nesse caso, usina refere-se à empresa (pessoa jurídica) responsável pela termelétrica e os tributos aqui considerados são apenas aqueles relativos à atividade de geração.

³¹ O princípio da não cumulatividade, definido no artigo 153 da Constituição Federal, implica na compensação do que for devido em cada operação (tributo incidente sobre o produto final) com o montante cobrado nas operações anteriores (tributos incidentes sobre os insumos). Dessa forma, o tributo incide apenas sobre o valor agregado aos insumos na produção do produto final.

³² Diferimento refere-se à postergação incondicional do pagamento do tributo para uma etapa posterior, transferindo a responsabilidade do tributo.

exceder ao valor de R\$ 240.000,00 (duzentos e quarenta mil reais) no período de apuração, sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento).

- CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) – De competência da União, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido é aplicada às mesmas normas de apuração estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação, com alíquota de 9%.
- COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) – De competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 7,60%.
- PIS (Contribuição para o Programa de Integração Social) – Também de competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 1,65%.
- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) – É devida à ANEEL pelas concessionárias que produzem, transmitem, distribuem, comercializam energia elétrica. A base de cálculo é o benefício econômico, sendo que o valor devido é deduzido das cotas de Reserva Global de Reversão. A taxa é de 0,5% sobre a receita.
- PDEE (Pesquisa e Desenvolvimento em Energia Elétrica) – Pela lei 9.991, de 24 de julho de 2000, as empresas devem investir anualmente parte de sua receita em projetos de pesquisa e desenvolvimento em energia elétrica. Atualmente, para empresas de geração, o percentual é de 1% da receita operacional líquida anual.

3.3.4 – Premissas Adotadas

Nesse estudo, o fluxo de caixa foi considerado a preços constantes de uma determinada época, ou seja, considera-se que a inflação atua igualmente sobre todos os parâmetros envolvidos (investimentos, custos, receitas). Isto facilita muito os cálculos, porque os efeitos da inflação passam a ser desconsiderados e as taxas de desconto utilizadas são denominadas taxas reais³³.

³³ **Taxa Real** – é a taxa de desconto (ver item 3.3.2) efetiva corrigida pela taxa inflacionária do período da operação.

Investimento

Como os demais empreendimentos energéticos voltados para a geração de energia, os custos para as termelétricas podem classificar-se em (EPE, 2007):

- Custos de investimento (custos associados à formação de capital):
 - o Custos de equipamentos;
 - o Custos de montagem dos equipamentos;
 - o Custos da construção civil;
 - o Outros custos;
 - o Custos indiretos.
- Custos de geração (custos representativos da operação da usina):
 - o Combustível;
 - o Mão de obra:
 - Operação;
 - Manutenção;
 - Administração de pessoal;
 - o Materiais de manutenção;
 - o Produtos consumidos no processo:
 - Água de alimentação e resfriamento;
 - Óleo lubrificante;
 - o Calcário e outros reagentes.
 - o Serviços diversos.

O custo de investimento de um projeto de geração de energia elétrica pode ser decomposto em custo direto (terreno, obras civis, equipamento, montagem e subestação) e custo indireto (canteiro, acampamento e administração). Segundo EPE (2007), 70% do custo de investimento em plantas convencionais a vapor, com utilização de carvão como combustível, são custos diretos, que apresentam a composição apresentada na Tabela 3.1.

Com base nos investimentos apresentados na bibliografia consultada (ver Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007) para as opções tecnológicas aqui estudadas, os valores apresentados na Tabela 3.2 serão utilizados nesse estudo. É importante observar que a bibliografia consultada utiliza moedas em épocas distintas. Para uniformizar esses valores, foi considerada a variação percentual de cada componente dessas usinas conforme os respectivos índices calculados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) na proporção apontada na Tabela 3.1 e a variação cambial do dólar,

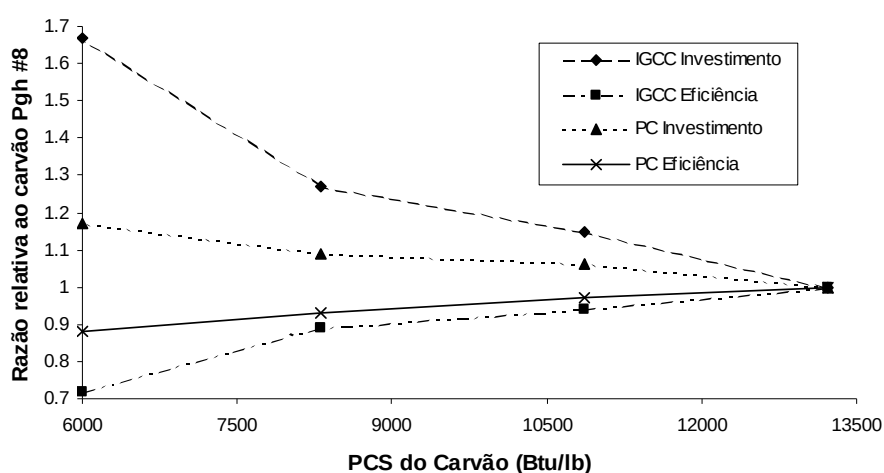
segundo as cotações médias obtidas pelo Banco Central (BCB, 2009). Os índices FGV utilizados foram: Máquinas e Equipamentos; Materiais de Construção; Mão de Obra na Construção Civil e IGP-M.

Tabela 3.1 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica a carvão.

Item de Custo	Participação
Equipamentos eletromecânicos	60%
Caldeira	27%
Turbina	21%
Tubulação e acessórios	6%
Subestação	3%
Outros equipamentos	3%
Montagem dos equipamentos	12%
Construção	21%
Obras civis	15%
Circuito de água	6%
Outros custos	7%
Terreno, benfeitorias	3%
Projeto, organização	4%

Fonte: Lora, 2004.

Além disso, segundo Rubin *et al.* (2007), a qualidade do carvão utilizado nas plantas influencia o valor do investimento e a eficiência alcançada por essa, apresentando maiores impactos sobre plantas que utilizam a tecnologia IGCC. Os carvões de baixa qualidade possuem impacto negativo sobre os custos e a eficiência das plantas devido ao maior fluxo de carvão, maiores fluxos de gases, maiores tamanhos de equipamentos, etc. (Rubin *et al.*, 2007), conforme indicado na Figura 3.1.



Fonte: Rubin *et al.*, 2007.

Nota: Valores relativos aos de uma planta operando com o carvão de Pittsburgh #8 (PCS = 30.840 kJ/kg)

Figura 3.1 – Influência da qualidade do carvão sobre os custos de investimento e eficiência das usinas a carvão.

De forma a quantificar esses efeitos nesse estudo, os valores apresentados na Tabela 3.2 são distintos para cada tipo de carvão que será estudado. Esses valores foram calculados com base em funções obtidas através da regressão dos dados apresentados na Figura 3.1 tendo como parâmetro o poder calorífico superior (PCS) do carvão. Ressalta-se que isso é apenas uma aproximação uma vez que outros fatores como o teor de cinzas e a concentração de enxofre no mineral também influenciam esses custos. Além disso, pode-se obter configurações otimizadas para cada caso específico, o que não foi feito nesse estudo para fins de simplificação.

Tabela 3.2 – Referências para o custo de investimento em plantas térmicas a carvão.

Tecnologia	Custo de Investimento (US\$/kW) com carvão de:		
	Candiota	Cambuí	África do Sul
SCPC	1.915 – 3.167	1.776 – 2.938	1.669 – 2.760
SCPC + CCS	3.081 – 4.149	2.858 – 3.850	2.686 – 3.617
IGCC	2.662 – 4.494	2.052 – 3.465	1.677 – 2.830
IGCC + CCS	3.670 – 5.526	2.829 – 4.260	2.311 – 3.480

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

Importante observar que os investimentos por unidade de capacidade (MW) tendem a diminuir na medida em que o tamanho das plantas aumenta, devido aos ganhos de escala. Outro fator que pode afetar as estimativas do investimento em plantas a carvão é a grande variação dos custos em função das datas em que são estimados. Os custos de usinas térmicas dependem, principalmente, do preço do aço e da demanda de usinas.

No caso brasileiro, ainda se devem considerar outros aspectos, tais como o risco cambial (uma parcela significativa dos equipamentos é importada) e o custo de capital adicional, devido aos fatores de risco. Entende-se que, em um contexto de maior demanda por usinas térmicas a carvão no país, definindo uma escala industrial em um patamar competitivo, os custos unitários de investimento (por kW instalado) e de operação, incluindo-se o de combustível, tenderão a diminuir.

Combustível

O combustível representa um dos fatores de maior peso no custo da energia gerada por centrais termelétricas determinado predominantemente pelo conteúdo energético (em geral, expresso em kcal/kg ou em Btu/lb) e pelo conteúdo de enxofre. No caso do carvão, a quantidade de cinzas tem importância secundária para a formação do preço.

Entre 1990 e 2002, coincidindo com a expansão da oferta e utilização do gás natural para a geração de energia elétrica, os preços internacionais do carvão eram declinantes (EPE, 2007). Esse quadro, porém, aparentemente alterou-se a partir de 2003, assumindo uma trajetória de alta que continua em 2006.

Apesar desse comportamento recente dos preços do carvão, espera-se um quadro de estabilidade face às características geopolíticas desse mineral, quais sejam, grandes reservas localizadas em diversos países no mundo.

Também no Brasil a expectativa é de estabilidade de preços, ainda que influenciados pela demanda de mercado e pelos custos inerentes a cada jazida a ser explorada (EPE, 2007). Adicionalmente, no caso do carvão, o preço do combustível posto na usina é influenciado por diversos fatores, dentre os quais se destacam:

- Natureza da mineração (céu aberto ou subsolo);
- Grau de beneficiamento requerido;
- Distância e meio de transporte;
- Quantidades contratadas (economia de escala);
- Qualidade do carvão.

A Tabela 3.3 apresenta a origem do carvão empregado em cada usina térmica brasileira bem como o preço pago por cada um deles.

Deve-se considerar que, para novos projetos termelétricos, o preço do carvão pode ser bem diferente daqueles apresentados na Tabela 3.3. Novas usinas com carvão nacional deverão continuar sendo locadas na boca da mina, porém com o projeto específico para o tipo de carvão, em alguns casos, sem o necessário beneficiamento.

Para esse estudo foram utilizados os seguintes tipos de carvão (EPE, 2007):

- Carvão nacional (Candiota) com 3.200 kcal/kg, R\$ 40,63/t;
- Carvão nacional (Cambuí) com 4.850 kcal/kg, R\$ 208,49/t;

- Carvão importado (África do Sul) com 6.700 kcal/kg, R\$ 138,00/t.

Tabela 3.3 – Origem e preços do carvão empregado em térmicas brasileiras em maio de 2005.

Usina	Contrato (t/mês)	Mina	Preços (R\$/t)
Presidente Médici	133.333	Candiota	40,63
São Jerônimo	6.500	Leão I	100,06
Jorge Lacerda	200.000	SIECESC	138,68
Charqueadas	28.886	Recreio	68,69
Figueira	6.500	Cambuí	208,49

Fonte: Carvalho, 2005.

As duas primeiras alternativas refletem as situações limite, em termos de preço, hoje observadas no país. A terceira alternativa reflete uma situação hipotética de uso de carvão importado da África do Sul (Richards Bay), a cujo preço FOB foi acrescido um custo de frete de US\$ 8,00/t (EPE, 2007).

Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção das usinas térmicas devem ser classificados em fixos e variáveis. Em adição ao custo do combustível, as parcelas variáveis, dependentes do despacho da usina, são determinantes no cálculo dos fatores de capacidade, como sugerido anteriormente.

No entanto, a diversidade de tecnologias associadas à geração térmica a carvão e, principalmente, a heterogeneidade do próprio combustível e das legislações ambientais, acabam por particularizar esses custos, tanto os fixos quanto os variáveis, dificultando a escolha de valores de referência.

A Tabela 3.4 resume os valores utilizados nesse estudo tendo como base a bibliografia consultada (ver Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006, IEA, 1997; EPE, 2007, Schaeffer, 2000, Tractebel, 2008). Conforme Rubin *et al.* (2007, 2009) e Sekar *et al.* (2007), os custos de O&M para as plantas com sistema de captura de carbono aumentam cerca de 110% em relação à mesma planta sem esse sistema para a tecnologia SCPC e 60% para IGCC. Esses percentuais foram aplicados aos valores de O&M das tecnologias sem o sistema de captura para se obter os respectivos valores com esse sistema. Vale ressaltar que os valores descritos são representativos de usinas que utilizam combustível com menor conteúdo de cinzas e enxofre (carvão importado), o que tende a reduzir os custos de O&M por MWh gerado.

Tabela 3.4 – Custos fixos e variáveis em plantas térmicas a carvão.

Tecnologia	Custo de O&M variável (US\$/MWh)	Custo de O&M fixo (US\$/kW.ano)
SCPC	1,6 – 5,2	33,1 – 43,0
SCPC + CCS	3,4 – 10,9	69,5 – 90,3
IGCC	0,9 – 4,2	35,2 – 70,8
IGCC + CCS	1,4 – 6,7	56,3 – 113,3

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2007, Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006

Custos de Transmissão

A atividade de transmissão de energia elétrica é um monopólio com tarifas reguladas. O pagamento destes custos é realizado por intermédio de tarifas de transmissão, cobrados de geradores e de cargas. Assim, um gerador cuja presença em determinado local representa um impacto ao sistema de transmissão existente estará sujeito a uma tarifa de uso de transmissão elevada, enquanto um gerador localizado em um ponto da rede onde sua presença alivia o uso do sistema estará sujeito a uma tarifa de transmissão baixa. A mesma filosofia prevalece em relação às cargas. Deve-se adicionar ao componente locacional um outro componente denominado selo, que é constante em todos os pontos do sistema. Esta parcela constitui um custo fixo, rateado igualmente entre os usuários de forma a garantir que o valor total da arrecadação com os usuários da rede básica seja igual à receita devida às concessionárias de transmissão pela disponibilização de seus ativos da rede básica (EPE, 2007). Observa-se, no entanto, que tais valores são bastante variáveis, conforme a localização da usina.

Para efeitos de simplificação, como essa tarifa depende da localização da usina, considerou-se nesse estudo um valor fixo de R\$ 2,20/kW.mês para a tarifa de transmissão.

Vida Econômica

A vida econômica de um projeto refere-se ao período de tempo durante o qual o projeto produz resultados econômicos. No caso de projetos industriais, a vida econômica geralmente adotada nos estudos de viabilidade é a vida útil média dos equipamentos. A vida útil estimada em projetos para usinas térmicas vai de 20 a 30 anos, tendo sido encontrados na bibliografia períodos de até 40 anos (Sekar *et al.*, 2007). Vale ressaltar, no entanto, que a operação de usinas térmicas pode ser prolongada por mais 25 a 30 anos, após uma completa avaliação de sua integridade

no final de sua vida útil estimada (EPE, 2007). Na análise aqui apresentada, porém, considerou-se a vida útil de 25 anos sem a extensão desse tempo.

Eficiência

Um fator que está diretamente ligado ao lucro é a eficiência da usina, estando correlacionados de forma diretamente proporcional já que o aumento na eficiência da planta implica em um menor consumo de combustível (que é um custo para a usina) para uma mesma quantidade de energia gerada (que corresponde à receita). Entretanto, é comum se observar variações na eficiência de uma usina em função da carga ou, em outras palavras, em função da potência instantânea gerada. Porém, Bresolin *et al.* (2007) mostram que uma planta a carvão tem sua eficiência térmica, mediante simulações em cargas parciais e em plena carga, dependente apenas de parâmetros da caldeira, não variando, portanto, com a carga.

Conforme discutido antes, a eficiência é uma função do combustível fornecido, além da tecnologia utilizada, conforme apontado por Rubin *et al.* (2007). De forma similar aos custos de investimento, as eficiências informadas na bibliografia consultada foi adaptada de acordo com o tipo de carvão utilizado com base em seu PCI, tendo como resultado os valores apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Eficiência de cada tecnologia.

Tecnologia	Eficiência		
	Candiota	Cambuí	África do Sul
SCPC	34,3% – 34,7%	36,8% – 37,2%	38,7% – 39,1%
SCPC + CCS	24,5% – 26,4%	26,2% – 28,3%	27,6% – 29,8%
IGCC	27,0% – 28,7%	32,4% – 34,4%	36,5% – 38,8%
IGCC + CCS	23,4% – 24,7%	28,0% – 29,5%	31,6% – 33,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

O consumo próprio (cargas internas da usina) varia em função da tecnologia utilizada e da configuração da planta. Nesse estudo, porém, foi considerado um consumo de 8% da potência instalada, independentemente da tecnologia.

Outras Premissas

As demais premissas utilizadas no modelo estão sumarizadas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Premissas gerais utilizadas no modelo de avaliação econômica.

Premissa	Valor
Prazo de implantação SCPC	3 anos
Prazo de implantação IGCC	4 anos
Fator de carga	75%
Custos administrativos	R\$ 2,0 milhões/ano
Seguros	0,4% sobre investimento/ano

Tabela 3.6 (cont.)

Cronograma de desembolso SCPC (invest.)	30% - 40% - 30%
Cronograma de desembolso IGCC (invest.)	20% - 30% - 30% - 20%
PIS/COFINS sobre investimento	9,25%
ICMS sobre investimento	7,0%
Depreciação (obras civis e serviços)	5% a.a.
Depreciação (máquinas e equipamentos)	10% a.a.
Percentual de máquinas e equipamentos	60%
Cotação do Dólar	R\$ 2,20/US\$
Índice deflacionário	4% a.a.
Prazos médios de pagamentos	30 dias
Prazos médios de recebimentos	30 dias

Fonte: Elaboração própria

3.4 – Metodologia

Para o cálculo da tarifa de equilíbrio será utilizado como critério de avaliação o Valor Presente Líquido. Segundo este critério, o investimento só deve ser realizado quando o valor dos fluxos de caixa futuros do investimento for maior que o custo de investimento (Pindyck e Rubinfeld, 2005). A utilidade do critério do VPL é que todo o fluxo de caixa do projeto, incluindo investimentos, receitas e custos, é transformado em um valor monetário que pode ser comparado a outros projetos (Robertson, 1999). O VPL é calculado da seguinte forma:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^T \frac{S_t}{(1+k)^t} \quad (3.2)$$

onde:

- I Investimento
- k Taxa de desconto
- T Vida econômica
- S Fluxo de caixa livre

A equação representa o benefício líquido que será obtido pela empresa como resultado do seu investimento (Pindyck e Rubinfeld, 2005). Assim, o investimento considerado no estudo terá um resultado viável economicamente apenas quando o resultado da equação não for negativo ($VPL \geq 0$). Um VPL nulo indica que o capital investido está sendo remunerado pela taxa mínima de atratividade (a taxa de desconto) sem nenhum ganho econômico adicional.

Para o cálculo da tarifa de equilíbrio será utilizada como critério a obtenção de um VPL nulo considerando-se a operação da usina térmica em plena carga, ou seja, em sua máxima capacidade de geração.

Essa tarifa pode ser expressa como uma tarifa monômia (em R\$/MWh) ou pode ser desagregada numa tarifa binômia equivalente, onde uma parcela representaria o custo anualizado do capital (R\$/kW-ano) e outra parcela representaria o custo variável esperado de geração (R\$/MWh).

Para esse estudo, será calculada a tarifa de equilíbrio, ou seja, a tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, considerados todos os impostos e encargos incidentes sobre a atividade, e sua decomposição em três parcelas: uma parcela que representam os custos fixos (incluindo-se a remuneração do capital investido); uma outra parcela que representam os custos variáveis de operação e, finalmente, uma parcela representando os tributos aqui considerados. A soma das duas primeiras parcelas resulta no custo de produção.

3.4.1 – Modelo de Avaliação Econômico-Financeira

O modelo econômico utilizado nesse estudo é um modelo anual em que os fluxos são considerados em final de período, ou seja, todas as receitas e custos ocorridos em um determinado ano são concentrados no final do respectivo ano.

O modelo possui a configuração apresentada na Tabela 3.7 onde são mostrados os cálculos feitos em cada ano.

Tabela 3.7 – Modelo econômico utilizado nas avaliações.

Receita Bruta Total
(-) PIS/COFINS
(-) PDSE
(-) ICMS
(=) Receita Líquida Total
(-) Custos e Despesas Fixas

- (-) Custos e Despesas Variáveis
- (+) Crédito de PIS sobre Custos
- (=) Lucro Bruto
 - (-) Depreciação
 - (+) Crédito de PIS sobre Depreciação
- (=) Lucro Líquido antes do IR
 - (-) Imposto de Renda/CSLL
- (=) Lucro Líquido
 - (+) Depreciação
 - (-) Investimento
 - (+) Crédito ICMS Investimento
 - (+) Crédito PIS/COFINS Equipamentos
 - (+/-) Variação do Capital de Giro
- (=) Fluxo de Caixa Livre

3.4.2 – *Análise de Sensibilidade*

A análise de sensibilidade tem como objetivo identificar o grau de influência que cada parâmetro exerce sobre os resultados de um modelo. Dentre as forma possíveis, será utilizada nesse trabalho o **Diagrama Tornado**.

Esse diagrama é obtido fixando-se todos os parâmetros exceto um que irá variar dentro de uma faixa percentual pré-definida. Esse passo é repetido para cada parâmetro que se deseja avaliar sua influência sobre o resultado do modelo.

Os resultados dessa análise são traçados em um gráfico de barras horizontais em que o eixo das abscissas representa o impacto de cada parâmetro sobre o resultado. O gráfico é arranjado de forma que as variáveis de maior impacto sejam traçadas na parte superior dando, assim, o formato de um “tornado”.

3.4.3 – *Análise de Risco*

Para se ter uma melhor compreensão da análise de risco é necessária uma melhor compreensão dos termos *risco* e *incerteza*. Aqui esses termos serão utilizados para se referir aos resultados e implicações de algum evento futuro. *Incerteza* irá descrever e se referirá a gama de possíveis resultados enquanto *risco* irá descrever aos ganhos ou perdas potenciais associados a um resultado particular (Murtha, 2008).

A análise de risco consiste em se avaliar as probabilidades de ganhos ou perdas potenciais envolvidos em eventos futuros que possuem alguma medida quantitativa, descrevendo a gama de possíveis resultados e suas respectivas consequências. Normalmente essas análises se baseiam em dados históricos que possam ser

quantificados, porém seu valor exato é incerto. Uma estimativa pobre dessas variáveis traz algumas desvantagens. Sob o ponto de vista do investidor, subestimar pode significar em falta de recursos para as atividades programadas enquanto que superestimar pode representar a perda de oportunidades em outros investimentos.

Para isso, os modelos empregados deixam de utilizar um número e passam a fazê-lo com uma distribuição de probabilidade. Ao restringir o modelo de forma que cada parâmetro assuma um único valor, esse é definido como modelo determinístico. Por outro lado, ao permitir que esses parâmetros sejam representados por variáveis aleatórias ou distribuições de probabilidade, o modelo é conhecido como estocástico ou probabilístico.

O cálculo de modelos estocásticos é uma tarefa complexa sem o auxílio computacional. Para tal, será utilizada a simulação de Monte Carlo que consiste basicamente em escolher um valor aleatório para cada uma das variáveis estocásticas de acordo com sua respectiva probabilidade de ocorrência. Esse processo é repetido diversas vezes enquanto são armazenados os resultados obtidos. Se houver algum tipo de dependência entre as variáveis estocásticas, deve-se ajustar o processo de amostragem de forma que isso seja levado em consideração o que, para esse estudo, não foi necessário. A partir dos resultados obtidos, obtém-se um histograma que mostra a distribuição de probabilidades de ocorrência dos valores de saída do modelo (Murtha, 2008).

Para tanto, é importante obter os parâmetros das funções de distribuição de cada variável, ou seja, tipo de função (normal, log-normal, binomial, triangular, uniforme, etc.), faixa (valores permitidos para cada variável) e outros parâmetros que depende do tipo de distribuição escolhida. Há três formas de se obter isso: dados históricos, princípios fundamentais ou opinião de profissionais experientes. Para serem úteis, os dados históricos devem ser apropriados e, quando isso ocorre, não apenas a faixa de valores deve ser utilizada, mas também o tipo de distribuição de probabilidades e seus parâmetros podem ser obtidos desses dados. Em alguns casos, ao menos o tipo ou formato da distribuição pode ser inferido a partir de princípios básicos.

Além disso, deve-se também definir se há alguma dependência entre essas variáveis e, caso exista, quantificá-la. Para efeitos de simplificação, não foi considerada nesse trabalho nenhum tipo de dependência entre as variáveis.

Tabela 3.8 – Parâmetros e distribuições utilizadas para as variáveis estocásticas.

Variável Estocástica	Distribuição	Parâmetros		
		Mínimo	Mais provável	Máximo
SCPC				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	1.915	2.200	3.167
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	1.776	2.042	2.938
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	1.669	1.918	2.760
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	33,1		43,0
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	1,6		5,2
Eficiência da planta ¹	Uniforme	34,3%		34,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	36,8%		37,2%
Eficiência da planta ³	Uniforme	38,7%		39,1%
SCPC + CCS				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	3.081	3.578	4.149
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.858	3.320	3.850
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	2.686	3.119	3.617
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	69,5		90,3
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	3,4		10,9
Eficiência da planta ¹	Uniforme	24,5%		26,4%
Eficiência da planta ²	Uniforme	26,2%		28,3%
Eficiência da planta ³	Uniforme	27,6%		29,8%
IGCC				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	2.662	3.407	4.494
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.052	2.627	3.465
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	1.677	2.146	2.830
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	35,2		70,8
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	0,9		4,2
Eficiência da planta ¹	Uniforme	27,0%		28,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	32,4%		34,4%
Eficiência da planta ³	Uniforme	36,5%		38,8%
IGCC + CCS				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	3.670	4.514	5.526
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.829	3.480	4.260
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	2.311	2.843	3.480
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	56,3		113,3
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	1,4		6,7
Eficiência da planta ¹	Uniforme	23,4%		24,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	28,0%		29,5%
Eficiência da planta ³	Uniforme	31,6%		33,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

Notas: (1) Operando com carvão de Candiota.

(2) Operando com carvão de Cambuí.

(3) Operando com carvão da África do Sul.

Feretic *et al.* (2005) realizam uma comparação entre a geração elétrica a partir do carvão, gás natural e energia nuclear na Croácia utilizando essa metodologia. Baseando-se nesse estudo, foram utilizadas no presente estudo as mesmas distribuições feitas por Feretic *et al.* (2005) para o caso específico do carvão mineral, as quais estão sumarizadas na Tabela 3.8, onde são apresentados também os parâmetros dessas distribuições.

Os parâmetros aqui possuem as mesmas faixas apresentadas nas Tabelas 3.2, 3.4 e 3.5 e seus valores estão baseados na bibliografia consultada (Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006, IEA, 1997, EPE, 2007, Rubin *et al.*, 2007, 2009, Schaeffer, 2000, Sekar *et al.*, 2007, Tractebel, 2008).

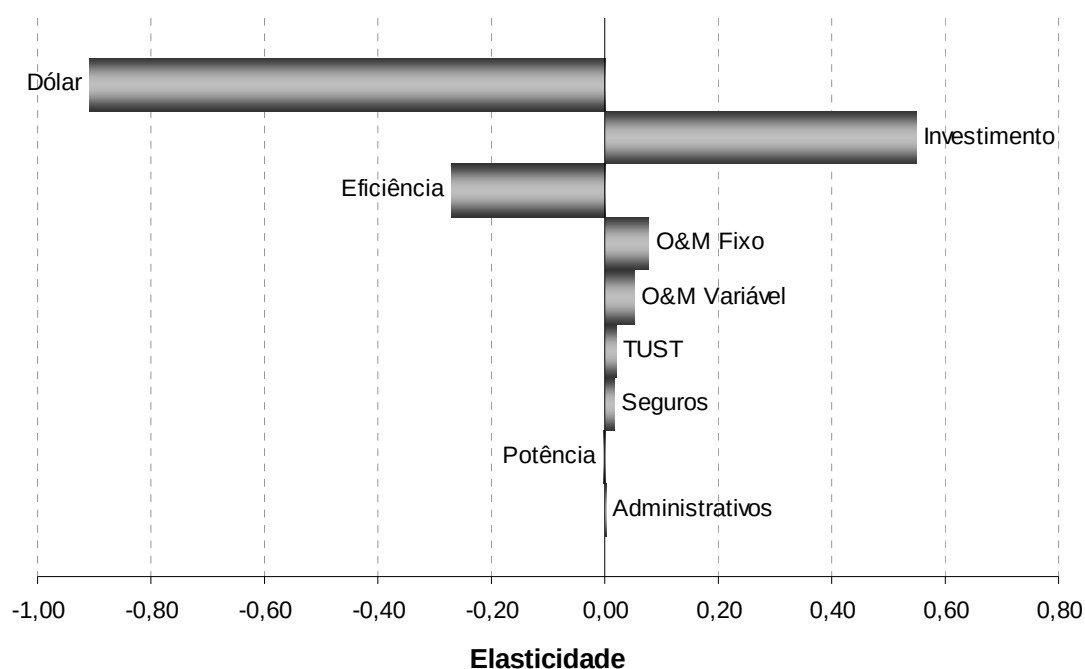
Para a simulação dessas distribuições, foi utilizado o equacionamento apresentado no Apêndice A que requer apenas um gerador de números aleatórios entre 0 e 1.

3.5 – Resultados

3.5.1 – Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade feita para cada tecnologia utilizando o modelo aqui proposto apontou os resultados apresentados no gráfico da Figura 3.2, para o caso da tecnologia SCPC (sem CCS). Como pode ser observado, a variável de maior impacto sobre os resultados é o investimento, seguido da cotação do dólar e da eficiência da planta. As outras variáveis possuem significância reduzida.

O gráfico da Figura 3.2 foi construído a partir das elasticidades obtidas pela razão entre a variação no preço final da energia sobre a variação no valor da respectiva variável. Esses resultados foram obtidos através de uma variação de +/- 10% dessas variáveis, mantendo-se as demais constantes.



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura 3.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.

Uma explicação para esses resultados é dada a seguir:

- Investimento – esse resultado mostra que o investimento possui grande influência sobre os resultados para esse tipo de térmica, ou seja, são projetos de capital intensivo.
- Dólar – essa variável possui grande influência nos resultados devido ao fato de que, nas simulações feitas nesse estudo, todo o investimento foi considerado como importado e, como já visto aqui, o investimento é a variável de maior influência sobre os resultados. A elasticidade apresenta-se negativa devido ao fato de que, como os custos de energia são apresentados em dólar nesse estudo, um aumento na taxa cambial implica em redução dos custos em reais sem alterar a receita (considerada em dólar).
- Eficiência – os custos com combustível representam uma parcela significativa dos resultados, representando, depois do investimento, o principal fator na formação do custo de geração. Porém, sua influência não é tão significativa quanto os investimentos.

Nota-se no gráfico apresentado na Figura 3.2 que a elasticidade do investimento é aproximadamente o dobro do combustível (eficiência), indicando certa similaridade com térmicas nucleares e hidrelétricas em que, apesar dos baixos custos com combustível, requer grandes investimentos. Resultados similares foram obtidos para as demais opções tecnológicas aqui avaliadas, os quais se encontram no Apêndice B.

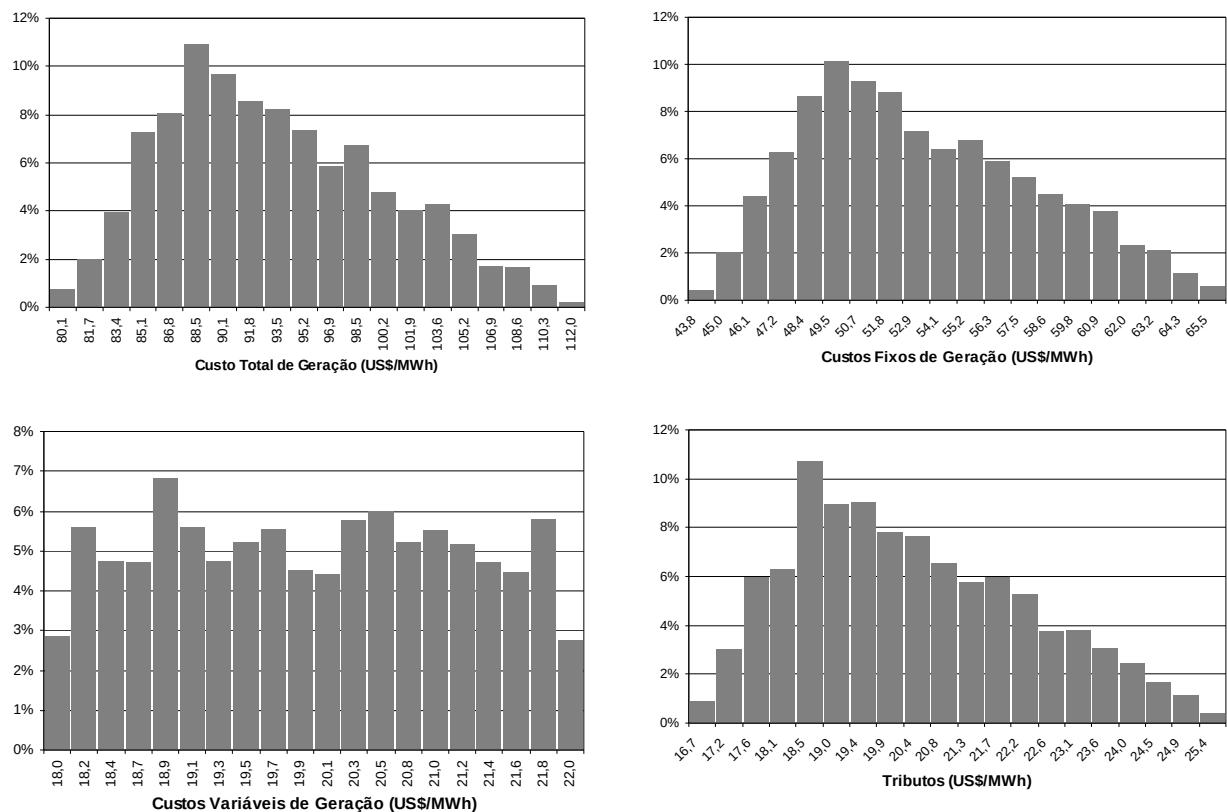
3.5.2 – Análise de Risco e Custos de Geração

A seguir são apresentados os resultados obtidos com as simulações de Monte Carlo utilizando o modelo de avaliação econômica apresentado na seção 3.4.1.

Como o número de gráficos gerados é grande, serão apresentados apenas os gráficos gerados para a taxa de desconto de 8% a.a. e para a mina Candiota. Todos os resultados obtidos estão representados graficamente no Apêndice C. Para as demais simulações, serão apresentados apenas os valores médios e seus respectivos desvios padrões.

Tecnologia SCPC

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.3.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.3 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.9, 3.10, 3.11 e 3.12 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.9 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	92,52 (6,88)	105,49 (8,17)	120,46 (9,83)
	CambuÍ	126,80 (6,47)	139,50 (7,91)	152,90 (9,31)
	África do Sul	92,47 (6,18)	104,24 (7,33)	116,99 (8,79)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.10 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	52,59 (4,86)	60,72 (5,63)	70,09 (6,66)
	CambuÍ	49,30 (4,50)	57,35 (5,49)	65,68 (6,34)
	África do Sul	46,89 (4,29)	54,33 (5,07)	62,31 (5,97)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.11 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	19,90 (1,16)	19,92 (1,16)	19,94 (1,16)
	CambuÍ	54,65 (1,17)	54,65 (1,18)	54,67 (1,19)
	África do Sul	27,02 (1,18)	27,01 (1,18)	26,99 (1,16)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.12 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

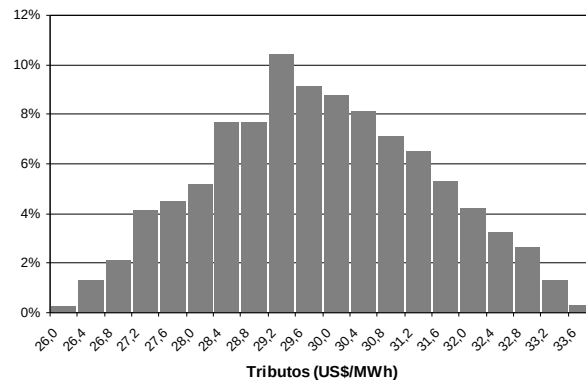
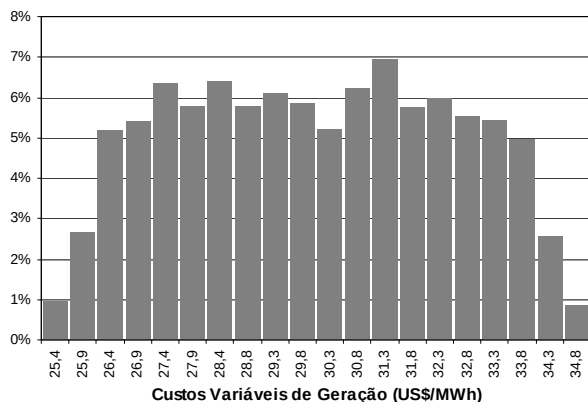
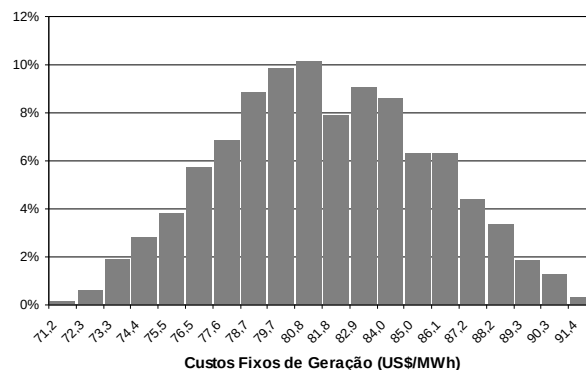
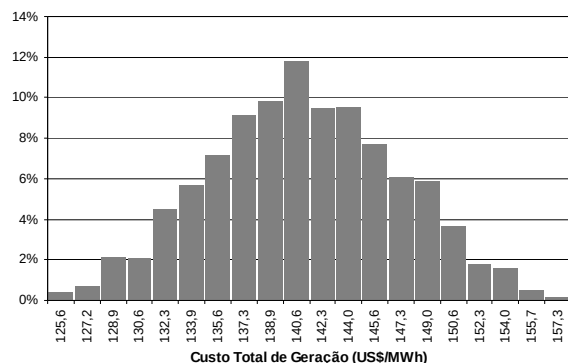
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	20,03 (1,97)	24,85 (2,45)	30,44 (3,07)
	CambuÍ	22,84 (1,83)	27,51 (2,39)	32,55 (2,91)
	África do Sul	18,55 (1,74)	22,90 (2,20)	27,69 (2,74)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia SCPC + CCS

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.4.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.4 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.13, 3.14, 3.15 e 3.16 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.13 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	140,24 (6,05)	159,82 (7,15)	181,91 (8,37)
	Cambuí	186,44 (6,10)	205,06 (7,07)	225,15 (8,20)
	África do Sul	139,25 (5,74)	156,70 (6,46)	175,59 (7,63)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.14 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	80,90 (4,04)	93,19 (4,71)	106,98 (5,47)
	Cambuí	76,12 (3,78)	87,93 (4,57)	100,41 (5,30)
	África do Sul	72,49 (3,64)	83,51 (4,24)	95,37 (4,96)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.15 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	29,81 (2,44)	29,86 (2,46)	29,89 (2,47)
	Cambuí	77,10 (2,84)	77,05 (2,89)	77,11 (2,92)
	África do Sul	39,51 (2,52)	39,50 (2,55)	39,43 (2,51)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.16 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

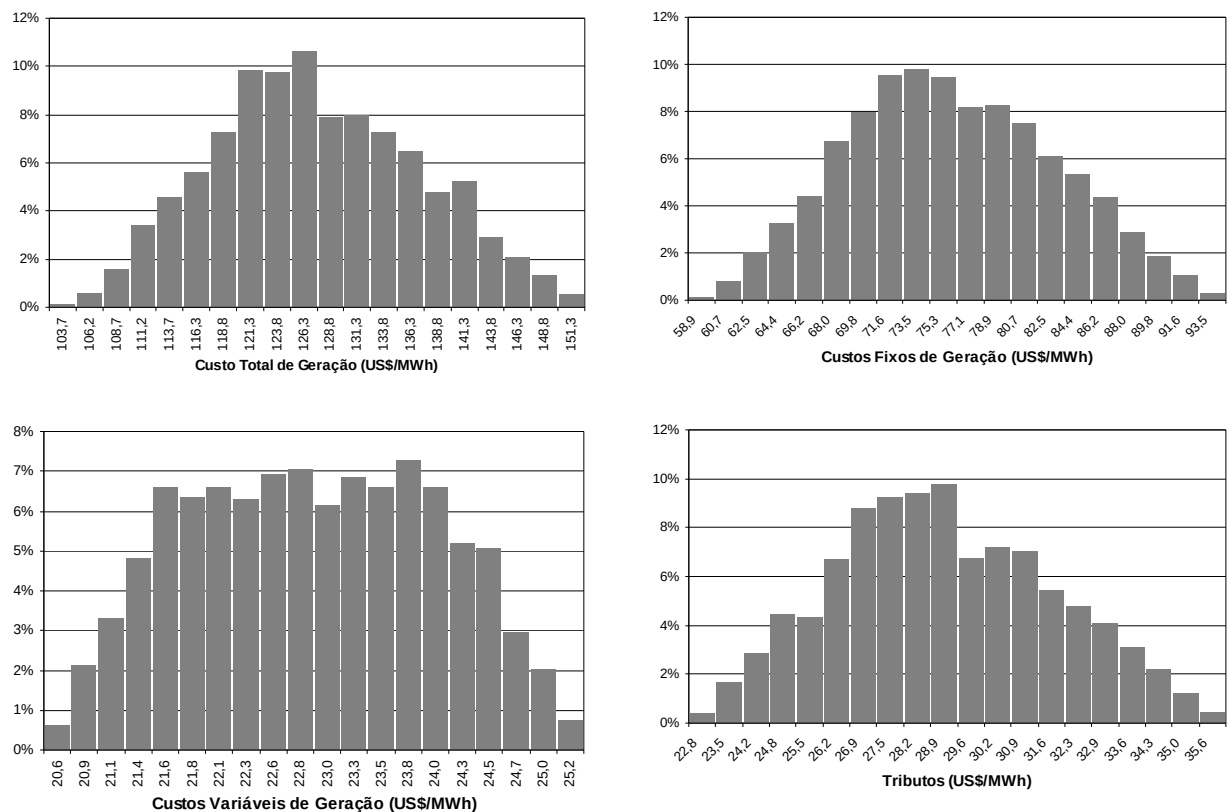
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	29,53 (1,60)	36,78 (2,00)	45,03 (2,49)
	Cambuí	33,22 (1,50)	40,08 (1,96)	47,62 (2,39)
	África do Sul	27,25 (1,43)	33,68 (1,78)	40,80 (2,24)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia IGCC

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.5.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.5 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.17, 3.18, 3.19 e 3.20 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.17 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	126,25 (9,70)	145,07 (11,56)	166,79 (13,76)
	Cambuí	146,33 (7,74)	161,62 (9,42)	177,79 (10,96)
	África do Sul	97,57 (6,30)	109,42 (7,48)	123,12 (8,80)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.18 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	74,88 (6,97)	86,68 (8,11)	100,28 (9,44)
	Cambuí	60,18 (5,49)	69,90 (6,62)	79,95 (7,56)
	África do Sul	51,33 (4,59)	58,75 (5,29)	67,32 (6,08)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.19 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	22,80 (1,11)	22,82 (1,12)	22,83 (1,12)
	CambuÍ	59,23 (1,43)	59,19 (1,46)	59,20 (1,46)
	África do Sul	26,79 (1,13)	26,81 (1,14)	26,83 (1,14)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.20 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

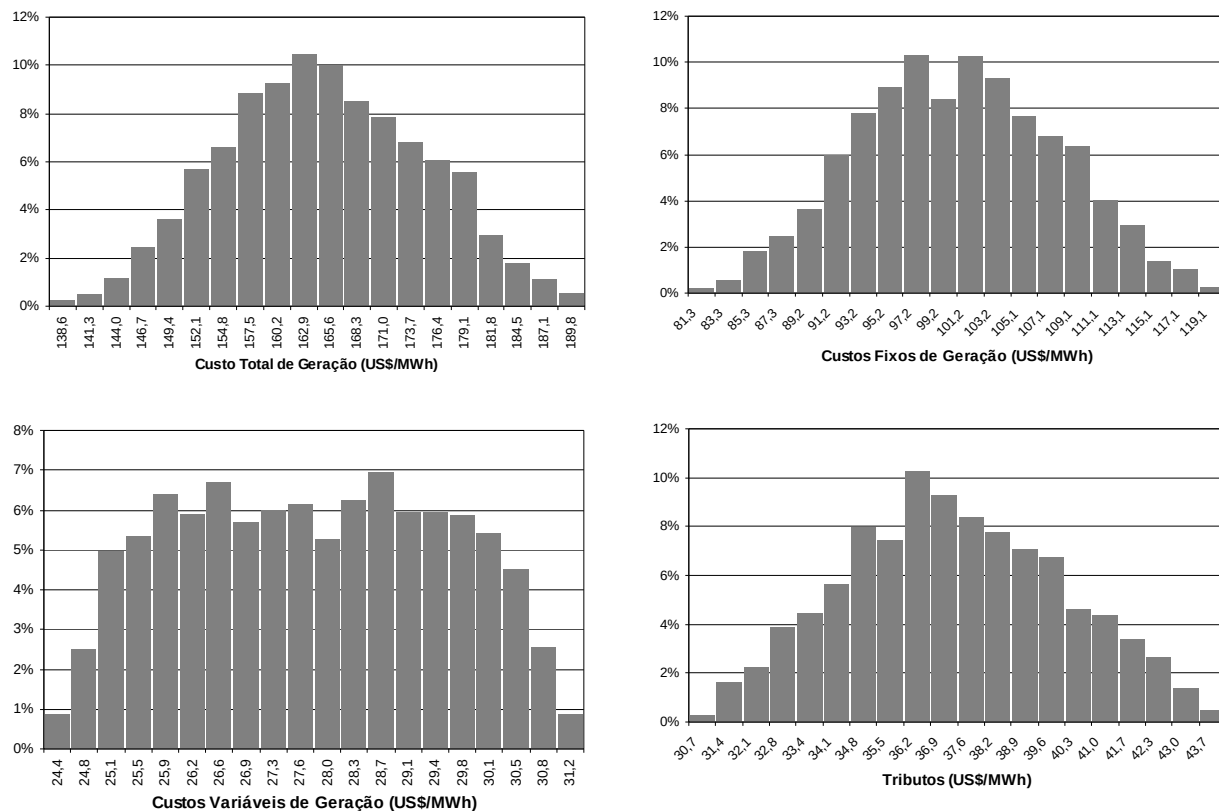
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	28,57 (2,76)	35,57 (3,44)	43,68 (4,30)
	CambuÍ	26,92 (2,14)	32,53 (2,79)	38,64 (3,38)
	África do Sul	19,45 (1,74)	23,86 (2,17)	28,97 (2,70)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia IGCC + CCS

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.6.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.6 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.21, 3.22, 3.23 e 3.24 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.21 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	163,60 (10,07)	188,20 (11,98)	216,29 (14,09)
	CambuÍ	184,25 (8,24)	204,02 (9,82)	225,04 (11,49)
	África do Sul	125,79 (7,12)	141,81 (8,11)	159,15 (9,52)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.22 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	99,21 (7,34)	114,64 (8,49)	132,21 (9,74)
	CambuÍ	80,18 (5,93)	92,74 (7,01)	105,79 (8,04)
	África do Sul	68,57 (5,22)	78,70 (5,89)	89,56 (6,70)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.23 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	27,62 (1,73)	27,65 (1,75)	27,68 (1,75)
	CambuÍ	70,01 (1,96)	69,97 (1,99)	70,01 (2,01)
	África do Sul	32,38 (1,77)	32,37 (1,78)	32,32 (1,76)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.24 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	36,77 (2,78)	45,91 (3,48)	56,40 (4,33)
	CambuÍ	34,06 (2,15)	41,32 (2,81)	49,24 (3,44)
	África do Sul	24,84 (1,79)	30,74 (2,24)	37,26 (2,81)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Análise dos Resultados

Podem-se obter algumas conclusões observando os resultados apresentados acima. Primeiramente, cabe observar que os custos de geração (Tabelas 3.9, 3.13, 3.17 e 3.21) são uma composição dos custos fixos de geração (Tabelas 3.10, 3.14, 3.18 e 3.22), dos custos variáveis de geração (Tabelas 3.11, 3.15, 3.19 e 3.23) e dos tributos (Tabelas 3.12, 3.16, 3.20 e 3.24). Os custos fixos e variáveis de geração possuem

comportamentos específicos em função do carvão utilizado e da taxa de mínima atratividade.

Como era de se esperar, a TMA influencia apenas os custos fixos de geração, pois são esses custos que irão remunerar o capital investido. Por outro lado, os custos variáveis não dependem dessa taxa, tendo sua variação em função do carvão utilizado que têm relação direta através da Equação 3.3:

$$C_{comb} = \frac{HR}{PC_{comb}} \cdot P_{comb} \quad (3.3)$$

onde: C_{comb} = Custos variáveis com combustível
HR = Heat Rate (consumo específico da planta)
 PC_{comb} = Poder calorífico do combustível
 P_{comb} = Preço do combustível

Como pode ser observado nessa equação, a variação dos preços de combustível e de seu conteúdo energético medido por seu poder calorífico altera os custos variáveis com combustível que, somado aos custos variáveis de operação e manutenção, constitui os custos variáveis de geração.

A Equação 3.3 ajuda também a explicar outro fato que pode ser observado nos resultados apresentados. Nota-se que os custos variáveis sofrem influência direta da tecnologia utilizada e se apresentam mais baixos na tecnologia SCPC, seguida pelas tecnologias IGCC, IGCC + CCS e, por último, SCPC + CCS. Cabe notar que essa ordem é justamente a ordem decrescente de eficiências médias e, conseqüentemente, a ordem crescente de consumo específico, ou *heat rate*.

Finalmente, outra observação notável nos resultados é que os custos fixos dependem da tecnologia utilizada, aumentando à medida que os custos médios específicos de investimento aumentam, como era de se esperar.

Assim, têm-se dois efeitos contrários que se somam: maiores investimentos em plantas com maiores eficiências *versus* menores investimentos em plantas com menores eficiências. Como foi observado na análise de sensibilidade, o elemento de maior influência sobre o custo total de energia é o investimento. Dessa forma, as usinas que utilizam a tecnologia de carvão pulverizado são aquelas que apresentam os menores custos de geração. E, como é apontado por Rubin *et al.* (2007) e Sekar *et al.* (2007), o emprego de sistemas de captura de carbono aumenta consideravelmente

os custos de geração. Em termos do custo total de geração, esse aumento foi em torno de 50% para SCPC e 30% para IGCC.

3.5.3 – Síntese dos Resultados

A Tabela 3.25 abaixo resume os resultados (valores médios) apresentados na seção anterior.

Tabela 3.25 – Síntese dos resultados das simulações.

Mina: Candiota												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	92,5	52,6	19,9	20,0	105,5	60,7	19,9	24,9	120,5	70,1	19,9	30,4
SCPC+CCS	140,2	80,9	29,8	29,5	159,8	93,2	29,9	36,8	181,9	107,0	29,9	45,0
IGCC	126,3	74,9	22,8	28,6	145,1	86,7	22,8	35,6	166,8	100,3	22,8	43,7
IGCC+CCS	163,6	99,2	27,6	36,8	188,2	114,6	27,7	45,9	216,3	132,2	27,7	56,4
Mina: Cambuí												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	126,8	49,3	54,7	22,8	139,5	57,4	54,7	27,5	152,9	65,7	54,7	32,6
SCPC+CCS	186,4	76,1	77,1	33,2	205,1	87,9	77,1	40,1	225,2	100,4	77,1	47,6
IGCC	146,3	60,2	59,2	26,9	161,6	69,9	59,2	32,5	177,8	80,0	59,2	38,6
IGCC+CCS	184,3	80,2	70,0	34,1	204,0	92,7	70,0	41,3	225,0	105,8	70,0	49,2
Mina: África do Sul												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	92,5	46,9	27,0	18,6	104,2	54,3	27,0	22,9	117,0	62,3	27,0	27,7
SCPC+CCS	139,3	72,5	39,5	27,3	156,7	83,5	39,5	33,7	175,6	95,4	39,4	40,8
IGCC	97,6	51,3	26,8	19,5	109,4	58,8	26,8	23,9	123,1	67,3	26,8	29,0
IGCC+CCS	125,8	68,6	32,4	24,8	141,8	78,7	32,4	30,7	159,2	89,6	32,3	37,3

Fonte: Elaboração própria.

Notas: A = Custo Total de Geração (US\$/MWh)
 B = Custo Fixo de Geração (US\$/MWh)
 C = Custo Variável de Geração (US\$/MWh)
 D = Tributos (US\$/MWh)

A título de comparação, a EPE (2007) calculou os custos de geração de outras fontes, as quais encontram-se resumidas na Tabela 3.26. Nota-se que os custos de geração com carvão calculados pela EPE são da mesma ordem de grandeza que as demais fontes térmicas apresentadas nessa tabela. Cumpre observar que os custos calculados nesse estudo são superiores aos apresentados nessa tabela. O principal motivo disso é o fato de se estar sendo considerado o emprego de tecnologias mais eficientes, implicando, assim, em valores de investimento superiores àqueles adotados pela EPE.

Tabela 3.26 – Custos de geração elétrica (R\$/MWh) para algumas fontes no Brasil, segundo EPE.

Fonte	TMA = 8%	TMA = 10%	TMA = 12%
Nuclear	142,53 – 192,30	163,88 – 230,07	188,07 – 272,88
Óleo Combustível	116,80 – 158,30	125,00 – 174,70	133,80 – 192,30
Óleo Diesel	120,30 – 165,10	129,20 – 182,80	138,70 – 201,80
Gás Natural Ciclo Simples ¹	139,21 – 157,00	141,24 – 163,10	143,42 – 169,62
Gás Natural Ciclo Simples ²	183,41 – 200,27	185,34 – 206,04	187,40 – 212,22
Gás Natural Ciclo Combinado ¹	131,69 – 149,48	135,88 – 157,87	140,41 – 166,92
Gás Natural Ciclo Combinado ²	151,78 – 168,87	155,81 – 176,93	160,16 – 185,63
Carvão Mineral ³	109,51 – 146,18	121,18 – 167,18	134,06 – 190,36
Carvão Mineral ⁴	179,87 – 219,27	192,41 – 241,84	206,24 – 266,74
Carvão Mineral ⁵	123,66 – 161,00	135,54 – 182,38	148,65 – 205,98
Hidrelétrica	68,70 – 114,20	81,80 – 138,80	96,00 – 165,40

Fonte: EPE, 2007.

Notas: (1) Fator de capacidade mínimo de 50%
(2) Fator de capacidade mínimo de 70%
(3) Utilizando carvão da mina de Candiota
(4) Utilizando carvão da mina de Cambuí
(5) Utilizando carvão da África do Sul

Esses resultados indicam que, no curto prazo, a geração termelétrica com carvão não se apresenta competitiva frente às demais fontes de geração quando se utilizam tecnologias mais avançadas que resultam em maiores eficiências e menores impactos ambientais. A introdução de sistemas de captação de carbono acentua ainda mais esse aspecto não devendo, portanto, ser avaliada somente sob o ponto de vista do custo de geração³⁴.

³⁴ Para uma discussão mais detalhada sobre a introdução de sistemas de captura de carbono na geração termelétrica, vide Rubin *et al.* (2007) e Sekar *et al.* (2007).

Capítulo IV

Considerações Finais e Conclusões

Como foi visto, o carvão é o combustível fóssil que possui as maiores reservas mundiais ocorrendo em cerca de 70 países de todos os continentes. Fato esse que lhe atribui uma condição de fonte relativamente segura, por diluir a dependência em relação ao petróleo e ao gás natural. Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo a longo prazo a mais importante reserva energética mundial. É também a principal fonte de geração de energia elétrica no mundo representando cerca de 40% da matriz elétrica mundial. O carvão mineral serviu como principal fonte de energia para a humanidade entre o final do século 19 e a primeira metade do século 20 quando impulsionou a Revolução Industrial. Assim, o carvão mineral desempenhou e deverá continuar a desempenhar um papel importante como fonte primária de energia no mundo.

No Brasil, no entanto, esse energético possui papel inexpressivo na geração elétrica, representando pouco mais de 1,5% da energia gerada. A forte dependência da matriz elétrica brasileira dos recursos hídricos impõe ao sistema a necessidade de um planejamento adequado para a redução dos riscos de suprimento, como ocorreu no ano de 2001 quando o sistema elétrico brasileiro passou por uma crise de abastecimento.

No que tange às questões ambientais, o carvão tem sofrido pressões ambientalistas intensas face às questões voltadas para o aquecimento global. Diante desse quadro, o tema energia demonstra sua importância e mais particularmente a participação do carvão na matriz energética brasileira. É nítida a necessidade de se buscar o desenvolvimento econômico e social sem, contudo, se esquecer do compromisso com as futuras gerações, atendendo, assim, aos preceitos do conceito de desenvolvimento sustentável.

Nesse cenário, foi possível observar um forte progresso da tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais na mineração e queima do carvão, ocorrido nos últimos anos, objetivando-se viabilizar um uso mais intenso do carvão com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na

eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias de “queima limpa” desse energético (Clean Coal Technologies) (DOE, 2009; IEA, 2008).

Além disso, a dificuldade tecnológica das fontes renováveis em aumentar sua participação na matriz energética mundial, faz com que não haja nenhuma perspectiva, mesmo a longo prazo, de dispensar os combustíveis fósseis como base energética da sociedade industrial moderna (DNPM, 2001).

A manutenção dos padrões atuais de produção e consumo de energia é insustentável, o que exige um esforço no sentido de se adotar técnicas mais apropriadas. Somado a isso, países importadores de energia estão cada vez mais preocupados com a segurança energética. O estudo elaborado pela IEA (IEA, 2008) indica que, para que esses critérios de segurança energética e meio ambiente sejam atendidos de forma satisfatória, é necessário realizar uma “*revolução tecnológica*” além de grandes investimentos em novas tecnologias e em pesquisa e desenvolvimento.

O Brasil não possui metas para redução de emissões de gases de efeito estufa, porém isto é uma possibilidade para o período pós-2012. Sendo assim, torna-se importante o estudo de alternativas para reduzir as emissões (Costa, 2009).

O foco do presente estudo foi a análise das perspectivas da geração termelétrica com carvão no Brasil diante desse cenário. Se, por um lado, há a necessidade de se diversificar a matriz elétrica nacional buscando minimizar os riscos de suprimento, além de reduzir a exposição do país aos riscos de suprimento e preços internacionais, há também a preocupação com as questões ambientais que vêm adquirindo importância cada vez maior no cenário mundial.

Foram apresentados no Capítulo I alguns estudos (EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008; EPE, 2008) que tratam das perspectivas futuras energéticas no mundo. Verificou-se que esses estudos apontam para um crescimento da demanda mundial de energia primária onde o carvão apresenta um papel significativo, mesmo para cenários de forte preocupação com as questões ambientais. Nesse sentido, foi apontada a importância das tecnologias de maior eficiência e menor emissão (EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008).

No Brasil, porém, observa-se uma redução da participação do carvão na matriz elétrica nos estudos que abrangem o caso brasileiro. Isso se deve principalmente à grande disponibilidade de energia hidráulica no país, o que faz com que a geração

térmica tenha um papel complementar, garantindo o suprimento em períodos de estiagem. Nesse aspecto, o carvão não é a fonte mais adequada face à sua dificuldade técnica de retomada de carga ou mesmo de acompanhamento da curva de demanda (operação “em pico”).

No segundo capítulo, as tecnologias de geração de energia com carvão disponíveis no horizonte de estudo foram apresentadas, abordando, inclusive, os seus respectivos impactos ambientais. Foi feito também uma breve apresentação das técnicas atuais de mineração de forma a abordar os impactos do carvão desde sua mineração até a disposição final dos resíduos da geração termelétrica. Verificou-se que as tecnologias disponíveis são capazes de reduzir significativamente as emissões gasosas e os impactos causados por esse tipo de geração. Porém, algumas dessas tecnologias (como é o caso dos sistemas de CCS e IGCC) ainda carecem de maior desenvolvimento.

Finalmente, o terceiro capítulo analisou algumas opções tecnológicas quanto à sua viabilidade econômica através do cálculo do custo de geração de cada alternativa. Verificou-se que, no curto prazo, a geração termelétrica com carvão não se apresenta competitiva frente às demais fontes de geração quando se utilizam tecnologias mais avançadas que resultam em maiores eficiências e menores impactos ambientais. A introdução de sistemas de captação de carbono acentua ainda mais esse aspecto não devendo, portanto, ser avaliada somente sob o ponto de vista do custo de geração.

Por outro lado, a possibilidade de se introduzir posteriormente o sistema CCS minimiza os riscos de uma legislação mais restritiva no futuro. Nesse aspecto, a tecnologia IGCC apresenta melhores vantagens, pois, conforme apontado por Rubin (2007), a introdução do sistema CCS a uma planta que utiliza essa tecnologia implica em um aumento de 30% no seu custo de investimento enquanto que, para uma planta utilizando a tecnologia SCPC, esse aumento é da ordem de 60%.

Diante isso, é de se esperar que, no horizonte desse estudo, o carvão não venha adquirir uma representação maior na matriz elétrica. Apesar disso, o carvão não perde sua importância no cenário nacional desde que haja uma maior preocupação com a questão da segurança energética, já que, mesmo para o carvão importado, esse energético é o que apresenta as maiores reservas frente aos demais energéticos e possui vantagens quanto à distribuição mundial dessas reservas. Assim, um possível cenário em que o carvão adquira uma maior importância é aquele em que se observa

um esgotamento do potencial hídrico onde, nesse caso, a geração térmica com carvão assumiria o papel de geração em base.

Sob o aspecto técnico, as características do carvão nacional devem trazer inicialmente alguma dificuldade na implantação do IGCC, o que exigiria maior esforço no desenvolvimento de tecnologias específicas para carvões de baixa qualidade como o brasileiro ou o indiano.

Uma questão importante é que todos os custos aqui apresentados são aproximados. Assim, para calcular o custo real de cada projeto relacionado à térmica com carvão devem ser feitas análises específicas levando em consideração todos os aspectos particulares de cada projeto. Aspectos como: negociações diretas com fornecedores, obtenção de incentivos fiscais, especificidades de cada projeto como distâncias da planta até a fonte de captação d'água, distância da subestação da usina até o ponto de conexão e o respectivo traçado da linha de transmissão que fará a conexão, logística de transporte do combustível até os silos de alimentação da caldeira, etc.

Essa dissertação não avaliou as consequências de se introduzir no país a geração térmica com cada uma das opções tecnológicas aqui discutidas. Portanto, uma ideia para um futuro estudo seria a realização de uma simulação dessas opções tecnológicas no país, inclusive avaliando-se a utilização do carvão nacional e importado.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, M. R., SAVI, E. M. de S., 2006, **Project Finance: Uma Sistematização dos Métodos Financeiros para Avaliar as Estruturas de Financiamento**, XXVI ENEGEP – 9 a 11 de outubro, Fortaleza.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília. Disponível em:
<www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm>.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>. Acesso em: 12 fev. 2009.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Informações Técnicas: Eficiência Energética**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=27&idPerfil=2>. Acesso em: 14 mai. 2009.
- BABBITT, Callie W.; LINDNER, Angela S., 2005, “A life cycle inventory of coal used for electricity production in Florida”, **Journal of Cleaner Production** v. 13, n. 9 (Jul), pp. 903-912.
- BCB - Banco Central do Brasil, 2008, **Focus – Relatório de Mercado**, Disponível em: <www4.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>. Acesso em: 26 mai. 2009.
- BCB - Banco Central do Brasil, 2009, **Focus – Relatório de Mercado**, Disponível em: <www4.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>. Acesso em: 26 mai. 2009.
- BERGERSON, J.A., LAVE, L.B., 2007, “Baseload Coal Investment Decisions under Uncertain Carbon Legislation”, **Environmental Science & Technology** v. 41, n. 10, pp. 3431-3436.
- BERNSTEIN, Peter L., 1997, **Desafio aos Deuses: A Fascinante História do Risco**. 2 ed. Editora Campus.
- BLACK, F., SCHOLES, M., 1973, “The Pricing of Options and Corporate Liabilities”, **Journal of Political Economy** I v. 81, pp. 637–659.

- BLYTH, William, BRADLEY, Richard, BUNN, Derek, *et al.*, 2007, "Investment Risks Under Uncertain Climate Change Policy", **Energy Policy** v. 35, n. 11 (Nov), pp. 5766-5773.
- BP – British Petroleum, 2008, **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- BRESOLIN, Cirilo S., DA COSTA, Joao C. Diniz, RUDOLPH, Victor, *et al.*, 2007, "Fourier Transform Method for Sensitivity Analysis in Coal Fired Power Plant", **Energy Conversion and Management** v. 48, n. 10 (Out), pp. 2699-2707.
- CARVALHO, C. H. B., 2005, **Oportunidades de Negócios no Setor Elétrico com o Uso do Carvão Mineral Nacional** In: Apresentação. Ministério de Minas e Energia.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **Leilões de Energia Nova**, Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. **Qualidade do Ar**. Disponível em: <http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/ar_saude.asp>. Acesso em: 20 fev. 2009.
- COLLOT, Anne-Gaëlle., 2006, "Matching Gasification Technologies to Coal Properties", **International Journal of Coal Geology** v. 65, pp. 191-212.
- CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, Resolução CONAMA nº 01 de 23 de janeiro de 1986, Artigo 1º.
- COSTA, Isabella V.L., 2009, **Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- DAMODARAN, Aswath, 2002, **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**. 2 ed. Editora John Wiley & Sons.
- DE LUCA, Francisco J., 2001, **Modelo Cluster Eco-Industrial de Desenvolvimento Regional: O Pólo da Mineração do Carvão no Sul de Santa Catarina**, Dissertação de D.Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, 2001, **Balanço Mineral Brasileiro**, Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 16 mai. 2009.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, 2006, “Parte III – Estatística por Substâncias” In: **Anuário Mineral Brasileiro**, Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 16 mai. 2009.

DOE – U.S. Department of Energy, **Clean Coal Technology & The Clean Coal Power Initiative**, Disponível em: <www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/cleancoal/>. Acesso em: 18 mai. 2009

DURAND, D., 1952, “Cost of Debt and Equity Funds for Business: Trends and Problems of Measurement”. **Conference on Research on Business Finance**, New York, USA.

EIA - Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2008, **International Energy Outlook 2008**. Disponível em: <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo>. Acesso em: 18 mai. 2009.

ELETROBRAS, **PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica**, Disponível em: <www.procel.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2009.

ELETROBRAS, **PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**, Disponível em: <www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo** Nota Técnica EPE-DEE-RE-023/2005-R1. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, “Projeções” In: **Plano Nacional de Energia 2030**, Capítulo 2, Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, “Geração Termelétrica - Carvão Mineral” In: **Plano Nacional de Energia 2030**, Capítulo 6, Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br>

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **Projeções da Demanda de Energia Elétrica para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional**, Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPRI – Electric Power Research Institute, 2002, **Atmospheric Fluidized-Bed Combustion Guidebook – 2002 Update**. California, EUA.

EPRI – Electric Power Research Institute, 2006, **Updated Cost and Performance Estimates for Clean Coal Technologies including CO2 Capture – 2004**. California, EUA.

Ernst & Young Brasil, 2008, **Brasil Sustentável – Desafios do Mercado de Energia**.

FERETIC, Danilo; TOMSIC, Zeljko, 2005, “Probabilistic Analysis of Electrical Energy Costs Comparing: Production Costs for Gas, Coal and Nuclear Power Plants”, **Energy Policy** v. 33, n. 1 (Jan), pp. 5-13.

FMI – Fundo Monetário Internacional, 2009, **World Economic Outlook 2009: Crisis and Recovery**. Disponível em: <www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/index.htm>. Acesso em: 20 mai. 2009.

FWC – Foster Wheeler Corporation, **The Global Power Group**, Disponível em: <www.fwc.com>. Acesso em: 18 mai. 2009.

IAEA – International Atomic Energy Agency, 2006, **Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development**. 1 ed. Austria, IAEA.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, **Instrução Normativa nº 7**, 13 de abril de 2009.

IEA – International Energy Agency, 1997, **Energy Technologies for the 21st Century**, Disponível em: <www.iea.org/techno/index.htm>.

IEA – International Energy Agency, 2003, **Energy to 2050 – Scenarios for a Sustainable Future**.

IEA – International Energy Agency, 2006, **World Energy Outlook 2006**. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org>

IEA – International Energy Agency, 2008, **Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050**.

IEA – International Energy Agency, 2008, **World Energy Outlook 2008**. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org>

IEA – International Energy Agency - Clean Coal Centre. Disponível em: <www.iea-coal.co.uk>. Acesso em: 18 fev. 2009.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, **Eficiência Energética**. Disponível em: <www.inmetro.gov.br/qualidade/eficiencia.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, **Programa Brasileiro de Etiquetagem**. Disponível em: <www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponível em: <www.ipcc.ch>. Acesso em: 18 fev. 2009.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007, **Sumário para os Formuladores de Políticas: Contribuição do Grupo de Trabalho II ao Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima**, Disponível em: <www.mct.gov.br/clima> (versão traduzida para o português).

LORA, E. E. S; DO NASCIMENTO, M. A. R., 2004, **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto, Operação**. 1 e 2 Vols. Editora Interciência.

MERTON, R., 1973, “The Theory of Rational Option Pricing”, **Journal of Economic Management Science** v. 4, pp. 141–183.

MINCHENER, Andrew J., 2005, **Coal Gasification for Advanced Power Generation**.

MIT – Massachusetts Institute of Technology, 2007, **The Future of Coal: Options for a Carbon-Constrained World**. 1 ed.

- MME – Ministério de Minas e Energia, **CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural**. Disponível em: <www.conpet.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2009
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H., 1958, “The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment”, **American Economic Review**, v. 48, pp. 261-297.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H., 1963, “Corporate Income Taxes and Cost of Capital: A Correction”, **American Economic Review**, v. 53, pp. 433-443.
- MONTEIRO, Kathia Vasconcelos (Coord.), 2004, **Carvão: O Combustível de Ontem**. 1 ed. Porto Alegre, Núcleo Amigos da Terra Brasil.
- MOREIRA, H. Cabral, 1999, **Project Finance**, In: Palestra ministrada para os alunos do Curso de Avaliação de Empresas e Projetos da EPGE/FGV-RIO, BNDES.
- MURTHA, James A., 2008, **Decisions Involving Uncertainty: An @RISK Tutorial for the Petroleum Industry**. 1 ed. EUA, Palisade Corporation.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Histórico da Operação**. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 20 fev. 2009.
- PAC - Programa de Aceleração do Crescimento – Disponível em: <www.brasil.gov.br/pac>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A., **Gás Chega de Navio ao Brasil**, Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- RUBIN, Eduard S., YEH, Sonia, ANTES, Matt, *et al.*, 2007, “Use of Experience Curves to Estimate the Future Cost of Power Plants with CO₂ Capture” In: **International Journal of Greenhouse Gas Control I**, pp. 188-197. Disponível em: <www.sciencedirect.com>
- RUBIN, Eduard S., CHEN, Chao, RAO, Anand, B., 2007, “Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage”, **Energy Policy** v. 35, n. 4 (Abr), pp. 4444-4454.
- RUBIN, Eduard S., CHEN, Chao, 2009, “CO₂ Control Technology Effects on IGCC Plant Performance and Cost”, **Energy Policy** v. 37, pp. 915-924.

SCHAEFFER, Roberto, SZKLO, Alexandre Salem, LOGAN, Jeffrey, *et al.*, 2000, **Developing Countries & Global Climate Change - Electric Power Options in Brazil**.

SEKAR, Ram C., PARSONS, John E., HERZOG, Howard J., *et al.*, 2007, "Future Carbon Regulations and Current Investments in Alternative Coal-Fired Power Plant Technologies", **Energy Policy** v. 35, n. 2 (Fev), pp. 1064-1074.

SINGH, D., CROISET, E., DOUGLAS, P.L., *et al.*, 2003, "Techno-Economic Study of CO₂ Capture from an Existing Coal-Fired Power Plant: MEA Scrubbing Vs. O₂/CO₂ Recycle Combustion", **Energy Conversion and Management** v. 44, n.19 (Nov), pp. 3073-3091.

SPEIGHT, James G., 2005, **Handbook of Coal Analysis**. 1 ed. John Wiley and Sons.

TEIXEIRA, Elba Calesso; PIRES, Marçal José Rodrigues (Coord.), 2002, **Meio Ambiente e carvão: impactos da exploração e utilização**. Porto Alegre, FINEP/CAPES/PADCT/GTM/ PUCRS/UFSC/FEPAM (Cadernos de Planejamento e Gestão, 2).

Tractebel Energia, 2008, **Geração Termelétrica a Carvão – Desenvolvimento de Novos Projetos**.

TZIMAS, Evangelos, MERCIER, Arnaud, CORMOS, Calin-Cristian, *et al.* "Trade-off in Emissions of Acid Gas Pollutants and of Carbon Dioxide in Fossil Fuel Power Plants with Carbon Capture", **Energy Policy** v. 35, n. 8 (Ago), pp. 3991-3998.

USITESC – Usina Termelétrica Sul Catarinense S.A. Disponível em: <www.carboniferacriciuma.com.br/site/ped/usitesc> e <www.carboniferametropolitana.com.br/usitesc.htm>. Acesso em: 14 mai. 2009.

WCI – World Coal Institute, 2007, **Coal Meeting the Climate Challenge: Technology to Reduce Greenhouse Gas Emissions**.

WCI – World Coal Institute, **Coal Facts 2008**. Disponível em: <www.worldcoal.org>. Acesso em: 18 mai. 2009.

WCI – World Coal Institute, **The Coal Resource**. Disponível em: <www.worldcoal.org>. Acesso em: 18 mai. 2009.

Apêndice A

Modelo Matemático para Funções de Distribuições

A.1 – Introdução

A geração de números aleatórios que seguem uma função de probabilidade de distribuição (PDF – Probability Distribution Function) pode ser obtida através de um gerador de números aleatórios entre 0 e 1. Esse gerador, por sua vez, é implementado em diversas linguagens de programação, inclusive em programas de planilhas eletrônicas como o Microsoft Excel.

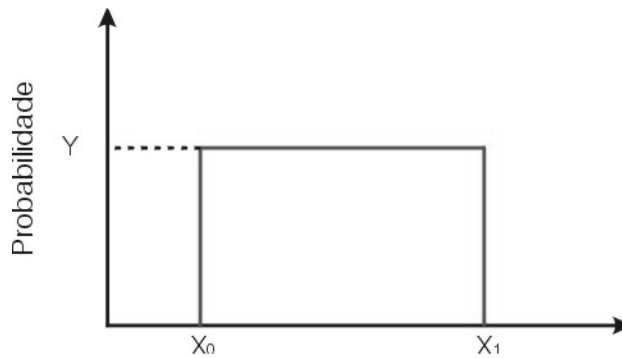
Para se obter uma função que, a partir de um gerador de número aleatório entre 0 e 1, obtenha uma distribuição definida, os seguintes passos devem ser seguidos:

- i. Determinar a função de probabilidades de distribuição (PDF) e seus parâmetros;
- ii. A partir da PDF, determinar a função de distribuição cumulativa (CDF – Cumulative Distribution Function). Essa função é simplesmente a integral da PDF e dá, para cada valor da variável estocástica, a probabilidade de se obter um valor menor que o informado. O valor de saída dessa função é um valor entre 0 e 1.
- iii. Determinar a função inversa da CDF. Essa função inversa terá como domínio a faixa entre 0 e 1. Essa função inversa é que irá gerar a distribuição PDF a partir de um gerador de números aleatórios.

O presente estudo utiliza apenas dois tipos de PDF: triangular e uniforme. Nas seções seguintes serão feitas as etapas enumeradas acima no intuito de se obter as funções geradoras de números aleatórios segundo essas funções de distribuição de probabilidades.

A.2 – Distribuição Uniforme

A função de distribuição uniforme é a mais simples. Seu formato é apresentado no gráfico da Figura A.1 onde estão indicados os seus principais parâmetros.



Fonte: Elaboração própria

Figura A.1 – Função de distribuição de probabilidades uniforme.

A probabilidade Y é dada por:

$$Y = \frac{1}{X_1 - X_0}$$

Calculando-se sua CDF:

$$y = CDF(x) = \int_{X_0}^x Y \cdot dx = Y(x - X_0) = \frac{x - X_0}{X_1 - X_0}$$

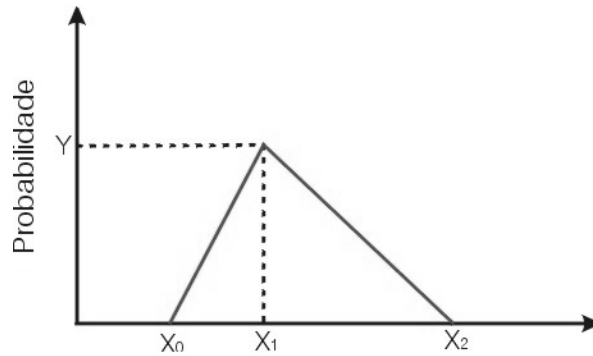
e a função inversa da CDF:

$$x = CDF^{-1}(y) = y(X_1 - X_0) + X_0$$

onde $y \in [0,1] \Rightarrow x \in [X_0, X_1]$

A.2 – Distribuição Triangular

A função de distribuição triangular acrescenta um certo grau de complexidade já que é uma função não contínua. Apesar disso, a determinação da função inversa de sua CDF não é uma tarefa difícil. Seu formato é apresentado no gráfico da Figura A.2 onde estão indicados os seus principais parâmetros.



Fonte: Elaboração própria

Figura A.2 – Função de distribuição de probabilidades triangular.

Sabe-se que a área sob o gráfico deve ser unitário, ou seja:

$$\frac{(X_1 - X_0)Y}{2} + \frac{(X_2 - X_1)Y}{2} = 1$$

$$Y(X_1 - X_0 + X_2 - X_1) = 2$$

$$Y = \frac{2}{X_2 - X_0}$$

A função triangular pode ser considerada como duas equações de reta com inclinações m_1 e m_2 e coeficientes angulares b_1 e b_2 :

$$m_1 = \frac{Y}{X_1 - X_0}$$

$$m_1 \cdot X_0 + b_1 = 0 \Rightarrow b_1 = -m_1 \cdot X_0$$

$$m_2 = \frac{Y}{X_1 - X_2}$$

$$m_2 \cdot X_2 + b_2 = 0 \Rightarrow b_2 = -m_2 \cdot X_2$$

Se $x \leq X_1$,

$$y = CDF(x) = \int_{X_0}^x (m_1 \cdot x + b_1) \cdot dx$$

$$y = m_1 \cdot \frac{x^2}{2} \Big|_{X_0}^x + b_1 \cdot x \Big|_{X_0}^x = \frac{m_1}{2} (x^2 - X_0^2) + b_1 (x - X_0)$$

$$y = \frac{m_1}{2} (x + X_0)(x - X_0) - m_1 X_0 (x - X_0)$$

$$y = \frac{m_1}{2} (x - X_0)^2$$

$$x = \sqrt{\frac{2y}{m_1}} + X_0, \text{ para } y \leq \frac{Y(X_1 - X_0)}{2}$$

Se $x > X_1$,

$$y = CDF(x) = 1 - \int_x^{X_2} (m_2 \cdot x + b_2) \cdot dx$$

$$y = 1 - m_2 \cdot \frac{x^2}{2} \Big|_x^{X_2} - b_2 \cdot x \Big|_x^{X_2} = 1 - \frac{m_2}{2} (X_2^2 - x^2) - b_2 (X_2 - x)$$

$$y = 1 - \frac{m_2}{2} (X_2 + x)(X_2 - x) + m_2 X_2 (X_2 - x)$$

$$y = 1 + \frac{m_2}{2} (x - X_2)^2$$

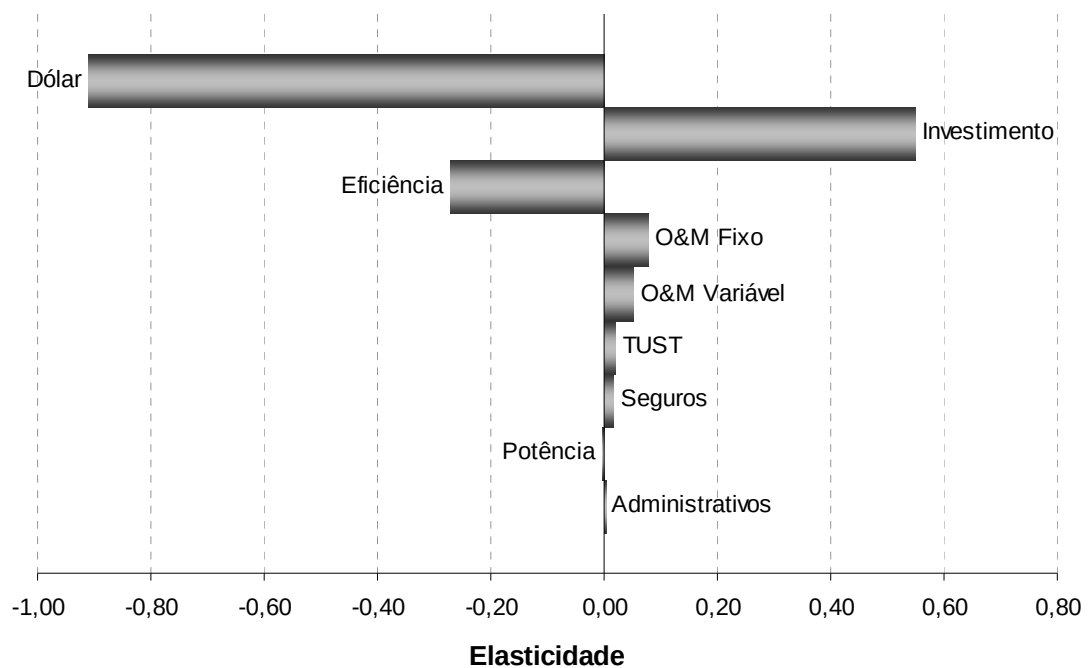
$$x = X_2 - \sqrt{\frac{2(y-1)}{m_2}}, \text{ para } y > \frac{Y(X_1 - X_0)}{2}$$

Apêndice B

Resultados das Análises de Sensibilidade

Nessa seção são apresentados os resultados obtidos com as análises de sensibilidade para todas as opções tecnológicas aqui avaliadas.

B.1 – SCPC

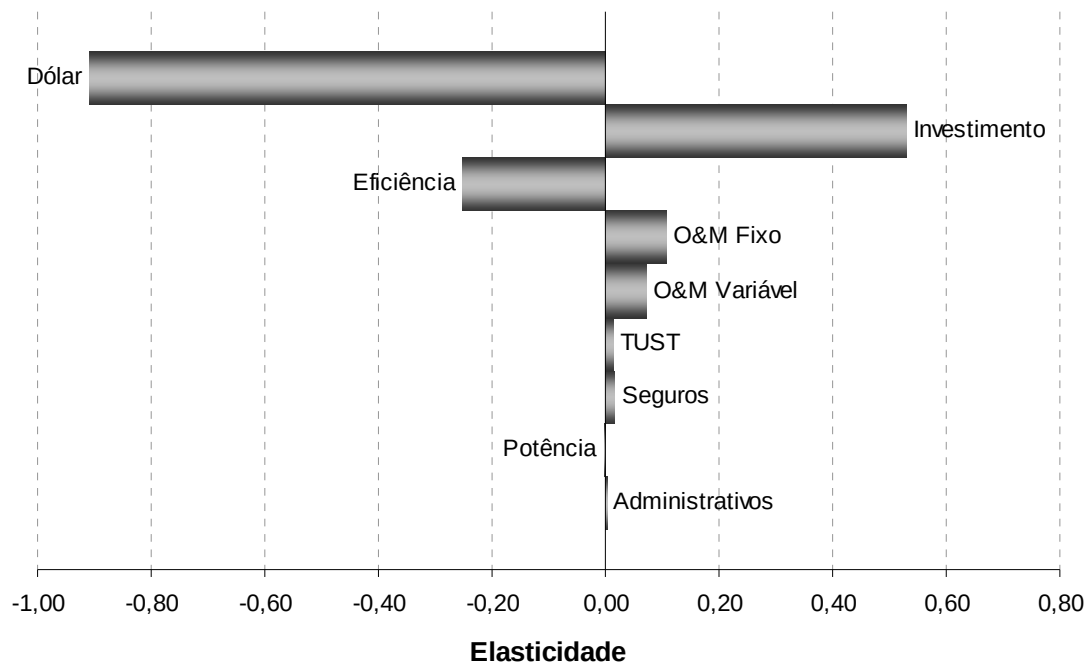


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.1 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.

B.2 – SCPC + CCS

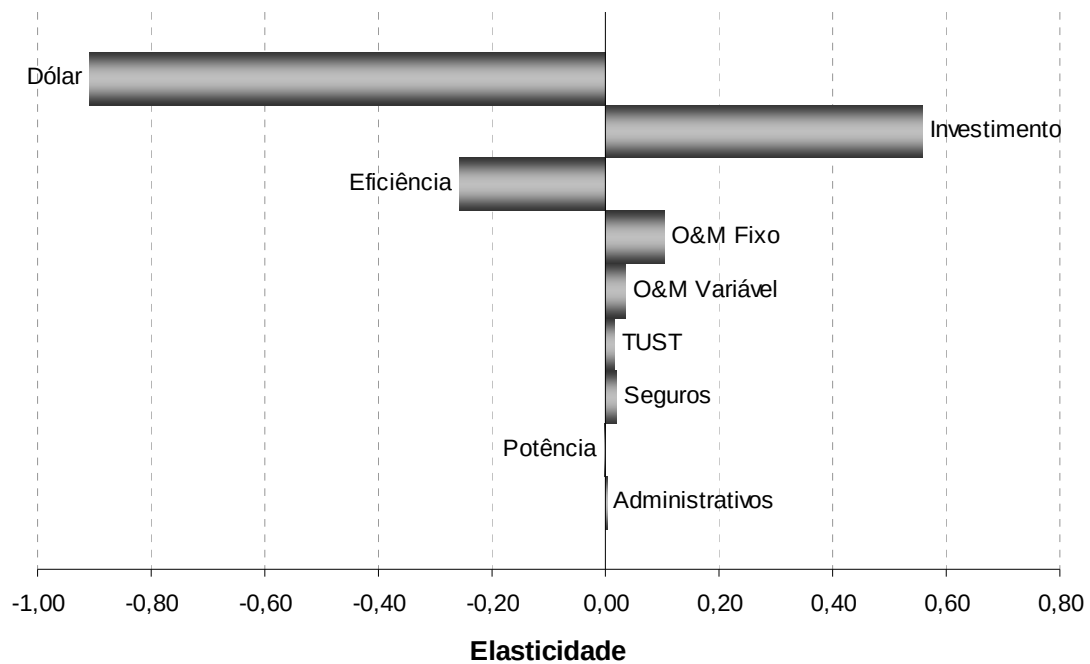


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC com sistema de captura de carbono.

B.3 – IGCC

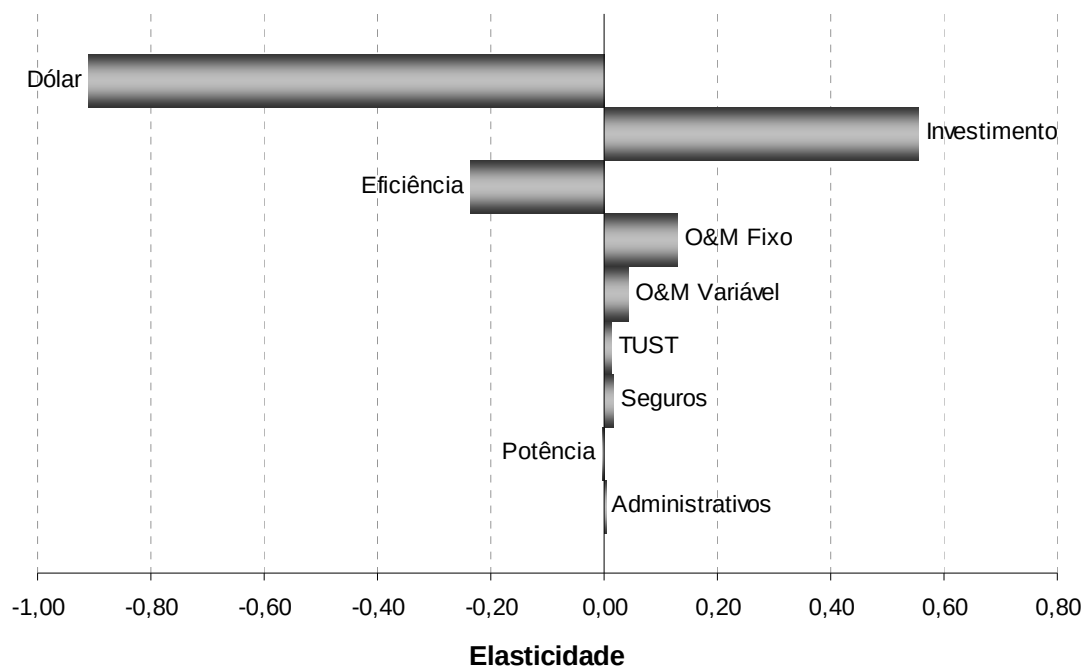


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.3 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC.

B.4 – IGCC + CCS



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.4 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC com sistema de captura de carbono.

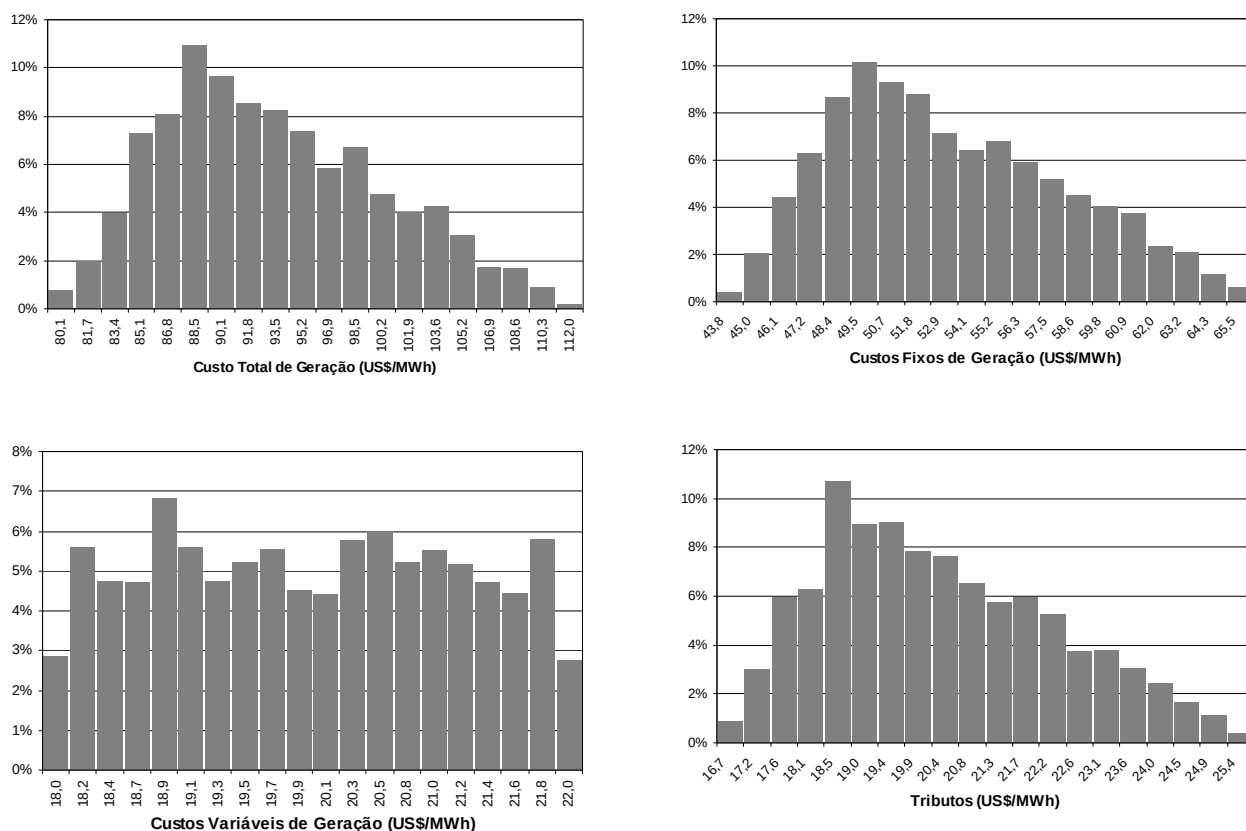
Apêndice C

Resultados das Simulações de Monte Carlo

Nessa seção são apresentados todos os gráficos gerados pelas simulações feitas utilizando o método de Monte Carlo, cujos resultados foram introduzidos de forma resumida no Capítulo III.

C.1 – SCPC

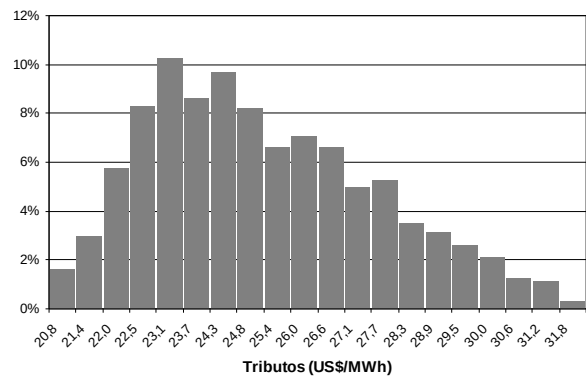
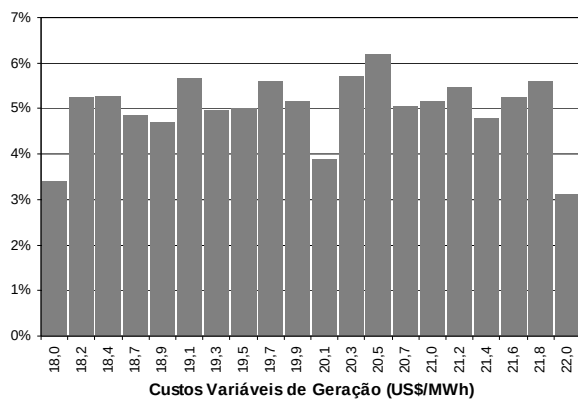
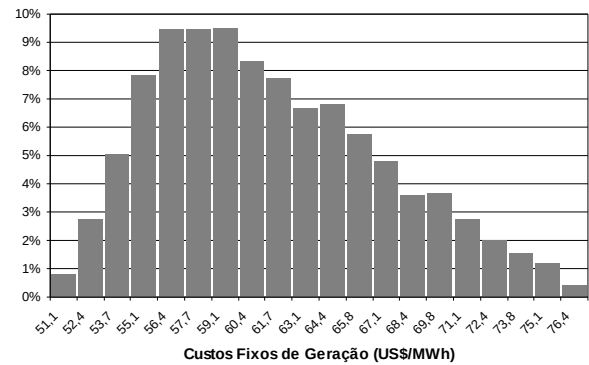
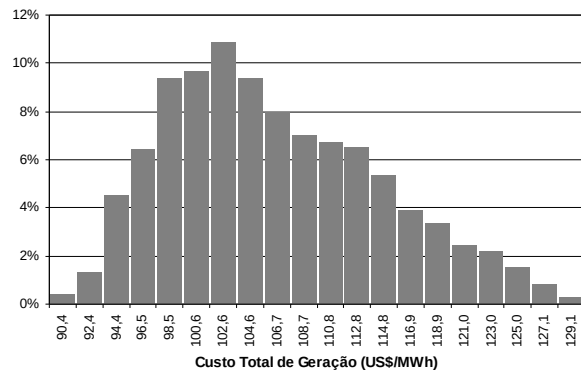
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.1 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 8%.

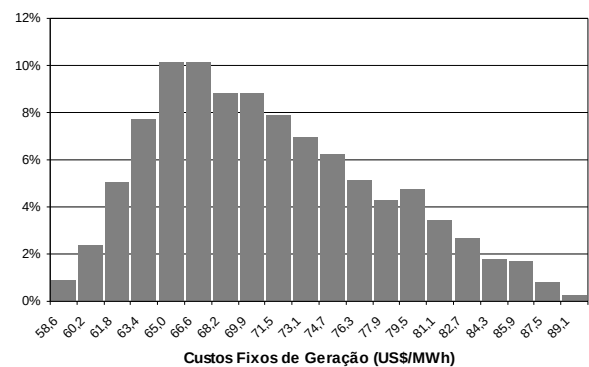
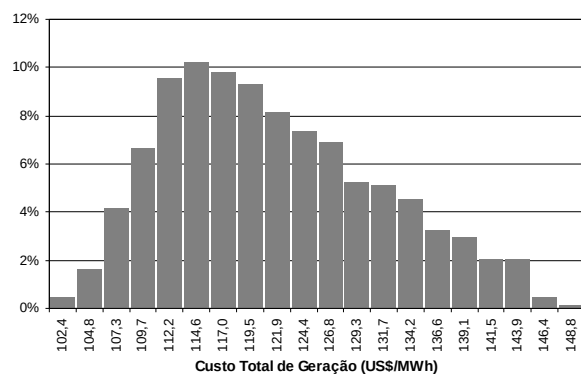
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.2 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.3 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.

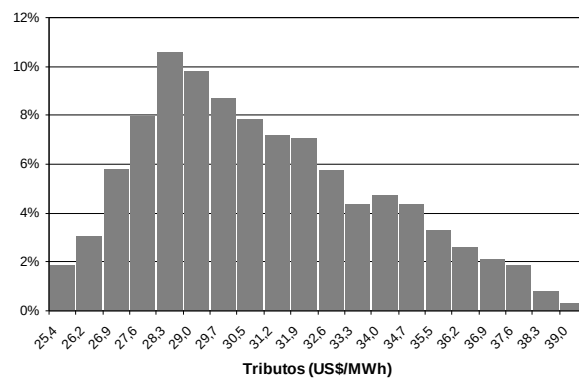
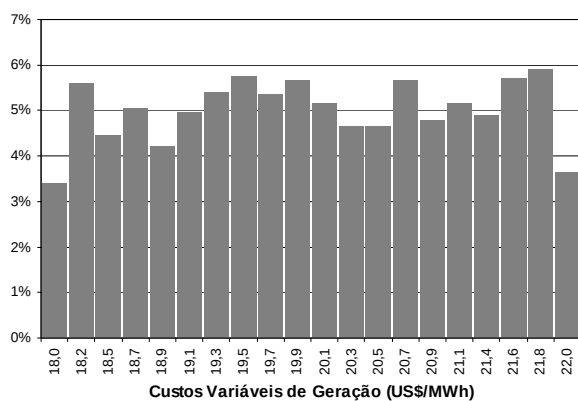
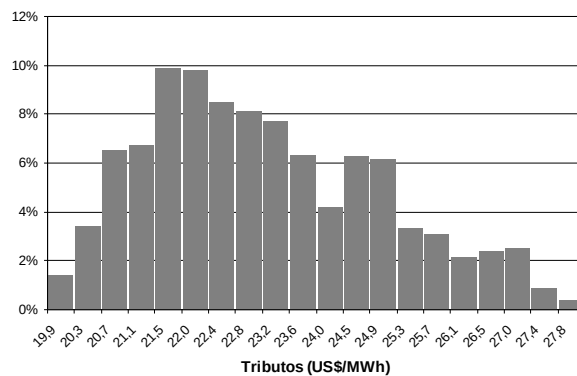
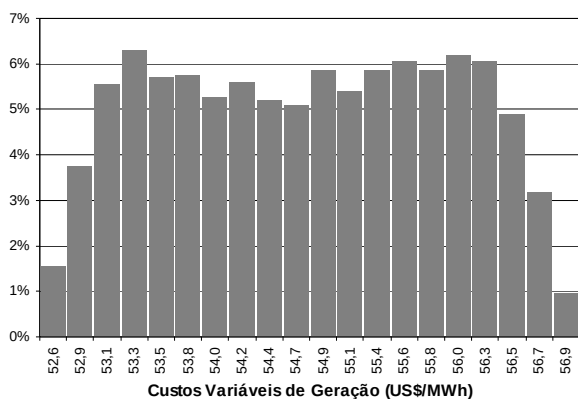
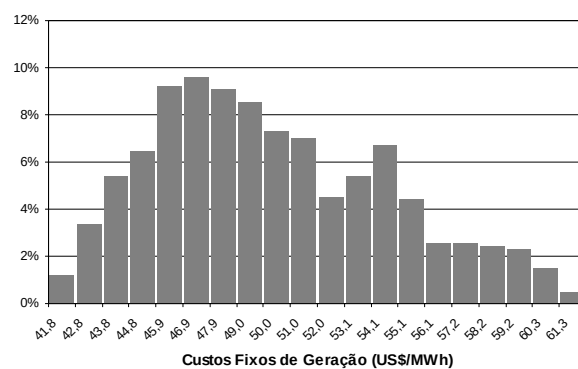
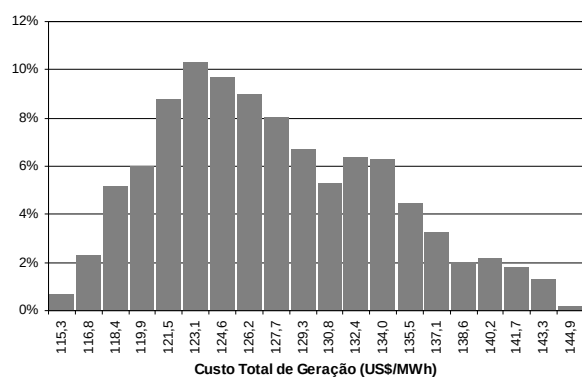


Figura C.3 – (cont.)

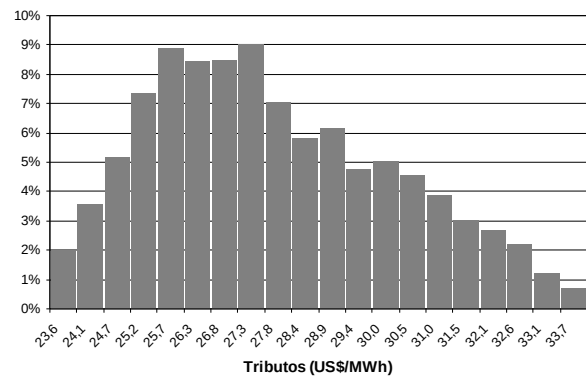
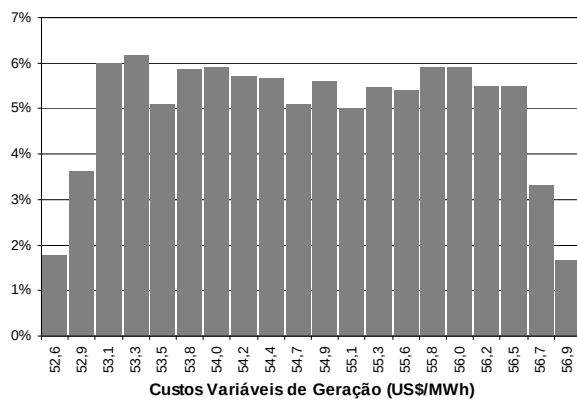
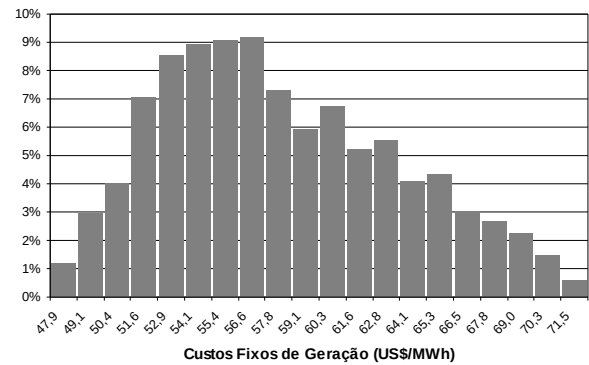
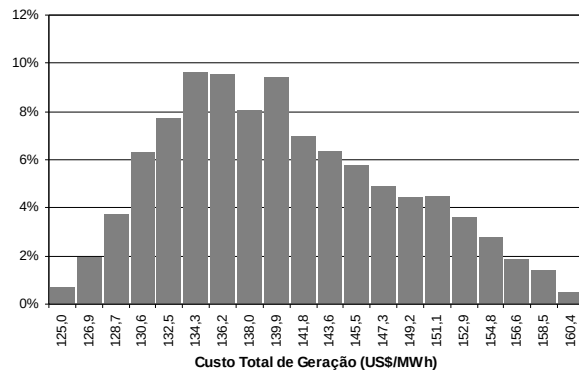
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.4 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 8%.

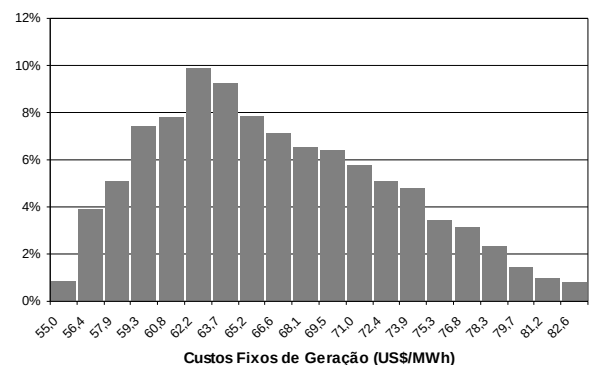
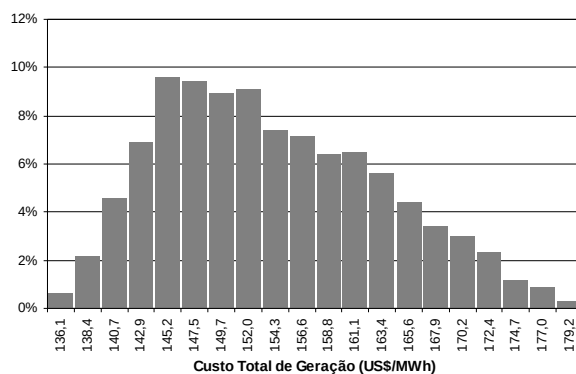
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.5 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.6 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.

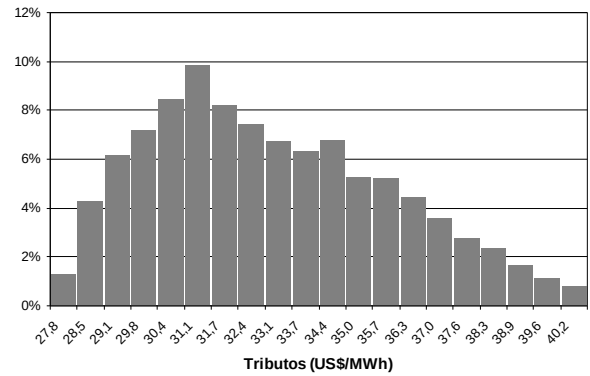
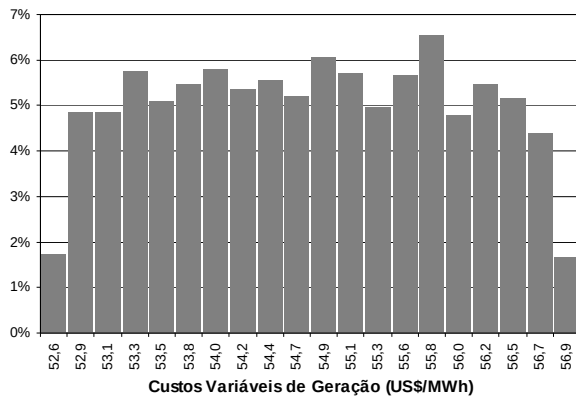
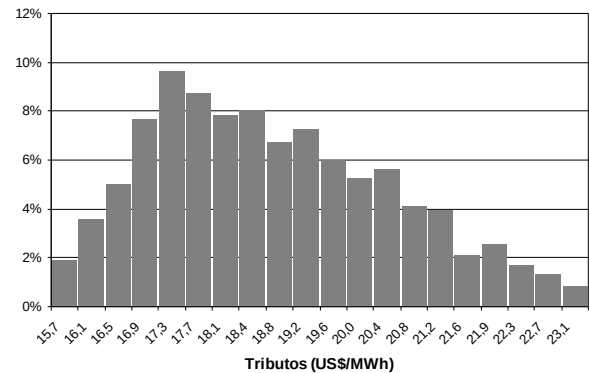
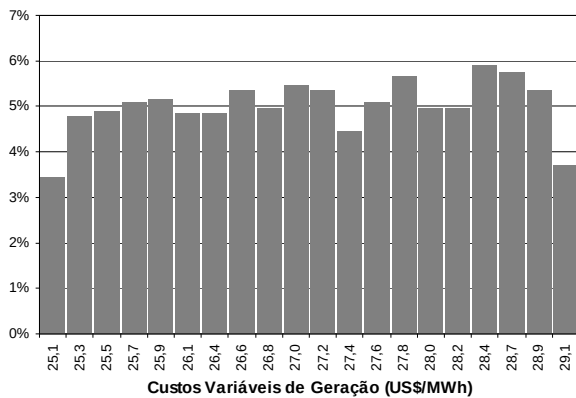
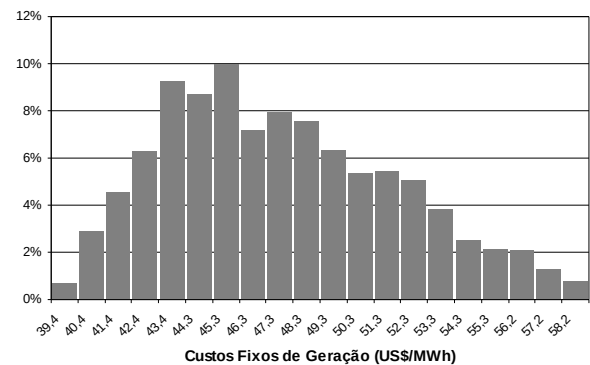
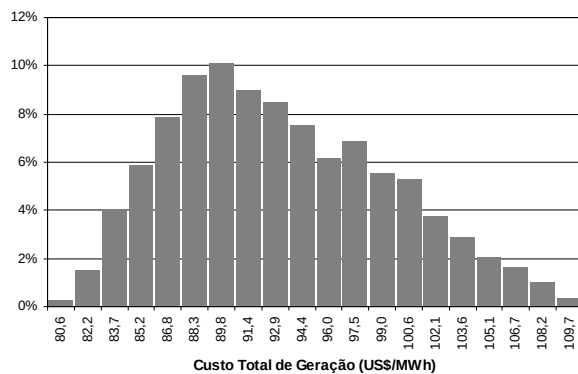


Figura C.6 – (cont.)

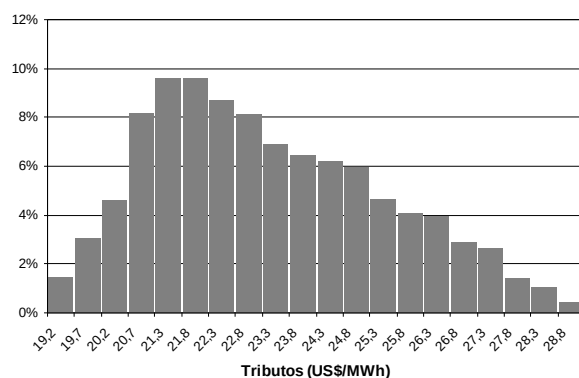
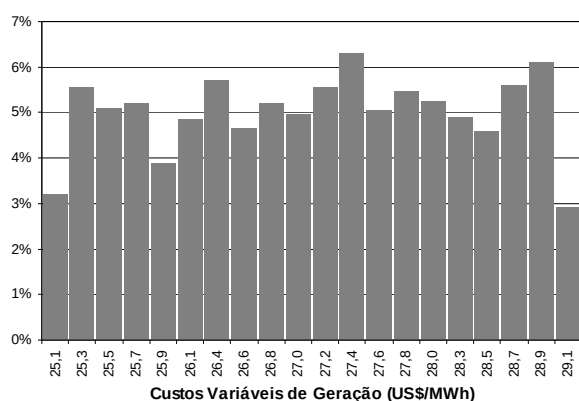
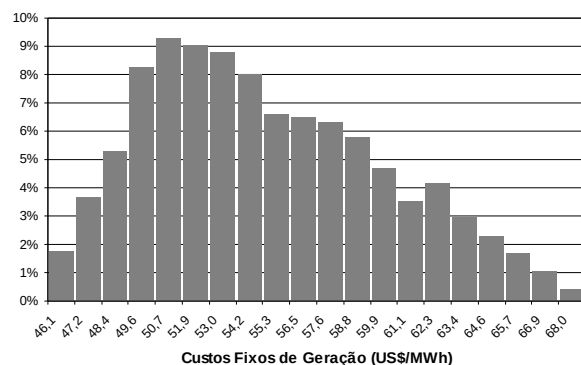
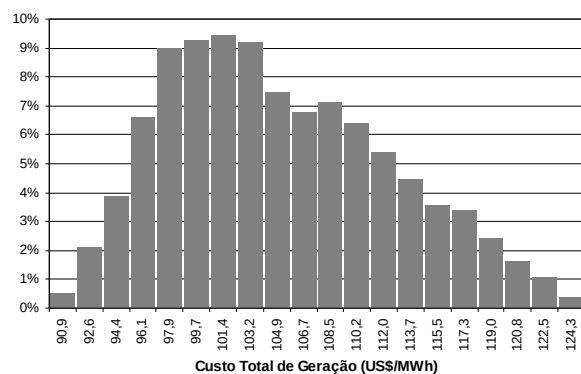
Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.7 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 8%.

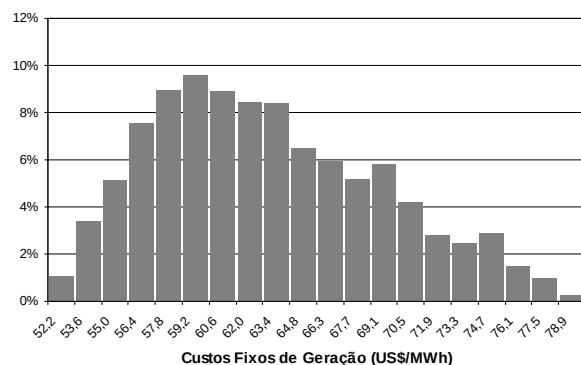
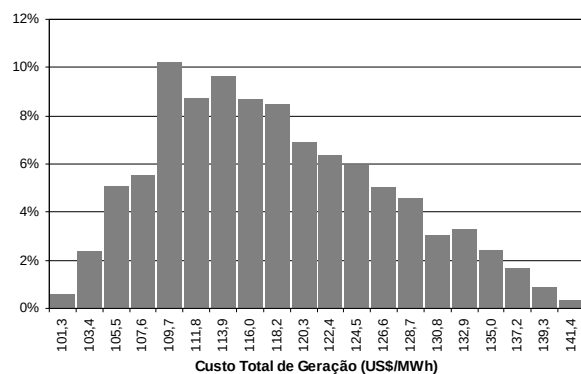
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.8 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.9 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 12%.

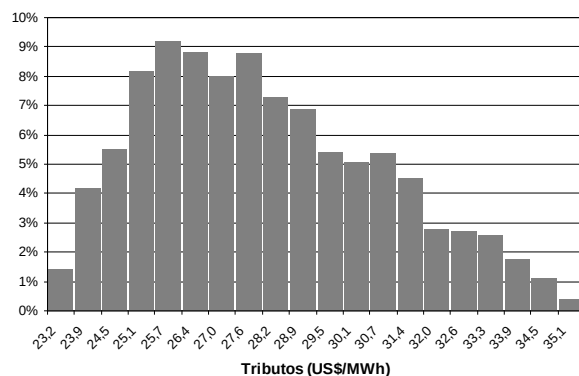
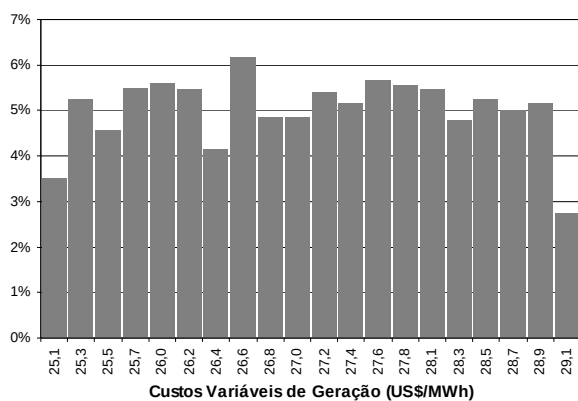
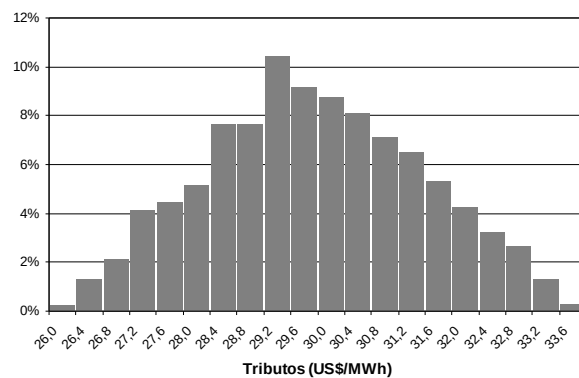
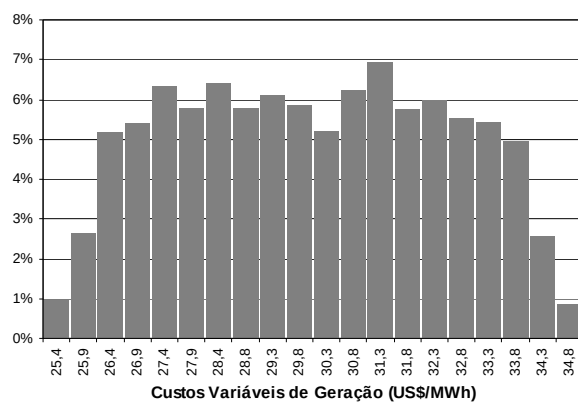
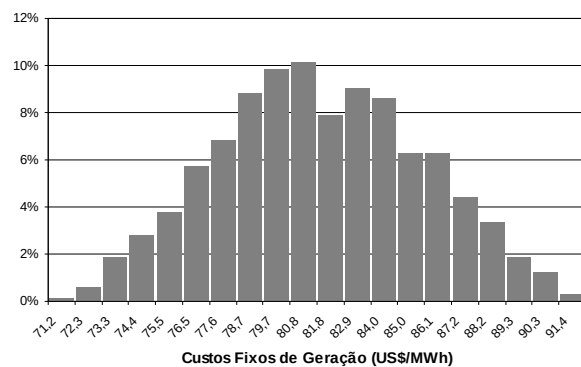
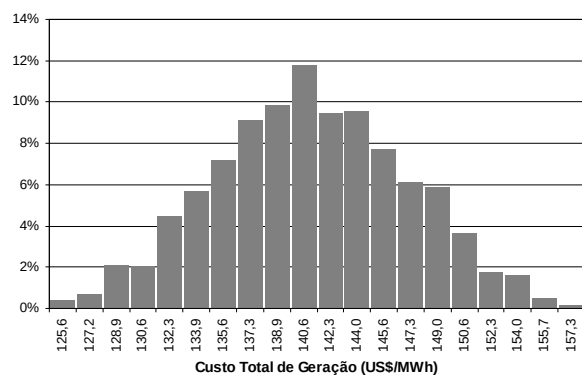


Figura C.9 – (cont.)

C.2 – SCPC + CCS

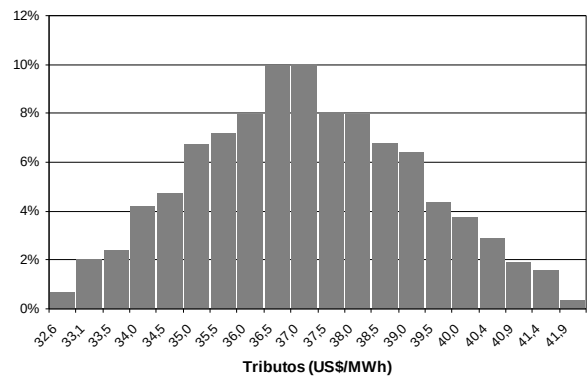
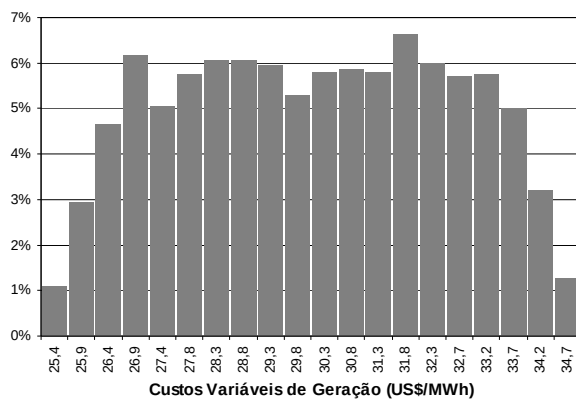
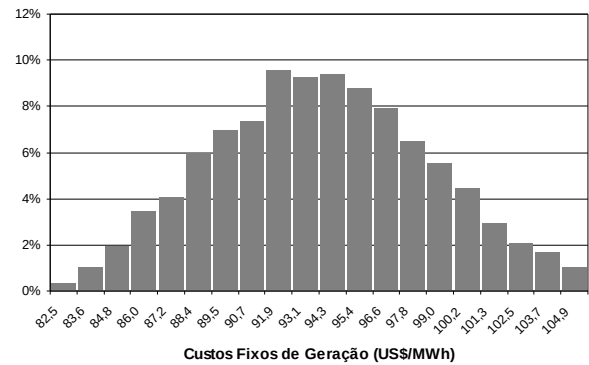
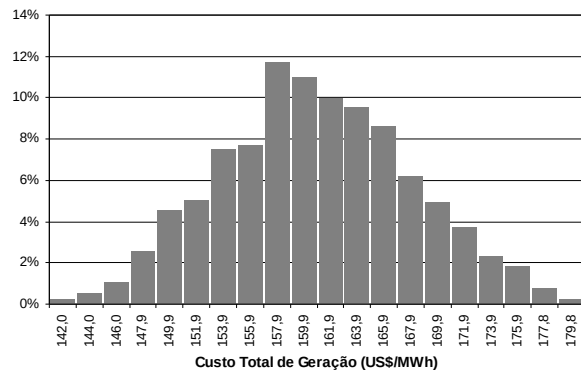
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.10 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.

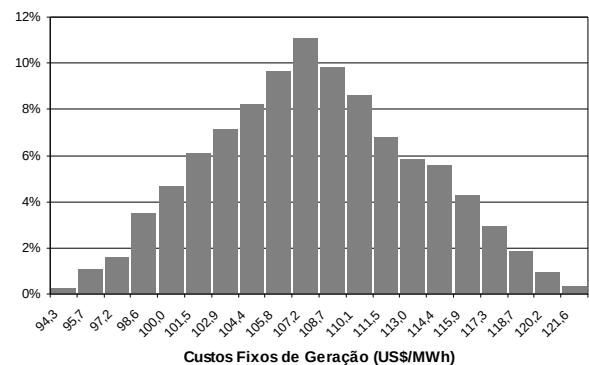
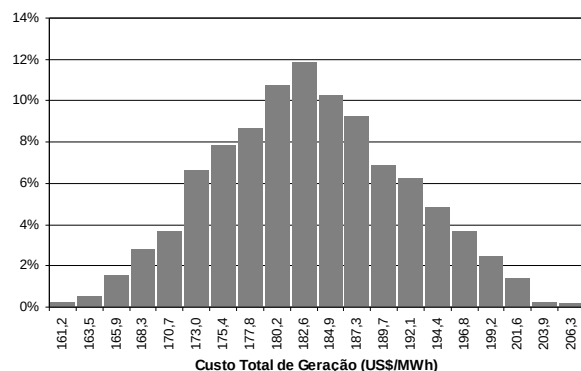
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.11 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.12 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

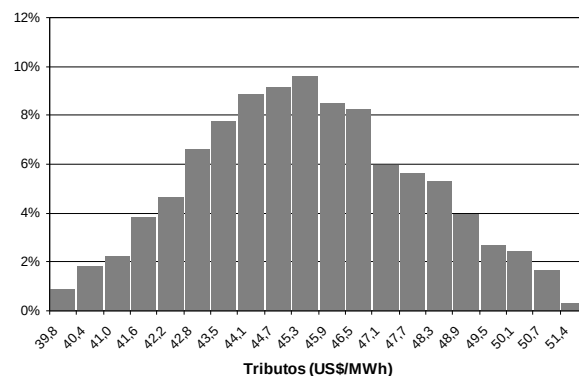
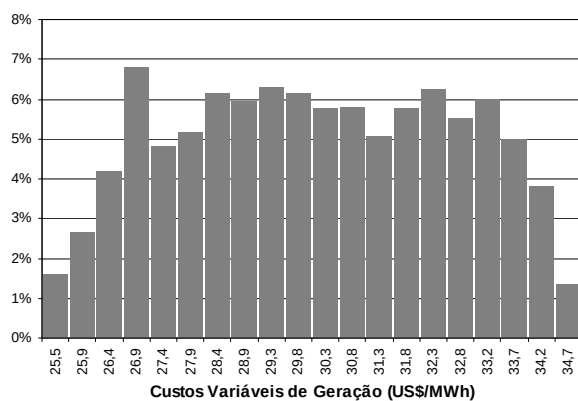
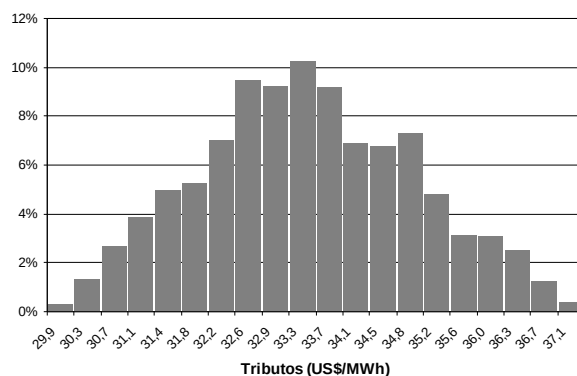
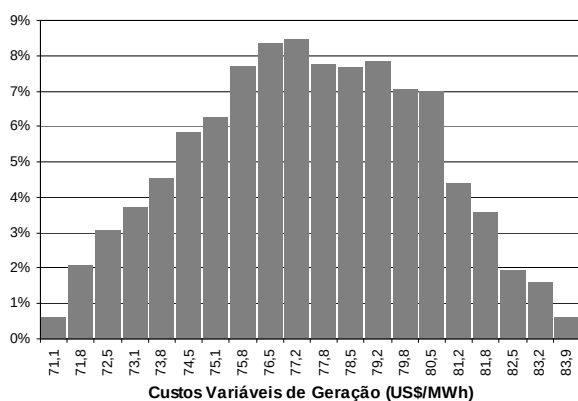
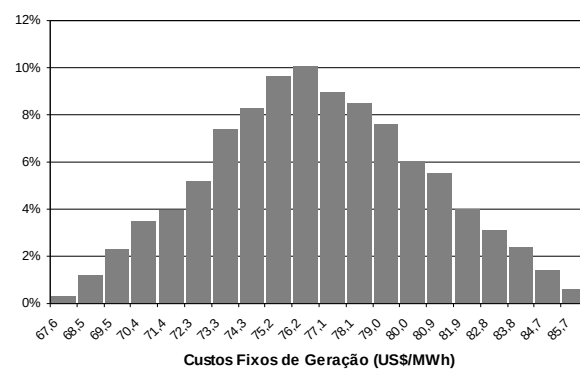
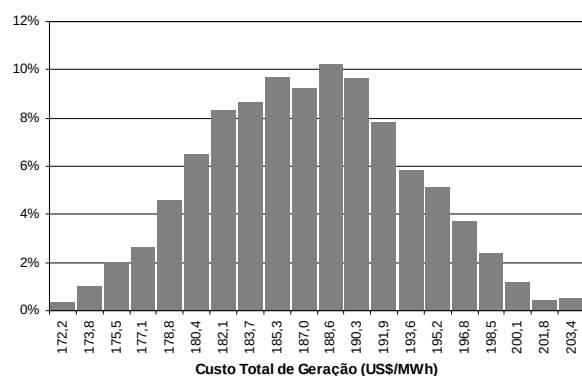


Figura C.12 – (cont.)

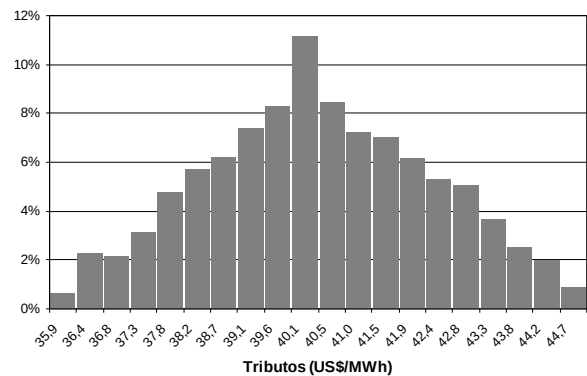
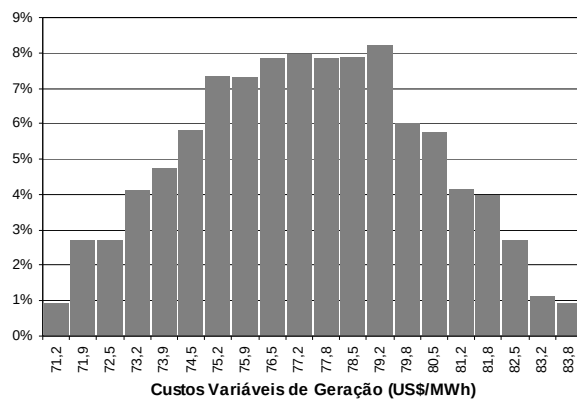
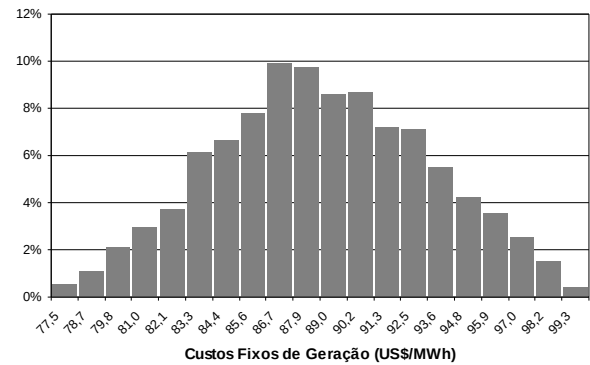
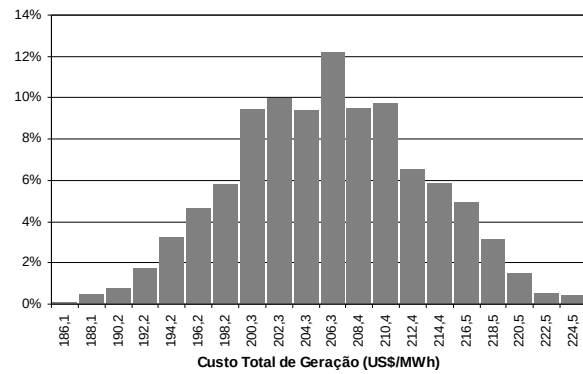
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.13 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.

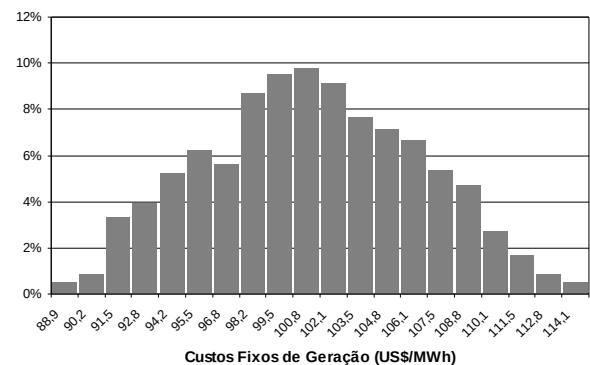
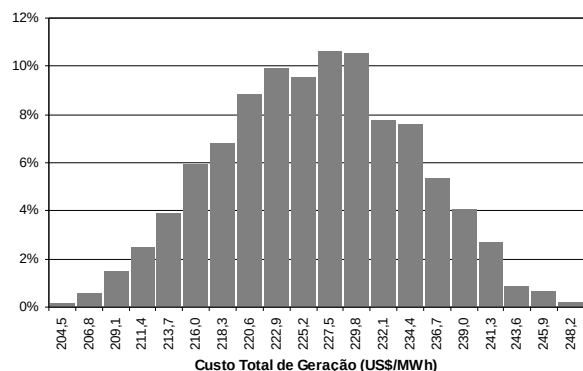
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.14 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.15 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

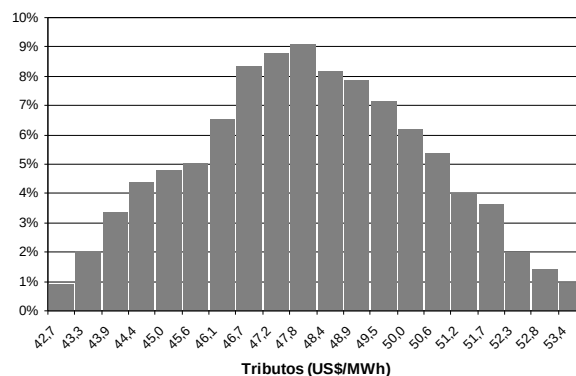
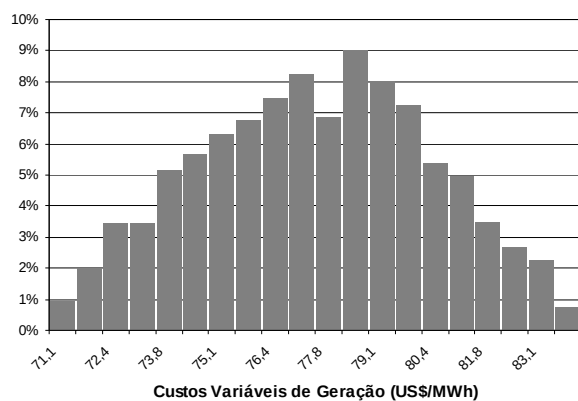
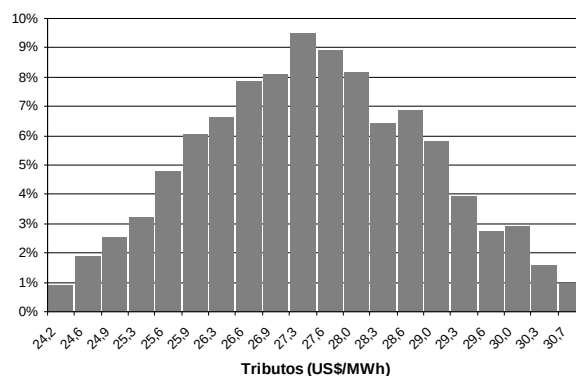
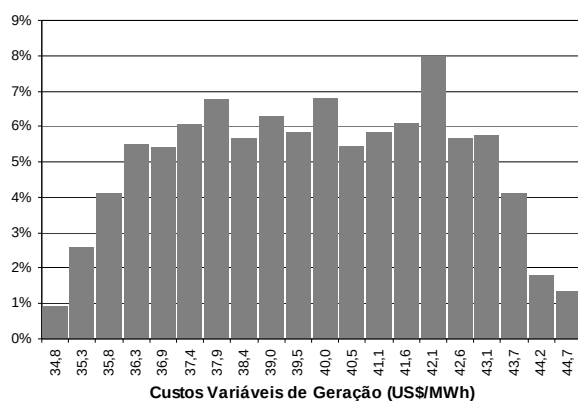
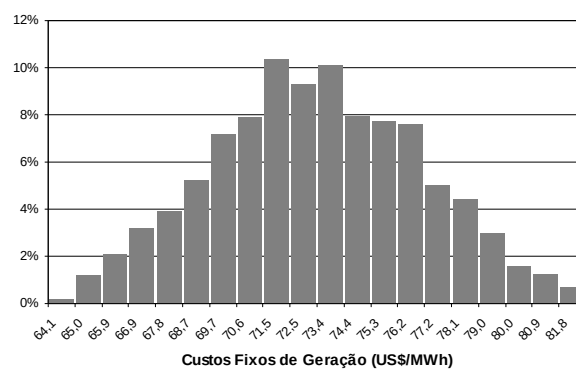
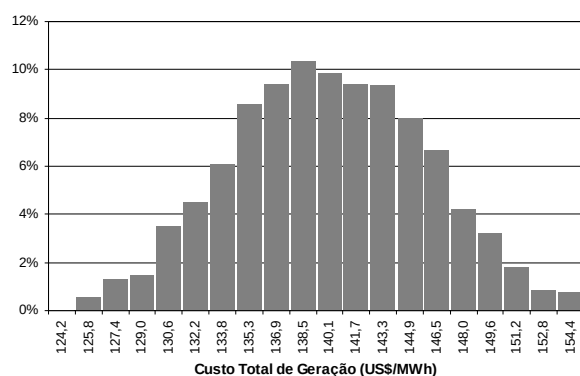


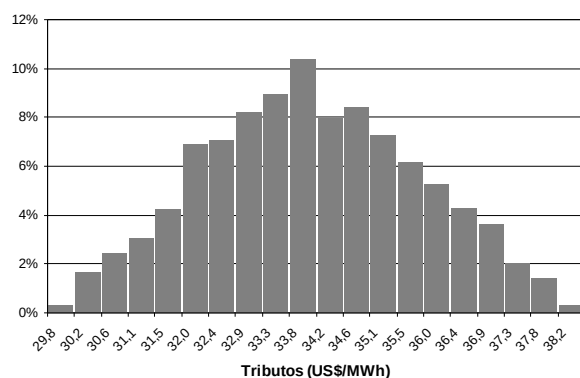
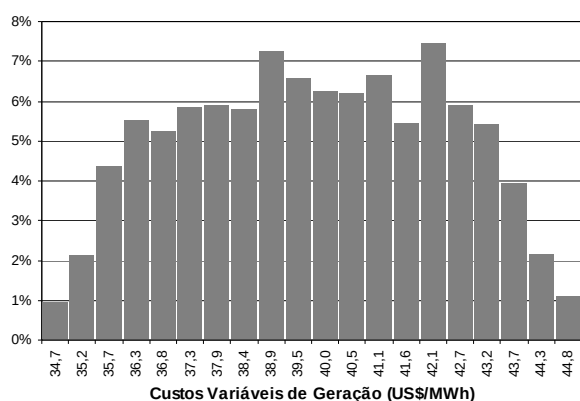
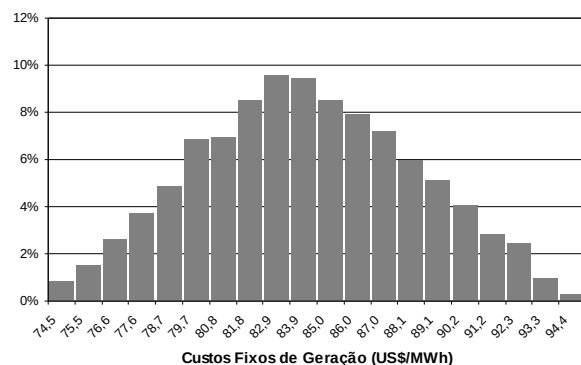
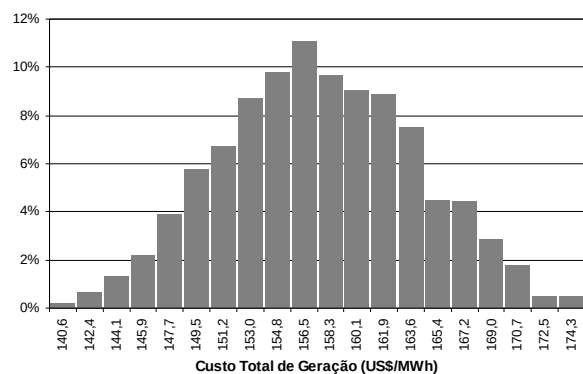
Figura C.15 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
 Figura C.16 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.

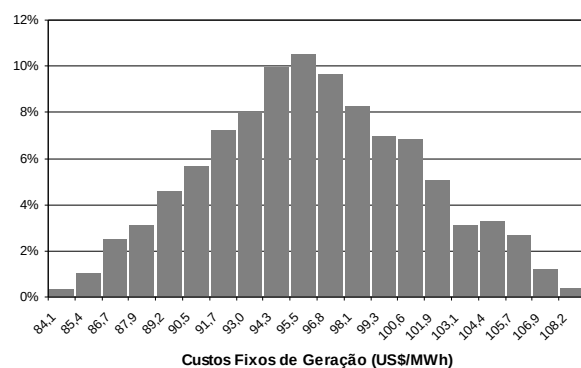
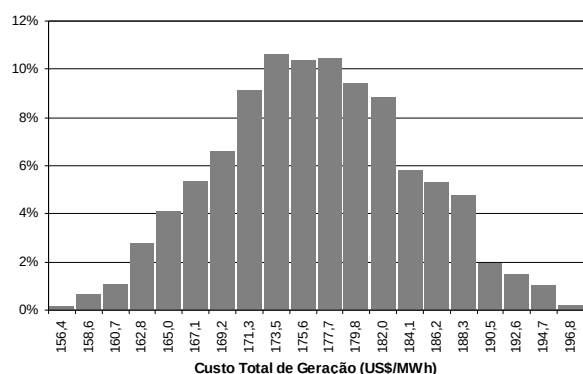
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.17 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.18 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.

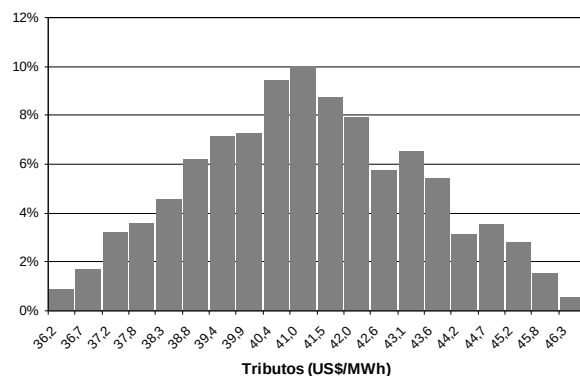
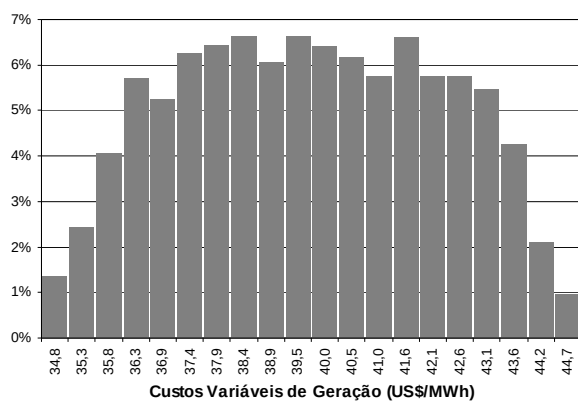
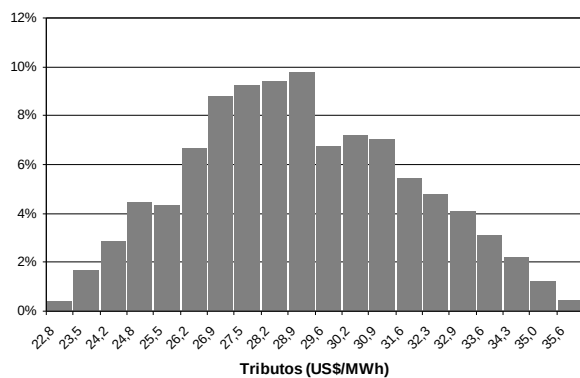
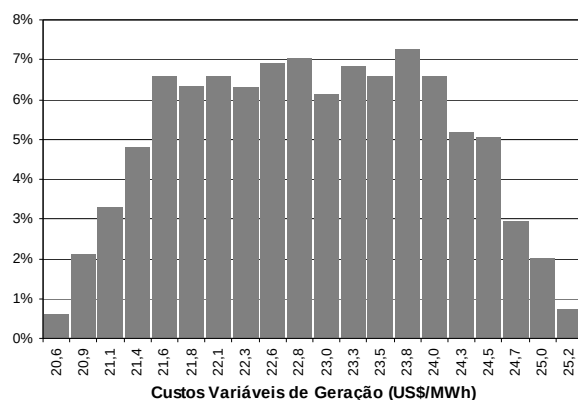
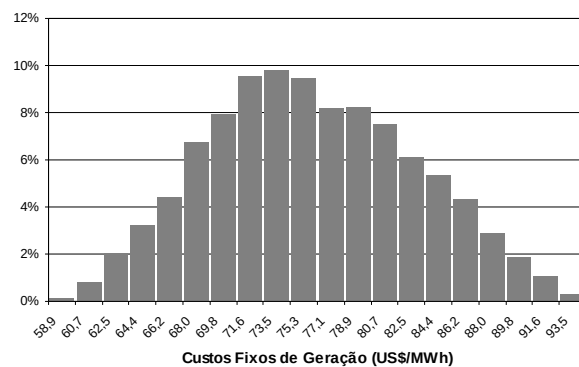
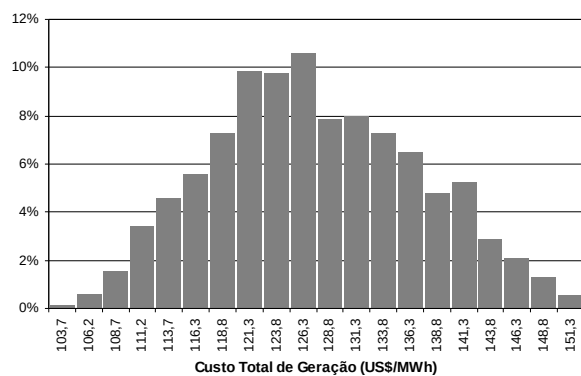


Figura C.18 – (cont.)

C.3 – IGCC

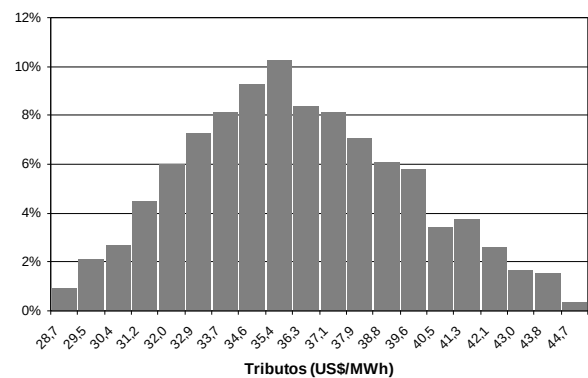
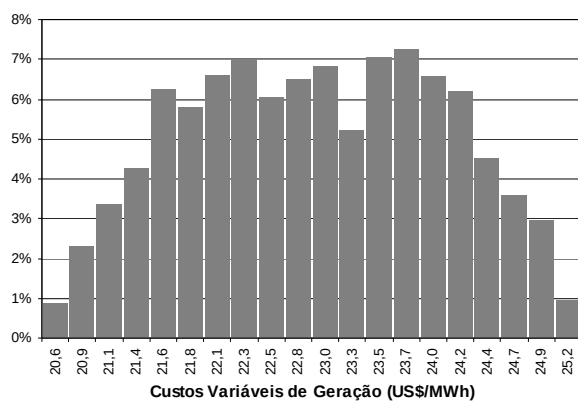
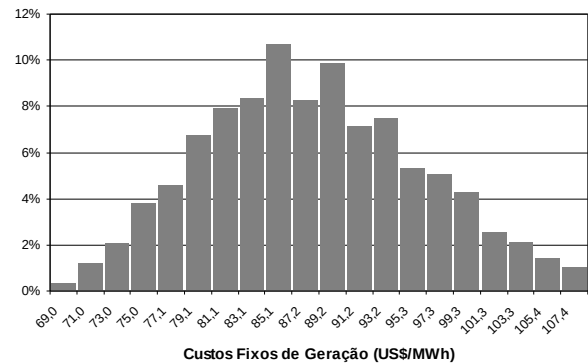
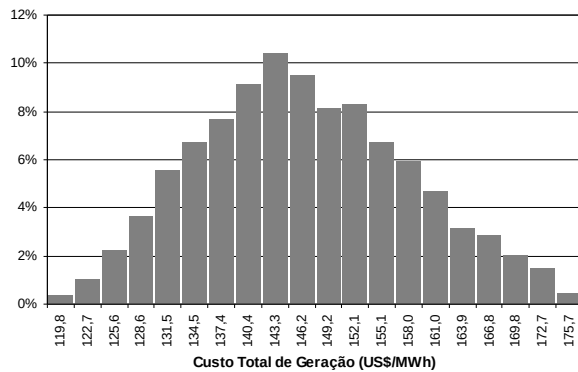
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.19 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 8%.

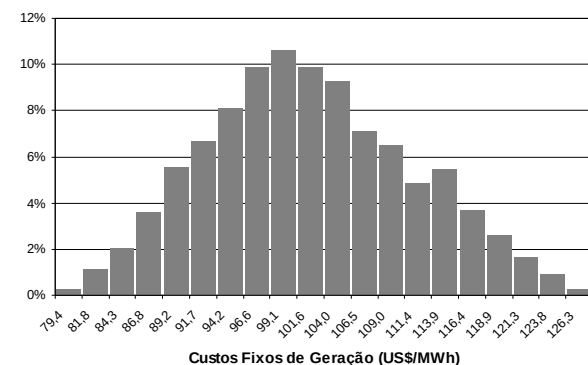
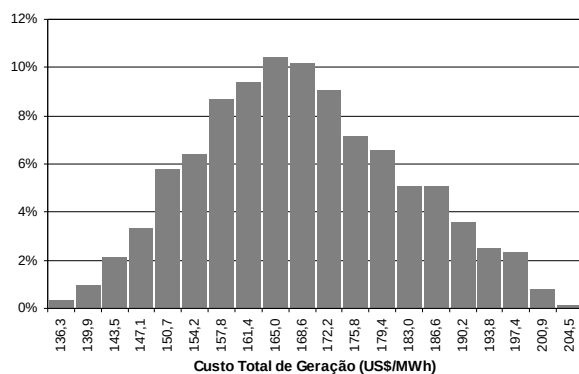
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.20 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.21 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.

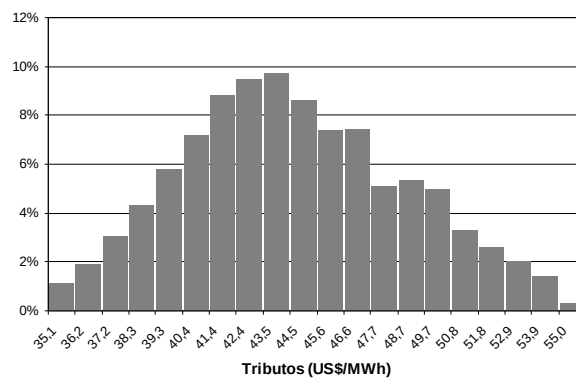
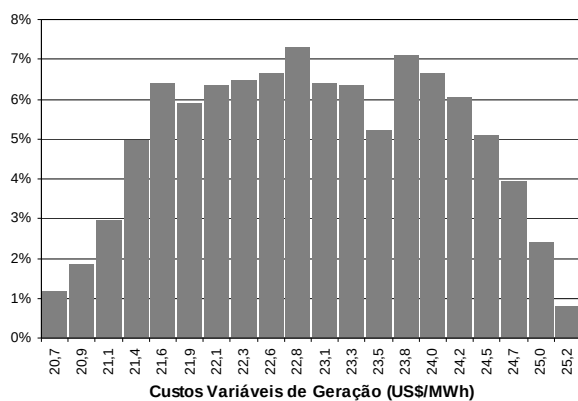
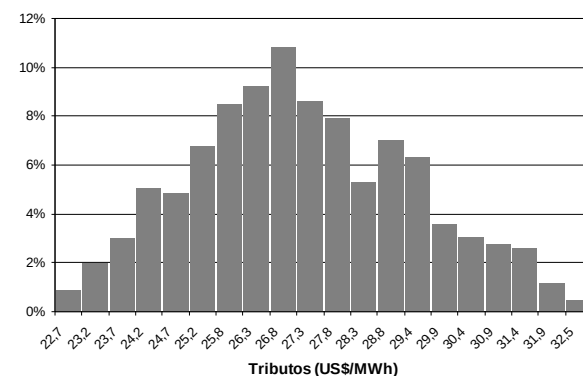
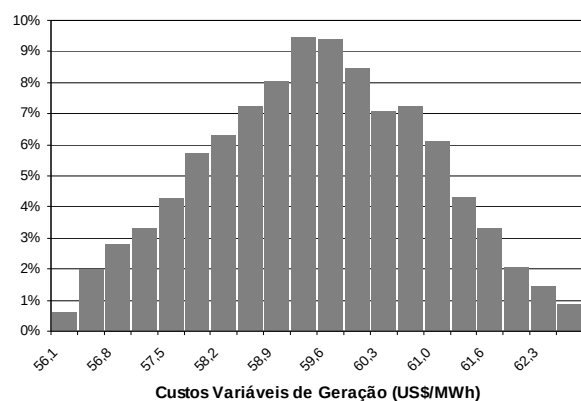
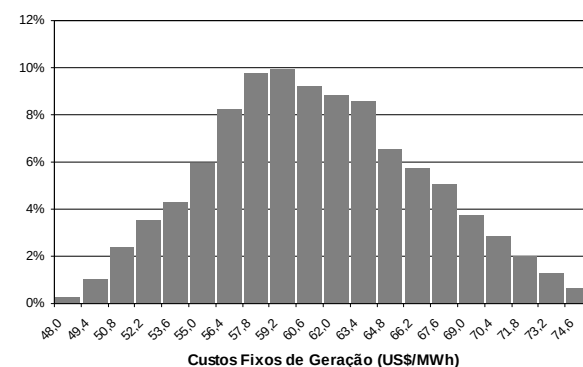
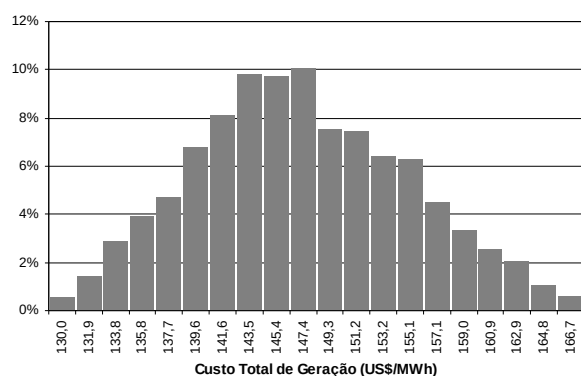


Figura C.21 – (cont.)

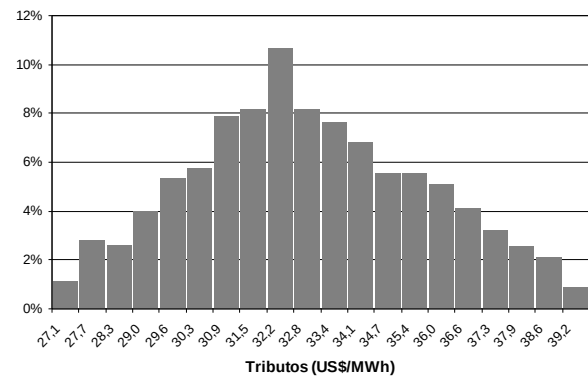
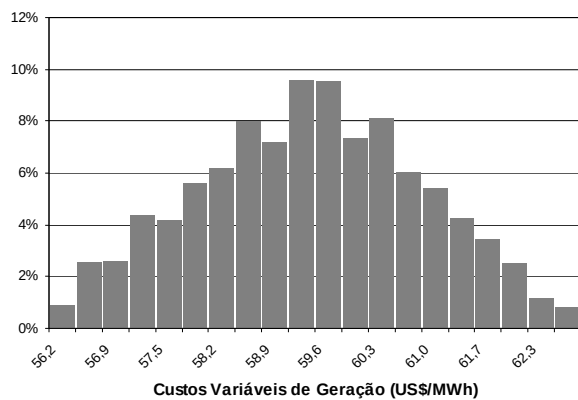
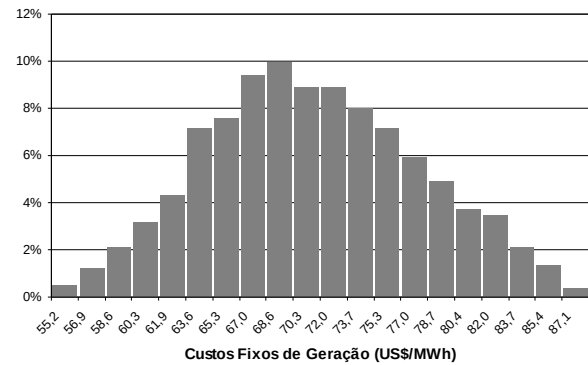
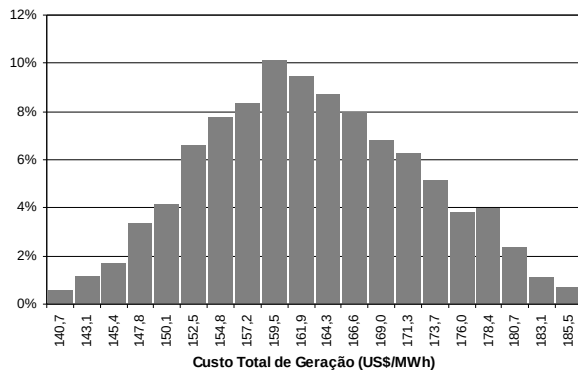
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.22 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 8%.

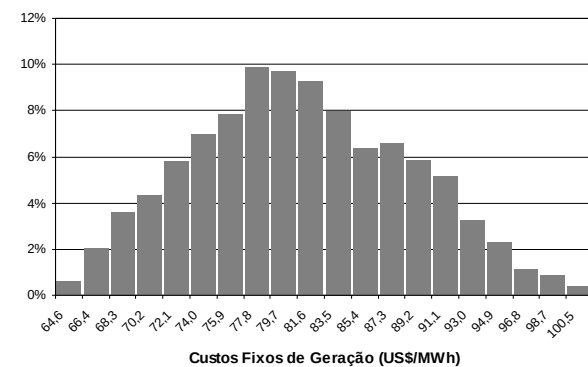
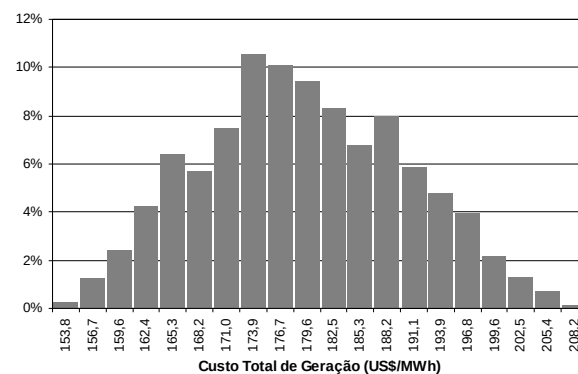
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.23 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.24 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.

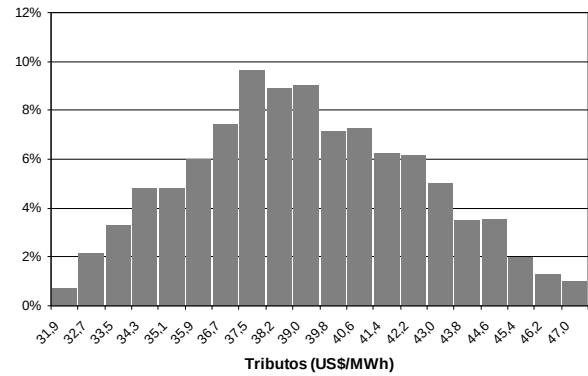
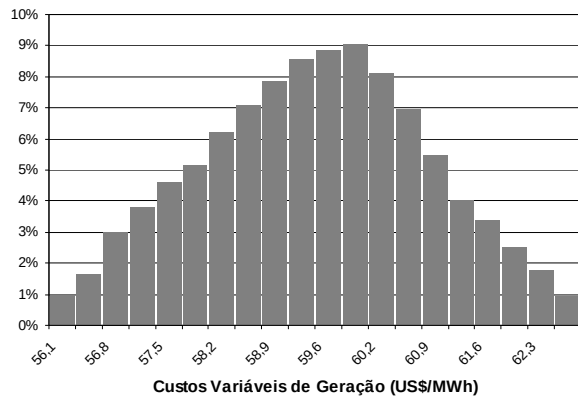
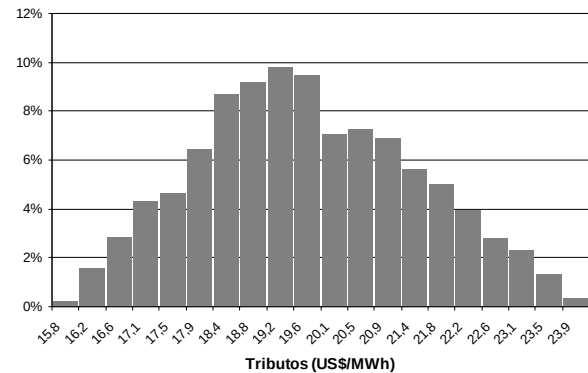
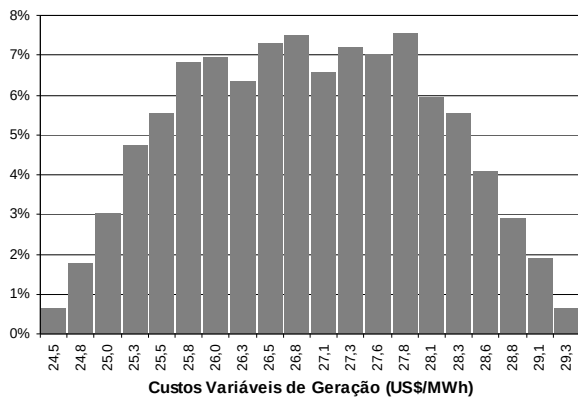
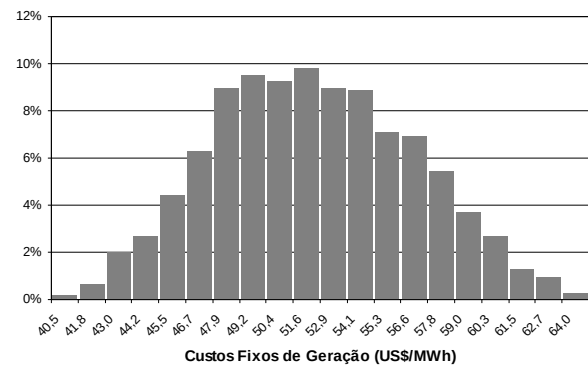
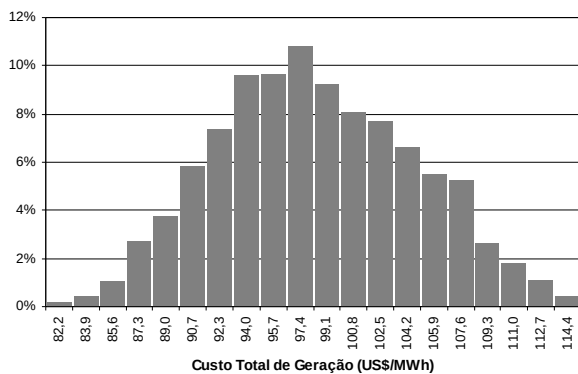


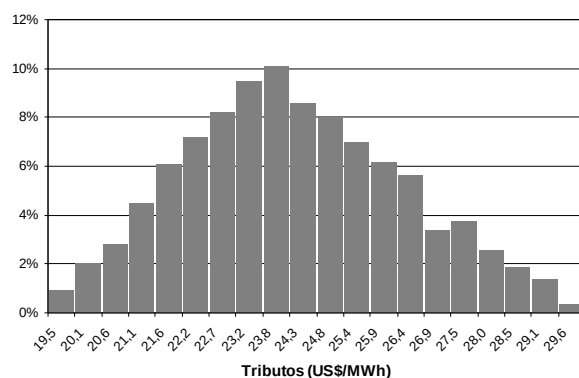
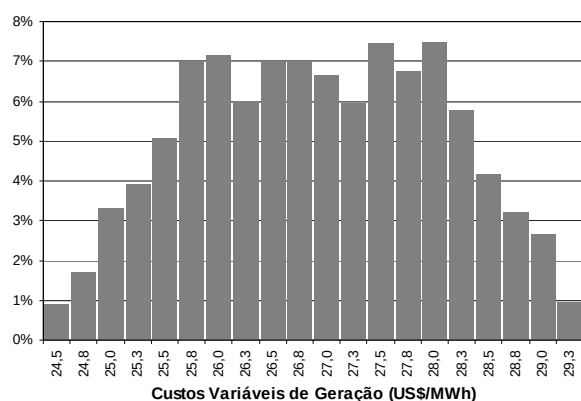
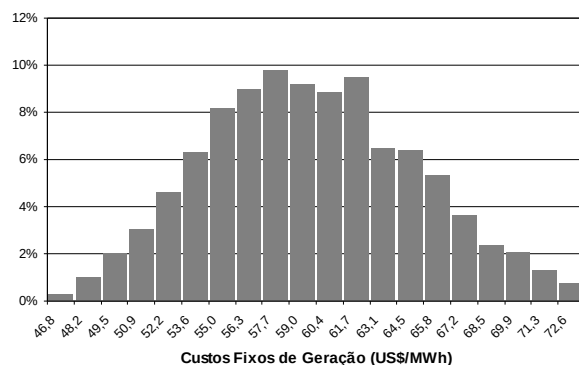
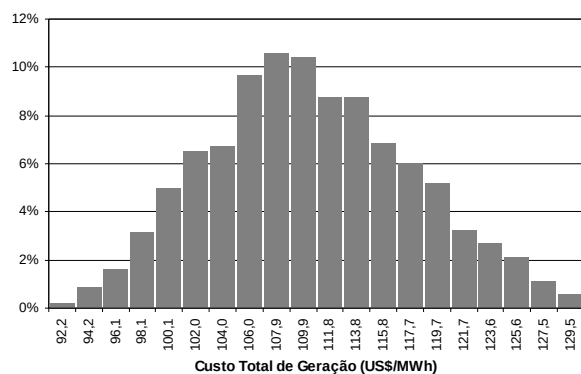
Figura C.24 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



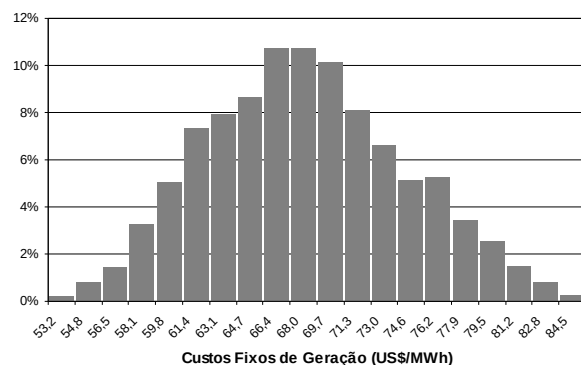
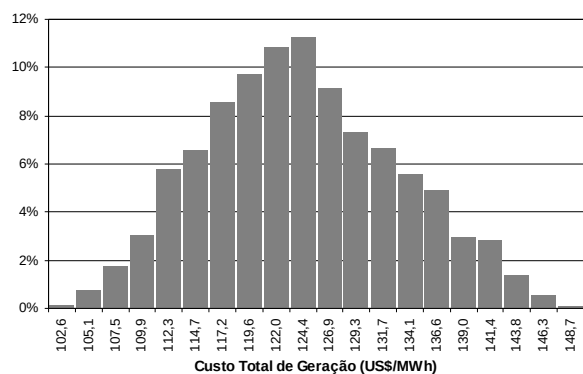
Fonte: Elaboração própria
Figura C.25 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 8%.

Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.26 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.27 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 12%.

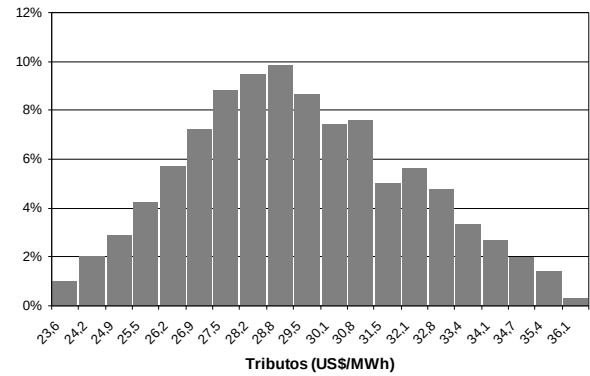
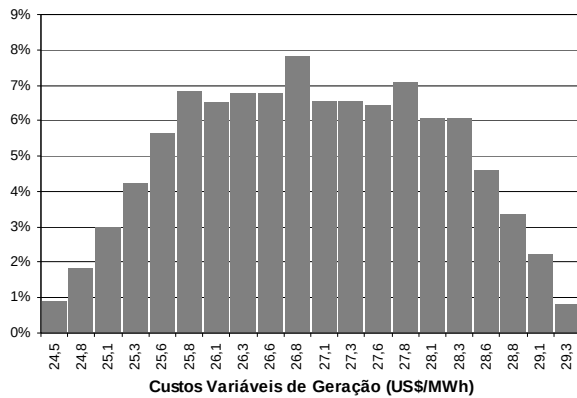
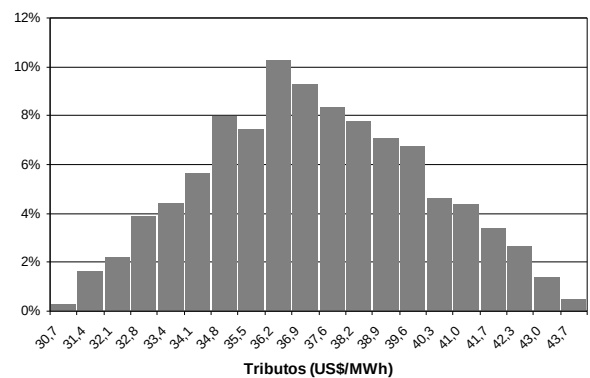
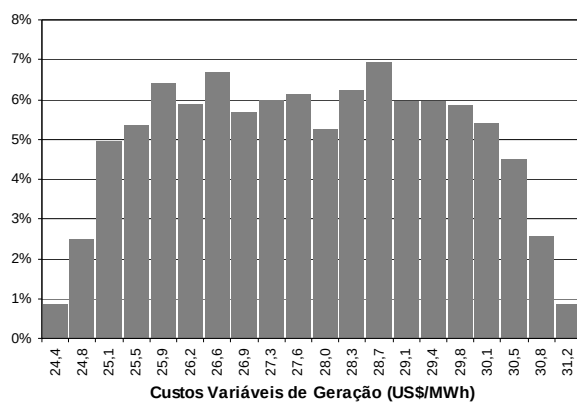
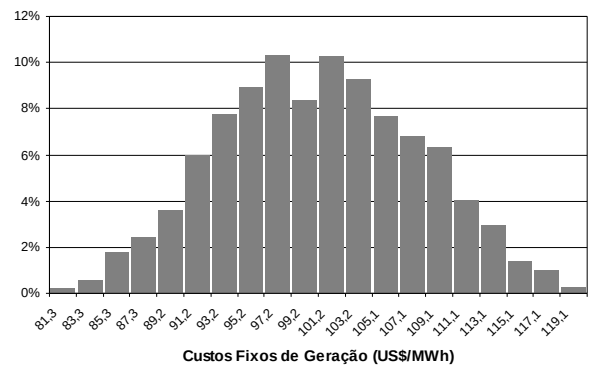
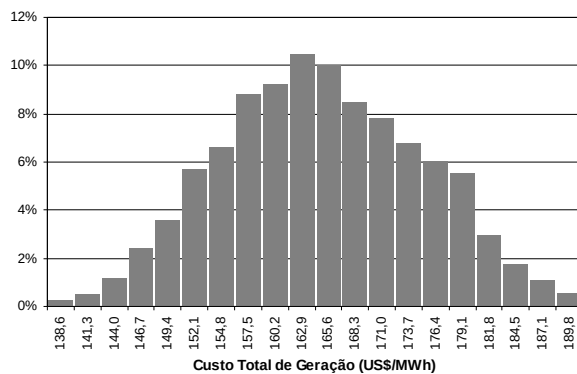


Figura C.27 – (cont.)

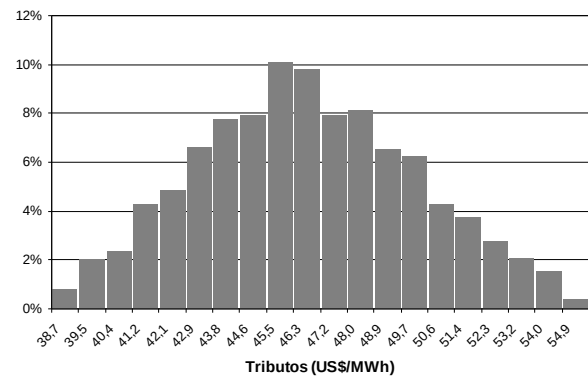
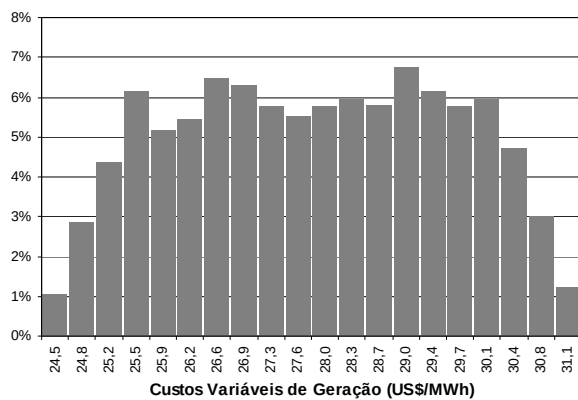
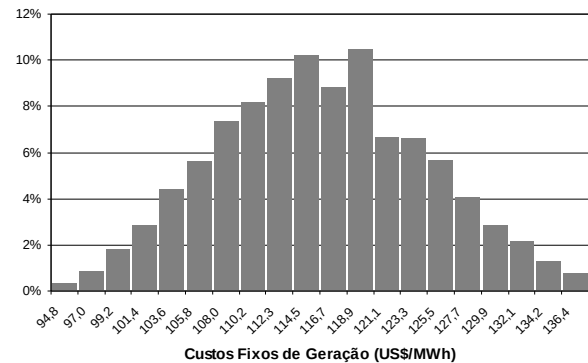
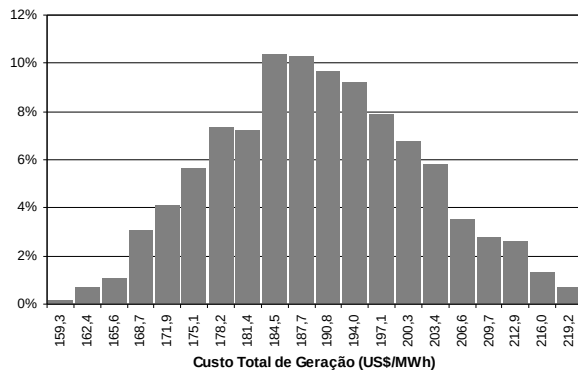
C.4 – IGCC + CCS

Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.28 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.

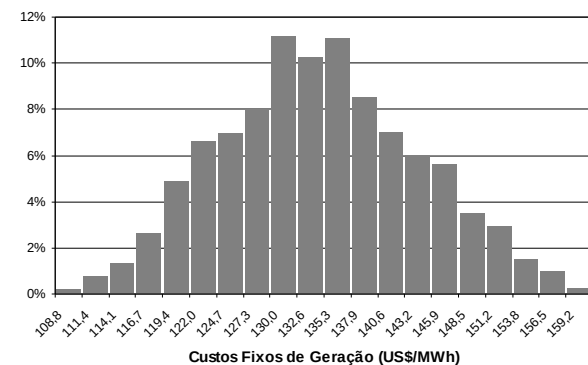
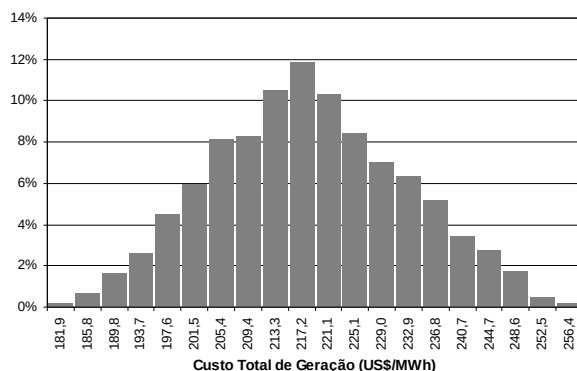
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.29 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.30 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

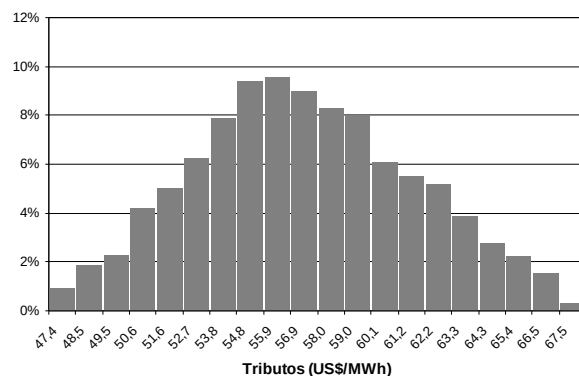
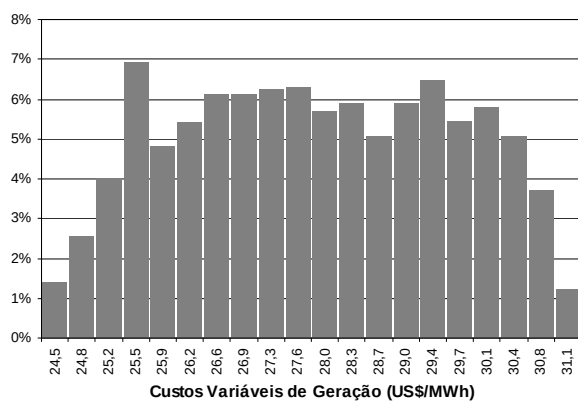
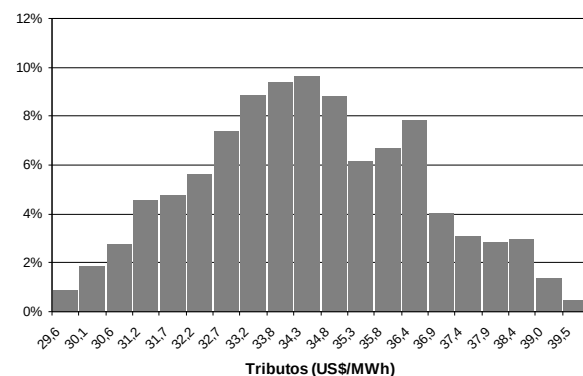
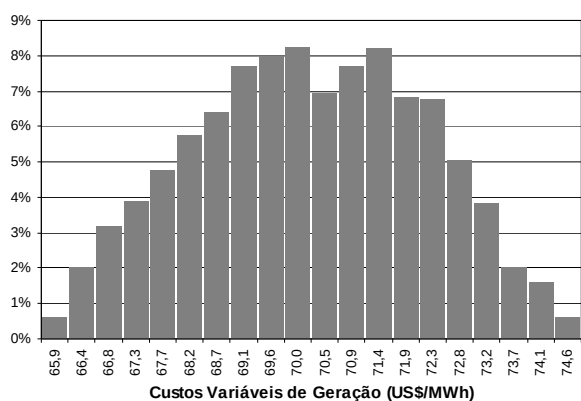
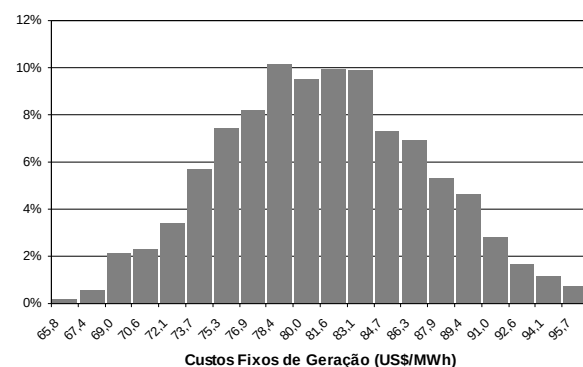
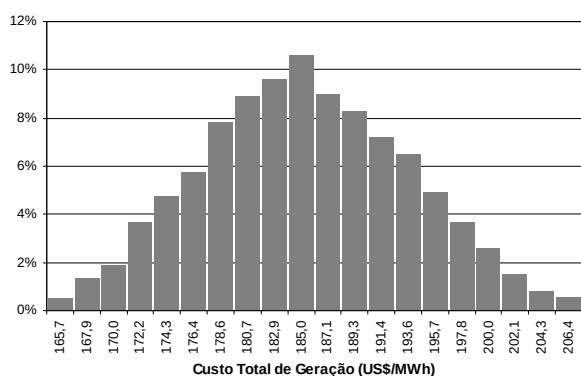


Figura C.30 – (cont.)

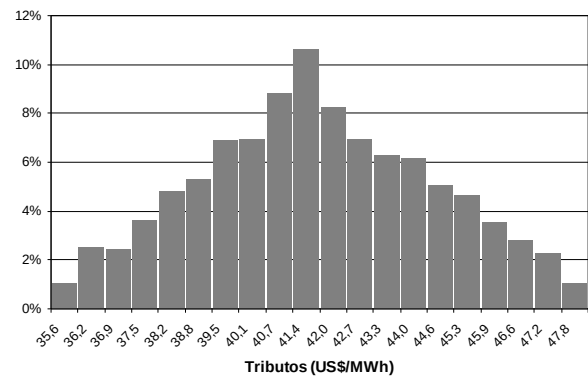
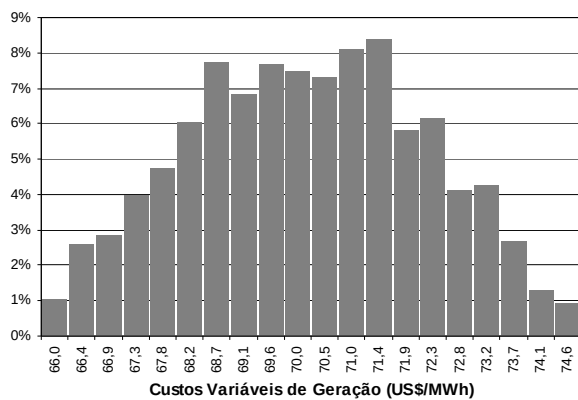
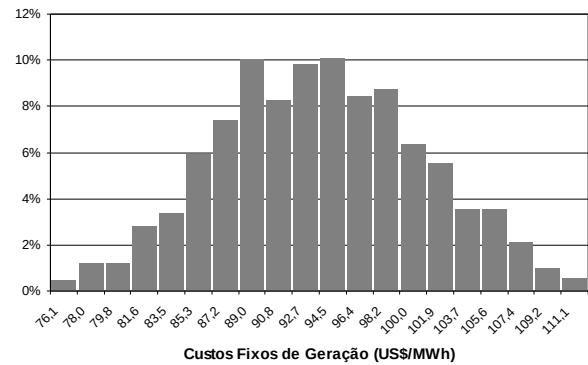
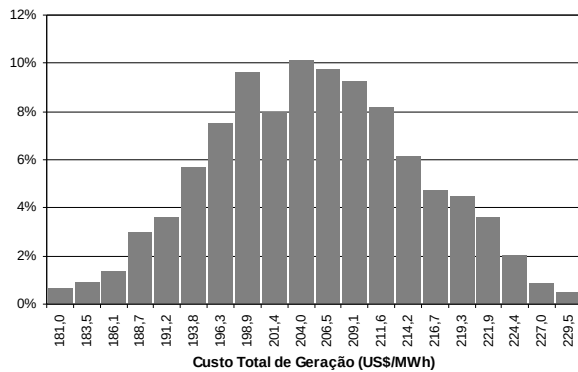
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.31 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.

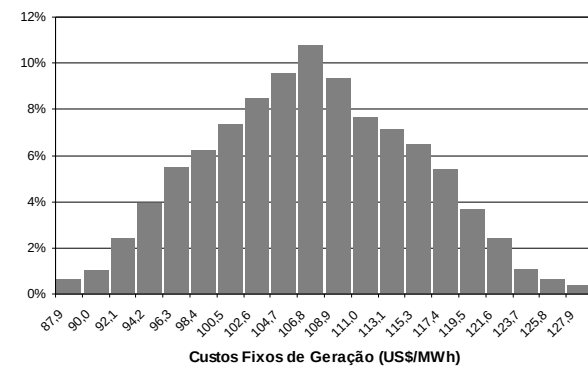
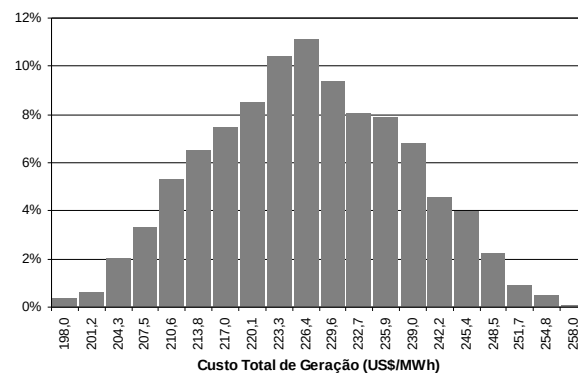
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.32 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.33 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

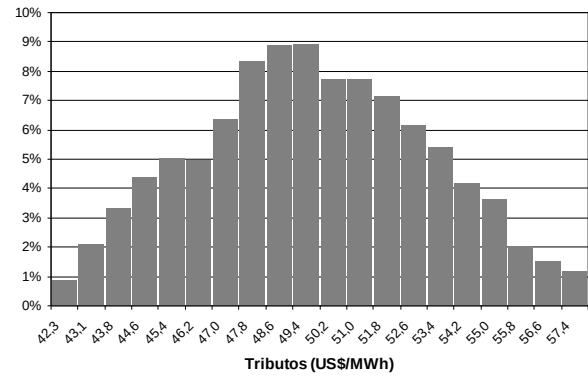
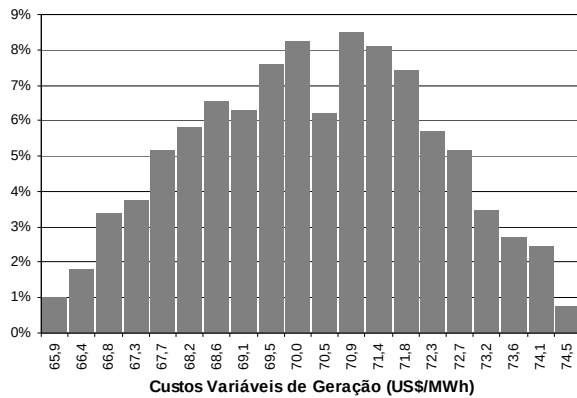
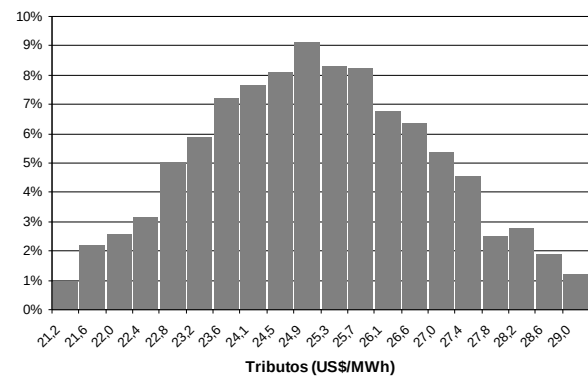
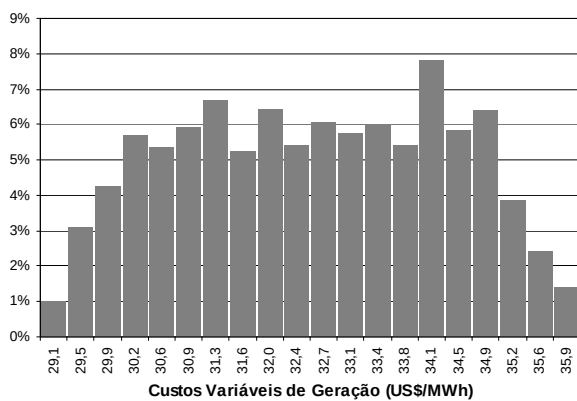
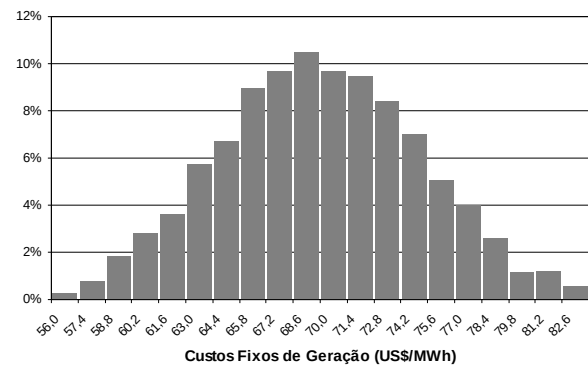
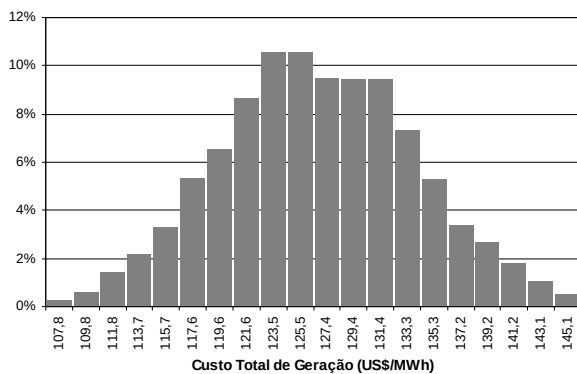


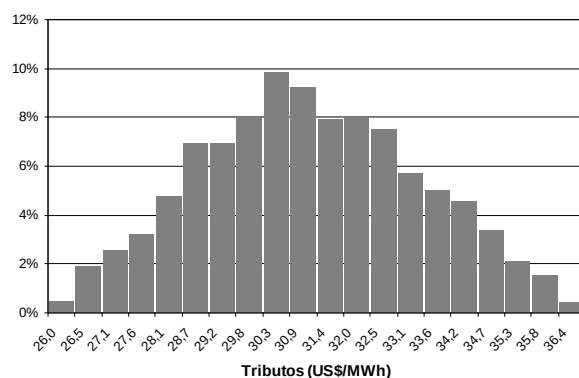
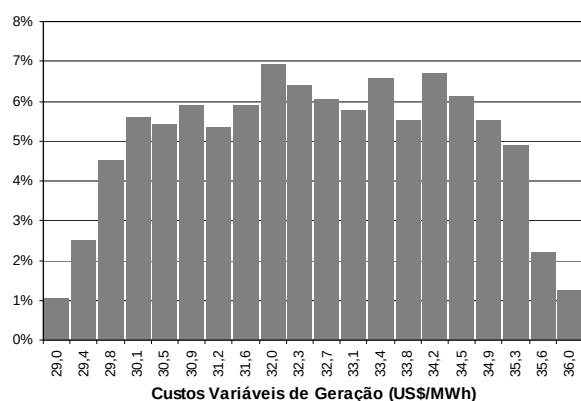
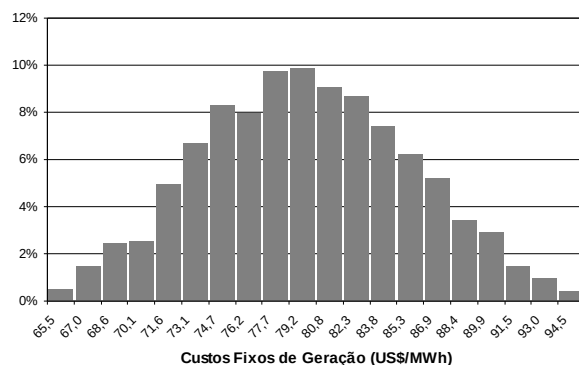
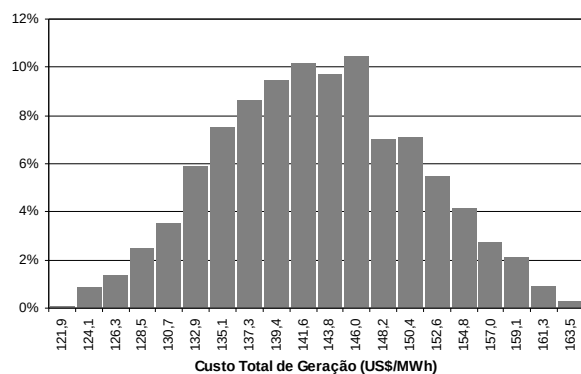
Figura C.33 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.34 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.

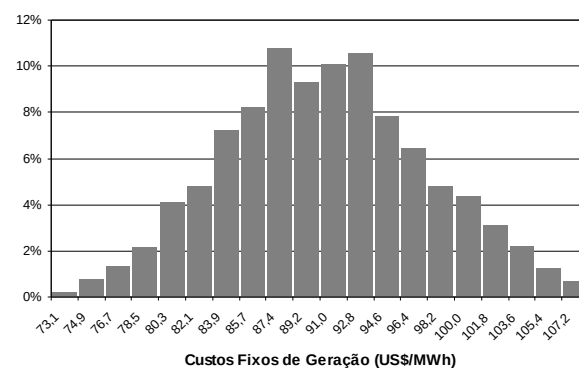
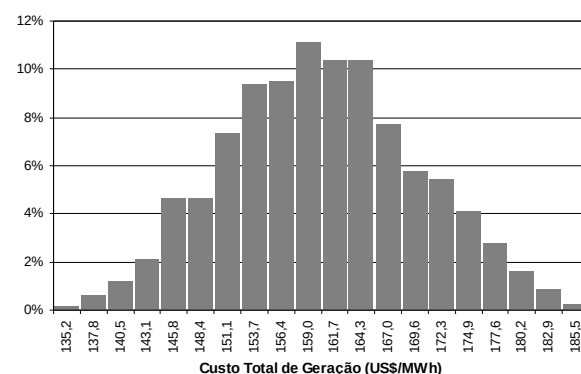
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.35 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.36 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.

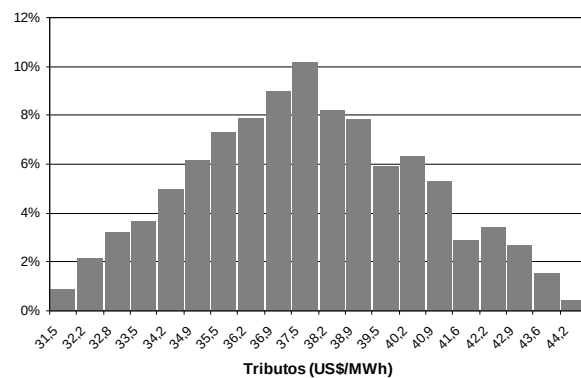
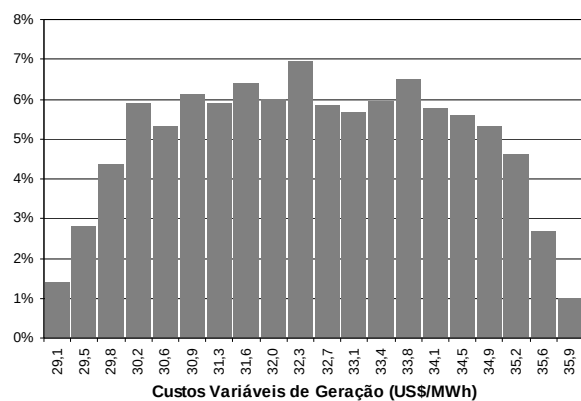


Figura C.36 – (cont.)

Apêndice D

Estudo Comparativo da Tecnologia CCS³⁵

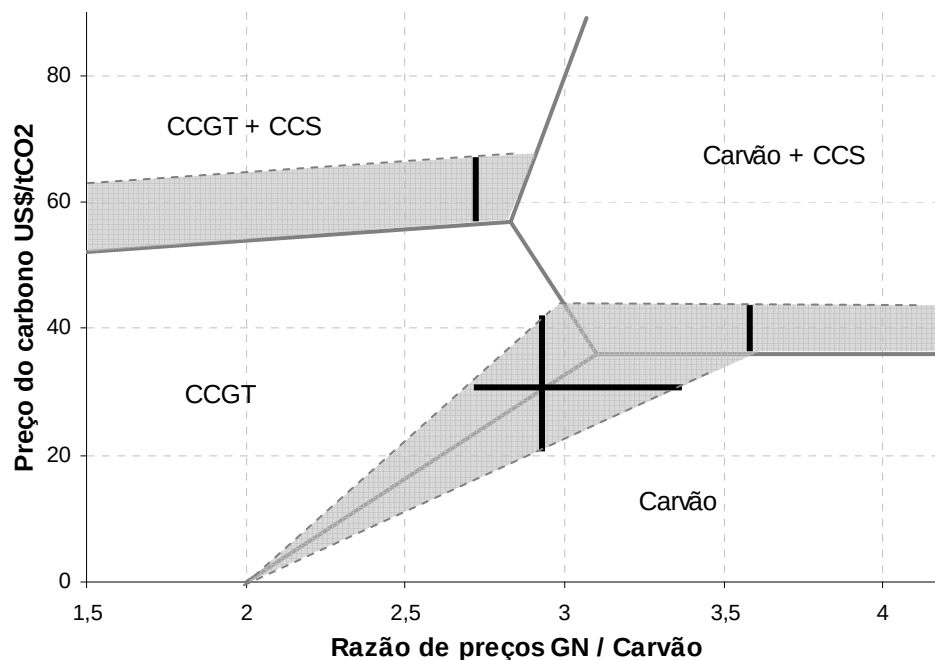
Como mencionado anteriormente, esse trabalho não se aprofundou na análise das tecnologias de CCS devido à complexidade imposta pelo nível de desenvolvimento que se encontram. Esse trabalho se limitará, entretanto, na apresentação dos resultados obtidos pelo ensaio realizado por Blyth *et al.* (2007) para o caso dessa tecnologia.

Os resultados apresentados nesse ensaio referem-se a avaliação da opção de postergação do investimento em algumas opções tecnológicas de geração (veja seção 3.3.1) dado que, em um momento no futuro, uma mudança nas políticas ambientais provocará uma alteração significativa nos preços dos créditos de carbono comercializados internacionalmente. Em uma avaliação clássica, o investidor deve avaliar se investe ou não na construção de uma usina e define, naquele momento, a tecnologia que será utilizada. Para isso, geralmente utiliza-se de ferramentas que lhe permitem estimar as possibilidades de ganhos e perdas futuras e, em função dos resultados obtidos, avalia se é vantajoso ou não investir.

Se, por outro lado, o investidor tem a opção de esperar um momento mais propício para a realização desse investimento, ele reduz o risco do investimento, pois à medida que o tempo passa, essas incertezas se tornam menores, até o momento em que ele passa a conhecer as novas regras ambientais que irão vigorar. Porém, o investidor tem um custo para esperar, podendo esse custo ser, por exemplo, o custo pela perda de oportunidade caso tivesse investido antes.

Utilizando o método de Opções Reais, Blyth *et al.* (2007) obtém os resultados apresentados no gráfico das Figura C.1. Nesse gráfico são traçadas as regiões de decisão de cada tecnologia em função dos preços dos combustíveis e dos

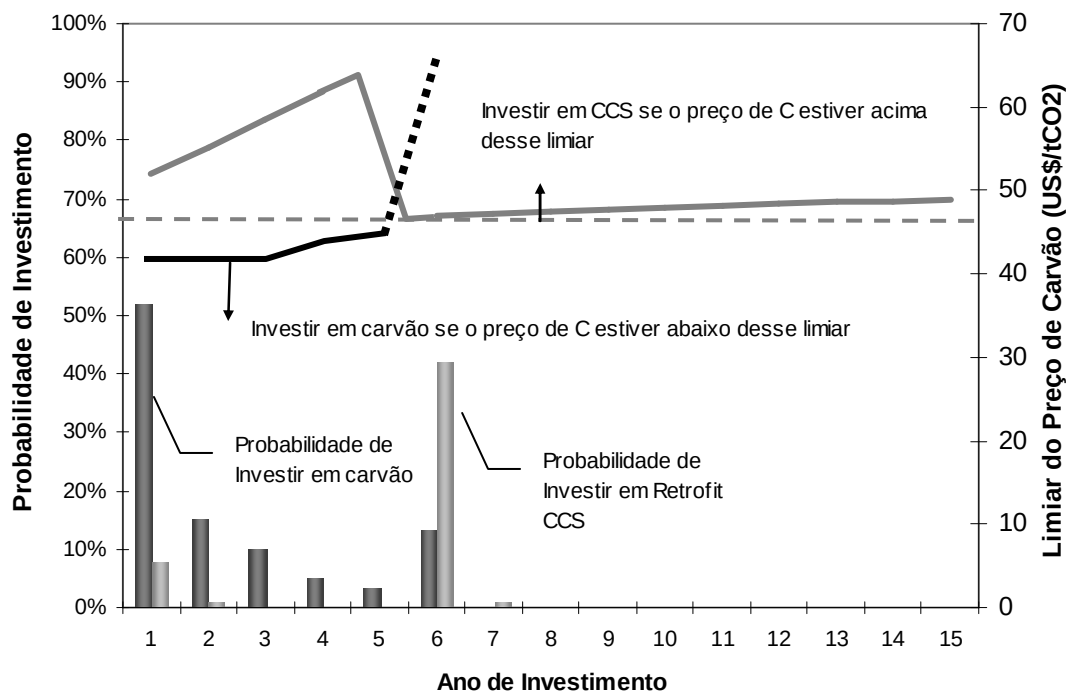
³⁵ Para maiores detalhes, veja Blyth *et al.* (2007).



Fonte: Blyth *et al.*, 2007

Figura D.1 – Regiões de escolha entre algumas opções de geração em função dos cenários de preços de combustíveis e dos créditos de carbono.

Uma alternativa analisada por Blyth *et al.* (2007) é o investimento em uma usina a carvão sem CCS, porém com a possibilidade de se realizar uma reforma nessa usina (“*retrofit*”) acrescentando posteriormente essa tecnologia. Dessa forma, o CCS atua como um “*hedge*”, ou seja, caso o preço dos créditos de carbono aumentem (ou, equivalentemente, os custos impostos à emissão de gases de efeito estufa aumentem), o investimento nessa tecnologia passa a ser vantajoso. Isso é demonstrado no gráfico apresentado na Figura C.2 onde o choque no preço dos créditos de carbono ocorre no ano 6.



Fonte: Blyth *et al.*, 2007

Figura D.2 – Probabilidade de investimento em uma usina a carvão com a possibilidade de retrofit com CCS.



COPPE/UFRJ

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Junho de 2009

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Dr. Amaro Olímpio Pereira Jr., D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JUNHO DE 2009

Oliveira, Edmar Antunes de

Perspectivas da Geração Termelétrica a Carvão no Brasil no Horizonte 2010-2030/ Edmar Antunes de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XXIV, 155 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 114-120.

1. Geração Termelétrica. 2. Carvão. I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Para minha família

AGRADECIMENTOS

Sou especialmente grato ao professor Roberto Schaeffer pela ajuda e paciente orientação, sem a qual não seria possível a realização dessa dissertação.

Agradeço aos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo e ao Dr. Amaro Pereira por aceitarem fazer parte da banca examinadora dessa dissertação.

Aos colegas de trabalho, em especial Glacy Möller, Alexandre Rodrigues Tavares e Renato de Andrade Costa, que me apoiaram e me deram suporte à conclusão dessa dissertação.

Aos meus pais pelo amor, carinho e pelas palavras de motivação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

Junho/2009

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O carvão é o combustível fóssil que possui as maiores reservas mundiais espalhadas em mais de 70 países. É também a principal fonte de geração de energia elétrica no mundo representando cerca de 40% da matriz elétrica mundial. No Brasil, porém, esse energético possui papel inexpressivo na geração elétrica. Apesar disso, questões de segurança energética nacional, preços relativamente baixos do combustível e estabilidade desses preços podem tornar essa opção economicamente atrativa. Por outro lado, questões ambientais atuais implicam na busca por soluções ambiental e socialmente responsáveis, em linha com o desenvolvimento sustentável. Assim, a presente dissertação tem como objetivo apresentar as perspectivas de geração com o carvão mineral no Brasil mostrando as tecnologias que buscam reduzir os impactos ao meio ambiente e através da avaliação econômica dessas opções. Como será visto, o carvão não representa ainda um papel importante na matriz elétrica brasileira dentro do horizonte analisado face às suas características, o que poderá mudar em um momento posterior.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERSPECTIVES OF COAL POWER GENERATION AT BRAZIL IN THE HORIZON
2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

June/2009

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

Coal is the fossil fuel with the largest world reserves spread over 70 countries. It is also the main source of power generation in the world accounting for 40% of electric power generation. In Brazil, however, this fuel has an inexpressive share in power generation. In spite of that, national energy security issues, relative low fuel prices and price stability can make this option economically attractive. On the other hand, present environment issues require a search for social and environment responsible solutions, following the sustainable development. Thus, this dissertation's main objective is to present the perspectives of coal power generation in Brazil showing the technologies that seek a reduction of its impacts over the environment as well as an economic evaluation of these options. As it will be shown, coal does not have yet an important paper at the power generation in Brazil in the analyzed horizon due to its characteristics, which can change in a later time.

SUMÁRIO

Introdução.....	1
Capítulo I – Cenários Futuros da Energia no Brasil	5
1.1 – Introdução	5
1.2 – Tipos de Cenários	6
1.3 – Premissas Básicas e Aspectos Principais	8
1.3.1 – <i>Políticas Governamentais e Meio Ambiente</i>	8
1.3.2 – <i>População</i>	11
1.3.3 – <i>Fatores Macroeconômicos</i>	12
1.3.4 – <i>Desenvolvimento Tecnológico</i>	18
1.4 – Mercado de Energia.....	20
1.4.1 – <i>Demanda de Energia Elétrica</i>	20
1.4.2 – <i>Produção e Comercialização de Energia</i>	20
1.5 – Conclusões	23
Capítulo II – Análise das Opções Tecnológicas de Geração Elétrica	24
2.1 – Introdução	24
2.2 – Principais Impactos Ambientais.....	25
2.2.1 – <i>Material Particulado (MP)</i>	26
2.2.2 – <i>Dióxido de Enxofre (SO₂)</i>	28
2.2.3 – <i>Óxidos de Nitrogênio (NO_x)</i>	29

2.2.4 – Monóxido de Carbono (CO)	29
2.2.5 – Impactos Causados pela Mineração.....	29
2.2.6 – Outros Impactos Causados pela Queima do Carvão.....	31
2.3 – Panorama da Geração Termelétrica	31
2.4 – Caracterização do Combustível	37
2.5 – Componentes Básicos de uma UTE.....	44
2.5.1 – Caldeira.....	45
2.5.2 – Grupo Turbina-Gerador	46
2.5.3 – Condensador.....	47
2.5.4 – Controle de Emissões	47
2.6 – Tecnologias de Mineração	52
2.6.1 – Mineração a Céu Aberto.....	52
2.6.2 – Mineração Subterrânea	54
2.7 – Tecnologias de Geração	55
2.7.1 – Carvão Pulverizado (PCC)	58
2.7.2 – Combustão em Leito Fluidizado (FBC).....	61
2.7.3 – Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC).....	63
2.7.4 – Sequestro de Carbono (CCS)	67
2.8 – Conclusões	74
Capítulo III – Avaliação Econômica.....	76
3.1 – Introdução	76

3.2 – Caracterização Operacional	77
3.3 – A Análise Econômica	79
3.3.1 – <i>Tecnologias Consideradas</i>	80
3.3.2 – <i>Taxa de Desconto</i>	82
3.3.3 – <i>Tributação e Encargos</i>	84
3.3.4 – <i>Premissas Adotadas</i>	86
3.4 – Metodologia	94
3.4.1 – <i>Modelo de Avaliação Econômico-Financeira</i>	95
3.4.2 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	96
3.4.3 – <i>Análise de Risco</i>	96
3.5 – Resultados	99
3.5.1 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	99
3.5.2 – <i>Análise de Risco e Custos de Geração</i>	100
3.5.3 – <i>Síntese dos Resultados</i>	108
Capítulo IV – Considerações Finais e Conclusões	110
REFERÊNCIAS	114
Apêndice A – Modelo Matemático para Funções de Distribuições	121
A.1 – Introdução	121
A.2 – Distribuição Uniforme	121
A.2 – Distribuição Triangular	122
Apêndice B – Resultados das Análises de Sensibilidade	125

B.1 – SCPC	125
B.2 – SCPC + CCS.....	126
B.3 – IGCC	126
B.4 – IGCC + CCS.....	127
Apêndice C – Resultados das Simulações de Monte Carlo	128
C.1 – SCPC	128
C.2 – SCPC + CCS.....	134
C.3 – IGCC	140
C.4 – IGCC + CCS.....	146
Apêndice D – Estudo Comparativo da Tecnologia CCS.....	153

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Composição das matrizes energética e elétrica mundial em 2006.	2
Figura 1.1 - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica versus crescimento do PIB no Brasil.	14
Figura 1.2 - Produção física industrial brasileira. Índice de intensidade do gasto com energia elétrica.	14
Figura 1.3 - Intensidade energética primária global em países e regiões do mundo selecionados.	15
Figura 1.4 - Consumo específico de eletricidade de setores selecionados (kWh/t).	16
Figura 1.5 - Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB.	16
Figura 1.6 - Participação das diversas fontes na geração de energia elétrica.	22
Figura 1.7 - Participação das fontes de geração térmica.	22
Figura 2.1 – Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.	32
Figura 2.2 – Matriz elétrica mundial em 2006.	34
Figura 2.3 - Dependência do carvão na geração elétrica de alguns países.	35
Figura 2.4 - Geração no Brasil: Capacidade Instalada e Energia Gerada.	35
Figura 2.5 - Tipos de carvão e seus usos.	38
Figura 2.6 – Distribuição das reservas de carvão no Brasil.	42
Figura 2.7 – Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.	44
Figura 2.8 – Emissões de CO ₂ de térmicas a carvão	48
Figura 2.9 – Diagrama esquemático do sistema FGD.	49

Figura 2.10 – Perfil esquemático do processo de tratamento de emissões.....	50
Figura 2.11 – Operação de uma mina a céu aberto.	53
Figura 2.12 – Operação de uma mina subterrânea.....	54
Figura 2.13 – Fluxograma simplificado: Carvão Pulverizado.....	59
Figura 2.14 – Esquema simplificado de usina a leito fluidizado a pressão atmosférica.	62
Figura 2.15 – Esquema do sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado..	65
Figura 2.16 – Opções de estocagem geológica do CO ₂	69
Figura 2.17 – Recuperação de petróleo através da injeção de CO ₂	70
Figura 2.18 – Campos para estocagem de CO ₂ no mundo.	71
Figura 2.19 – Bacias sedimentares brasileiras.....	72
Figura 3.1 – Influência da qualidade do carvão sobre os custos de investimento e eficiência das usinas a carvão.	89
Figura 3.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.....	99
Figura 3.3 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC com o carvão da mina de Candiota.	101
Figura 3.4 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS com o carvão da mina de Candiota.....	102
Figura 3.5 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC com o carvão da mina de Candiota.	104
Figura 3.6 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS com o carvão da mina de Candiota.....	105
Figura A.1 – Função de distribuição de probabilidades uniforme.	122
Figura A.2 – Função de distribuição de probabilidades triangular.	123

Figura B.1 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.	125
Figura B.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC com sistema de captura de carbono.	126
Figura B.3 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC.	126
Figura B.4 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC com sistema de captura de carbono.	127
Figura C.1 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 8%.	128
Figura C.2 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 10%.	129
Figura C.3 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.	129
Figura C.4 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 8%.	130
Figura C.5 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 10%.	131
Figura C.6 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.	131
Figura C.7 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 8%.	132
Figura C.8 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 10%.	133
Figura C.9 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 12%.	133
Figura C.10 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.	134

Figura C.11 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.....	135
Figura C.12 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	135
Figura C.13 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.....	136
Figura C.14 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.....	137
Figura C.15 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	137
Figura C.16 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.....	138
Figura C.17 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.....	139
Figura C.18 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.....	139
Figura C.19 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 8%.....	140
Figura C.20 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 10%.....	141
Figura C.21 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.....	141
Figura C.22 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 8%.....	142
Figura C.23 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 10%.....	143

Figura C.24 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.....	143
Figura C.25 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 8%.....	144
Figura C.26 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 10%.....	145
Figura C.27 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 12%.....	145
Figura C.28 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.....	146
Figura C.29 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.....	147
Figura C.30 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	147
Figura C.31 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.....	148
Figura C.32 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.....	149
Figura C.33 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	149
Figura C.34 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.....	150
Figura C.35 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.....	151
Figura C.36 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.....	151

Figura D.1 – Regiões de escolha entre algumas opções de geração em função dos cenários de preços de combustíveis e dos créditos de carbono..... 154

Figura D.2 – Probabilidade de investimento em uma usina a carvão com a possibilidade de *retrofit* com CCS. 155

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Reservas provadas mundiais de combustíveis fósseis no final de 2007.....	1
Tabela 1.1 - Taxa de crescimento populacional no Brasil (percentuais anuais).	12
Tabela 1.2 - Geração elétrica a partir do carvão mineral entre 2000 e 2025.	21
Tabela 2.1 - Reservas provadas e produção de carvão mineral no mundo em 2007 (10 ⁶ t).....	33
Tabela 2.2 - Brasil: usinas termelétricas em operação.....	36
Tabela 2.3 - Brasil: usinas termelétricas com outorga.....	36
Tabela 2.4 - Classificação internacional de carvões do tipo antracito e betuminoso. ..	40
Tabela 2.5 – Características gerais dos carvões brasileiros.....	41
Tabela 2.6 – Reservas de carvão no Brasil em 2005.	43
Tabela 2.7 – Opções tecnológicas no tratamento de gases e resíduos em termoelétricas a carvão.....	51
Tabela 2.8 – Níveis médios de eficiência em plantas PCC.	60
Tabela 2.9 – Potencial de estocagem de CO ₂ no mundo.	71
Tabela 2.10 – Capacidades de Armazenamento de CO ₂ nas bacias sedimentares brasileiras.	73
Tabela 3.1 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica a carvão.	88
Tabela 3.2 – Referências para o custo de investimento em plantas térmicas a carvão.	89
Tabela 3.3 – Origem e preços do carvão empregado em térmicas brasileiras em maio de 2005.....	91

Tabela 3.4 – Custos fixos e variáveis em plantas térmicas a carvão.....	92
Tabela 3.5 – Eficiência de cada tecnologia.	93
Tabela 3.6 – Premissas gerais utilizadas no modelo de avaliação econômica.....	94
Tabela 3.7 – Modelo econômico utilizado nas avaliações.....	95
Tabela 3.8 – Parâmetros e distribuições utilizadas para as variáveis estocásticas.	98
Tabela 3.9 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh)....	101
Tabela 3.10 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh)...	101
Tabela 3.11 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).	102
Tabela 3.12 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).	102
Tabela 3.13 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.14 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.15 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.16 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.17 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh)...	104
Tabela 3.18 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh)....	104
Tabela 3.19 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).	105
Tabela 3.20 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh). .	105

Tabela 3.21 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.22 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.23 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.24 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.25 – Síntese dos resultados das simulações.....	108
Tabela 3.26 – Custos de geração elétrica (R\$/MWh) para algumas fontes no Brasil, segundo EPE.....	109

NOMENCLATURA

AFBC – Atmospheric Fluidized Bed Combustor

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BCB – Banco Central do Brasil

BFBC – Bubbling Fluidized Bed Combustor

BP – British Petroleum

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCS – Carbon Capture and Storage

CCT – Clean Coal Technologies

CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental

CFBC – Circulating Fluidized Bed Combustor

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

COV – Compostos orgânicos voláteis

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral

DOE – U.S. Department of Energy

EEA – European Environment Agency

EIA – Energy Information Administration

ELETROBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPRI – Electric Power Research Institute

Eurostat – Escritório Estatístico das Comunidades Européias

FBC – Fluidized Bed Combustor

FGD – Flue Gas Desulfurization

FGV – Fundação Getúlio Vargas

FMI – Fundo Monetário Internacional

FOB – Free On Board

FSI – Free Swelling Index

GEE – Gases de efeito estufa

GNL – Gás natural liquefeito

GTCC – Gas Turbine Combined Cycle

IAEA – International Atomic Energy Agency

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação

IEA – International Energy Agency

IGCC – Integrated-Gasification Combined-Cycle

IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado

II – Imposto sobre Importação de produtos estrangeiros

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

IR – Imposto de Renda

ISS – Imposto sobre Serviços de qualquer natureza

LCPD – Large Combustion Plants Directive

MME – Ministério de Minas e Energia

MP – Material Particulado

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OECD – Organization for Economic Co-operation and Development

O&M – Operação e manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento

PCC – Pulverized Carbon Combustor

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

P&D – Pesquisa e desenvolvimento

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PEE – Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

PFBC – Pressurized Fluidized Bed Combustor

PIB – Produto Interno Bruto

PIS – Contribuição para o Programa de Integração Social

PNE – Plano Nacional de Energia

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PTS – Partículas Totais em Suspensão

R/P – Razão entre Reserva e Produção

ROM – Run Of Mine

SIN – Sistema Interligado Nacional

SNCR – Selective Non Catalytic Reduction

SCPC – Supercritical Pulverized Carbon Combustor

SCR – Selective Catalytic Reduction

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa de Mínima Atratividade

UCG – Underground Coal Gasification

UNCHE – United Nations Conference on the Human Environment

USCPC – Ultra Super Critical Pulverized Carbon Combustor

USITESC – Usina Termelétrica Sul Catarinense S.A.

VPL – Valor Presente Líquido

WCI – World Coal Institute

Introdução

O carvão mineral – ou simplesmente carvão – é um combustível fóssil sólido formado a partir da matéria orgânica de vegetais depositados em bacias sedimentares. Fundamental para a economia mundial, o carvão é maciçamente empregado em escala planetária na geração de energia elétrica e na produção de aço. Na siderurgia é utilizado o carvão coqueificável, um carvão nobre com propriedades aglomerantes (DNPM, 2001). No uso como energético o carvão admite, a partir do linhito¹, toda gama possível de qualidade, sendo uma questão de adaptação dos equipamentos ao carvão disponível.

Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo a longo prazo a mais importante reserva energética mundial, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Reservas provadas mundiais de combustíveis fósseis no final de 2007.

Recurso	Reservas Provadas Mundiais (Mtoe)	Vida Útil Estimada (anos)*
Carvão	426.128	133,0
Petróleo	168.600	41,6
Gás Natural	177.360	60,3

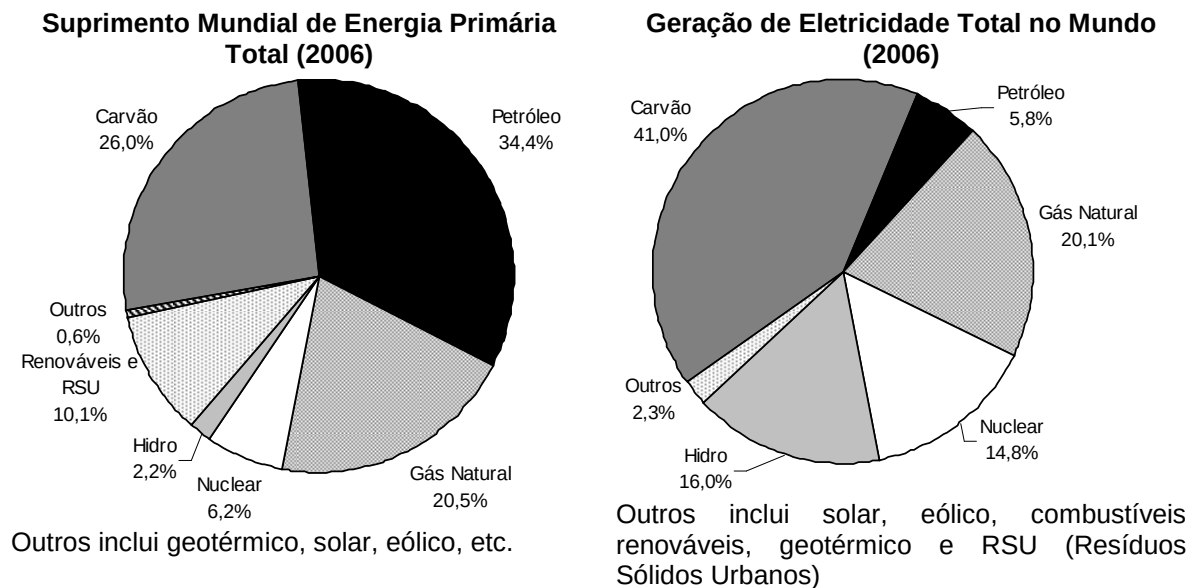
Fonte: BP, 2008

Nota: (*) Vida útil estimada através da razão reserva/produção.

Na composição da matriz energética global, o carvão fica abaixo apenas do petróleo, sendo que especificamente na geração de eletricidade passa folgadoamente à condição de principal recurso mundial, como observado na Figura 1.

A pressão ambientalista contra o carvão tem sido intensa, principalmente com o advento das teorias do aquecimento global, dentro da reivindicação do controle e da redução das emissões de poluentes para a atmosfera (IPCC, 2009), mas a posição desse bem mineral vem se mantendo relativamente inabalável no cenário mundial (DNPM, 2001).

¹ Para uma descrição dos tipos de carvão e sua formação, vide Capítulo II.



Fonte: WCI, 2008

Figura 1 – Composição das matrizes energética e elétrica mundial em 2006.

Desde 1992, fortaleceram-se as evidências científicas de que a Humanidade é responsável pelas mudanças climáticas globais desde a Revolução Industrial, e que essas serão, de acordo com o IPCC, muito graves dependendo do aumento verificado na temperatura: aumento do risco de extinção de espécies, aumento dos danos decorrentes de inundações, aumento do ônus decorrente da má nutrição, diarreia, doenças cardiorrespiratórias e infecciosas, aumento da morbidade e da mortalidade resultantes de ondas de calor, inundações e secas, alteração da distribuição de alguns vetores de doenças, enfim, cenários de gravidade reconhecida pela comunidade científica (IPCC, 2007).

Diante desse quadro, o tema energia demonstra sua importância e mais particularmente a participação do carvão na matriz energética brasileira. Se, de um lado, há a necessidade de se oferecer alternativas ao país no que tange às suas demandas legítimas, não se deve negligenciar o compromisso com a “Cidadania Planetária”, ou seja, direitos e deveres com as futuras gerações (Monteiro, 2004).

Nesse cenário, foi possível observar um forte progresso da tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais na mineração e queima do carvão, ocorrido nos últimos anos (WCI, 2009), objetivando-se viabilizar um uso mais intenso do carvão com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias de “queima limpa” desse energético (Clean Coal Technologies) (DOE, 2009, IEA, 2008).

Todo esse esforço em pesquisa e desenvolvimento parece indicar que o mundo não descarta, absolutamente, o uso do carvão como fonte primária para a geração de energia elétrica. A abundância das reservas de carvão, os avanços tecnológicos já consolidados e os que são esperados nos próximos anos, o aumento esperado da demanda de energia, em especial da demanda por energia elétrica, são, portanto, os elementos básicos que sustentam a visão de que a expansão da geração termelétrica a carvão faz parte da estratégia da expansão da oferta de energia (EPE, 2007).

Além disso, a dificuldade tecnológica das fontes renováveis em aumentar sua participação na matriz energética mundial, faz com que não haja nenhuma perspectiva, mesmo a longo prazo, de dispensar os combustíveis fósseis como base energética da sociedade industrial moderna (IEA, 2008).

Porém, a manutenção dos padrões atuais de produção e consumo de energia é insustentável, o que exige um esforço no sentido de se adotar técnicas mais apropriadas (IEA, 2008). Somado a isso, países importadores de energia estão cada vez mais preocupados com a segurança energética. O estudo elaborado pela IEA (IEA, 2008) indica que, para que esses critérios de segurança energética e meio ambiente sejam atendidos de forma satisfatória, é necessário realizar uma “*revolução tecnológica*” além de grandes investimentos em novas tecnologias e em pesquisa e desenvolvimento.

Com base nessa discussão, esse trabalho apresenta as perspectivas de geração com o carvão mineral no Brasil mostrando as tecnologias que buscam reduzir os impactos ao meio ambiente e através da avaliação econômica dessas opções. Nesse sentido, busca-se responder à questão: “É possível, com base nas tecnologias disponíveis no horizonte de estudo (2010 – 2030), utilizar o carvão mineral como fonte de energia elétrica sem provocar grandes impactos ao meio ambiente?” Para isso, é feito um levantamento dos custos da geração com base nessas tecnologias.

A dissertação está dividida em quatro capítulos, que apresentam as tecnologias de geração com carvão e analisam os potenciais técnicos e econômicos dessas tecnologias.

O primeiro capítulo mostra as perspectivas mundiais e nacionais quanto à participação do carvão na matriz elétrica. Para isso, são avaliados alguns estudos de cenários futuros de energia com observância das tendências mundiais quanto às questões tecnológicas e ambientais e sua comparação com o caso brasileiro.

O segundo capítulo introduz as tecnologias disponíveis comercialmente no horizonte de 2010 a 2030 para a geração termelétrica com carvão e os benefícios de cada opção. Em conjunto, são levantados os impactos ambientais provocados desde a mineração do combustível até o depósito final dos subprodutos dessa opção energética e as alternativas tecnológicas desenvolvidas para o tratamento desses impactos. O capítulo é concluído analisando a viabilidade técnica de se obter uma geração “limpa”.

O terceiro capítulo consiste na avaliação econômica de algumas tecnologias selecionadas utilizando duas opções de carvão nacional e uma de carvão importado dando, assim, uma visão dos custos de geração com base nessas tecnologias e nas opções de suprimento atualmente disponíveis no país.

Finalmente, o quarto capítulo conclui o trabalho apresentando as considerações finais e conclusões desse trabalho.

Capítulo I

Cenários Futuros da Energia no Brasil

1.1 – Introdução

Dada a natureza desse trabalho, cujo objetivo é o de avaliar as perspectivas futuras da geração termoelétrica com carvão no Brasil, faz-se necessária uma análise do contexto sócio-político bem como das questões ambientais e de mercado que estarão presentes no horizonte de análise. Além disso, projetos dessa natureza possuem um longo prazo de implantação e alguns de seus efeitos ambientais podem levar décadas para serem observados. Assim, explica-se a importância de se elaborar avaliações de longo prazo.

A elaboração de cenários futuros de energia, porém, constitui-se em uma tarefa complexa e multidisciplinar, exigindo recursos que fogem aos objetivos propostos para essa dissertação. Esse capítulo visa, portanto, fazer uma análise crítica de estudos já elaborados apontando para as questões mais importantes relativas à geração térmica com carvão no Brasil.

As perspectivas de longo-prazo são cercadas de incertezas. O futuro, por definição, é desconhecido e não pode ser previsto. Por essa razão, deve-se olhar para o futuro e suas incertezas de forma articulada, não apenas assumindo que tendências atuais terão continuidade. Em horizontes de cinco a dez anos, a inércia do sistema econômico/energético é grande, implicando em pequenas alterações nessas tendências. Porém, em horizontes maiores, isso não é verdade (IEA, 2006).

Incertezas surgem, por exemplo, nas políticas energéticas e ambientais dos países que enfrentam um grande desafio face à característica dual da energia. Por um lado, a energia possui um papel essencial sobre o crescimento econômico e o desenvolvimento humano. Assim, a garantia de abastecimento energético deve constituir-se como uma das preocupações principais dos governos que devem aumentar a diversidade geográfica e de combustíveis. Porém, as fontes não-renováveis possuem recursos limitados e constituem-se como uma das principais causas da poluição atmosférica. Além disso, os padrões atuais de consumo energético

representam uma grave ameaça ao meio-ambiente, incluindo fortes mudanças climáticas (IEA, 2006).

Junto a isso, somam-se as dificuldades advindas da crise financeira mundial de grandes proporções eclodida em 2008, cujos efeitos e profundidade ainda não podem ser avaliados em toda sua extensão. Como os estudos avaliados foram elaborados antes da crise, seus resultados não incluem os efeitos advindos dessa crise, à exceção da revisão do Plano Decenal elaborada pela EPE (2008). Porém, como serão demonstrados mais tarde, esses resultados não diferem muito daqueles em que foram considerados os efeitos dessa crise. Isso se deve, em parte, a uma menor vulnerabilidade da economia brasileira a choques externos observada ao longo de 2008 quando comparado ao passado e a outras economias emergentes² (EPE, 2008).

O futuro geralmente é analisado através de cenários os quais, por sua vez, são conjecturas sobre o que pode acontecer no futuro com base no conhecimento do presente e do passado. É importante observar que cenários não são previsões ou projeções, mas imagens de futuros alternativos baseados em um conjunto de premissas consistentes e reproduzíveis. Apesar de sua natureza especulativa, cenários são ferramentas úteis no suporte a decisões através da possibilidade de identificação de problemas, ameaças e oportunidades (IEA, 2003).

1.2 – Tipos de Cenários³

Um tipo de cenário normalmente utilizado é o de **referência** que, como o nome indica, é utilizado como uma referência para os demais cenários analisados. Normalmente nesse cenário assume-se uma continuação das tendências históricas e que a estrutura do sistema permanece inalterada ou responde de formas predeterminadas. Esse cenário permite avaliar as possíveis mudanças que os demais cenários estudados produzirão.

Assim, no Brasil, o cenário de referência (EPE, 2007) aponta para um crescimento da economia nacional superior à média mundial, pressupondo sucesso no enfrentamento das principais questões internas que obstaculizam a sustentação de taxas elevadas de crescimento e admite os efeitos positivos dos necessários ajustes microeconômicos diante de alterações estruturais como a perda de competitividade de alguns setores

² O desempenho da economia brasileira frente à crise econômica mundial pode ser observada no Relatório Focus elaborado pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2008).

³ Para maiores detalhes sobre os tipos de cenários, vide IEA (2003).

vis-à-vis o crescimento de setores mais dinâmicos, que se aproveitam das vantagens comparativas de que dispõem. Ao longo do decênio, deverão ser obtidos avanços importantes na resolução de gargalos na infra-estrutura, ainda que não sejam completamente superados. É um cenário marcado pelo esforço das corporações nacionais na conquista de mercados internacionais, em um mundo que oferece oportunidades em nichos específicos. A produtividade total dos fatores tende a aumentar, embora concentrada nos segmentos mais dinâmicos da economia.

Considerando-se a inércia de muitos dos sistemas sob investigação, as previsões de curto a médio prazo são consideradas como as de maior probabilidade. Mas no longo prazo, essas tendências tornam-se pouco prováveis e alguns pontos chave do setor energético (como o desenvolvimento tecnológico, estruturas sociais, valores ambientais, etc.) tornam-se ainda menos previsíveis. Porém, são justamente esses fatores os mais importantes (EPE, 2008).

Cenários **políticos**, projetados para analisar os impactos da introdução de uma nova política em um contexto que, em todos os seus outros aspectos, reflete a continuação de tendências atuais, geralmente apresentam as mesmas limitações de cenários de referência (IEA, 2003).

Cenários **exploratórios** ou **descritivos**, por outro lado, são projetados para investigar diversas configurações plausíveis do futuro. O objetivo é a identificação das estratégias mais robustas ao longo desses cenários como, por exemplo, a identificação de fatores que influenciam a emissão de gases de efeito estufa se mostra útil na escolha de políticas mais adequadas. Além disso, esse tipo de cenário permite a investigação e compreensão dos elos existentes entre os diferentes fatores chave e avaliar sua relativa importância (em termos de impactos potenciais) como fontes de incerteza. Uma vez identificado os fatores chave, os vários cenários são construídos com base em combinações possíveis das opções disponíveis para esses fatores de forma a minimizar os efeitos indesejáveis e de forma consistente e plausível (IEA, 2003).

Finalmente, os cenários **normativos** são aqueles onde o futuro desejável é projetado e as formas de se alcançá-lo são traçadas através da identificação dos meios necessários (políticas) para isso, ou seja, realizando um trabalho inverso (do fim para o início) de investigação. Enquanto cenários exploratórios descrevem o que pode acontecer, cenários normativos ajudam na decisão do que se deve ou pode fazer e, portanto, estão mais focados nas ações (IEA, 2003).

Outra distinção comum está entre cenários **quantitativos** e **qualitativos**. Estes se referem a histórias puramente narrativas descrevendo os relacionamentos internos ao sistema ou como o futuro pode se desdobrar. Aqueles fornecem uma ilustração numérica da evolução de indicadores ou variáveis chaves. Geralmente, os cenários quantitativos são representados através de modelos matemáticos, mas também podem ser representados através de ferramentas bem mais simples (IEA, 2003).

No setor energético, os principais fatores chave identificados nos trabalhos avaliados (EIA, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) são:

- Política e Meio Ambiente;
- População;
- Economia; e
- Desenvolvimento Tecnológico.

Outros fatores chave como equidade, globalização, desenvolvimento social, estrutura energética, crenças e valores em relação ao desenvolvimento sustentável, qualidade de vida, etc. são encontrados nos vários trabalhos analisados, porém com menor ênfase.

A seguir, serão apresentados os principais aspectos referentes a esses fatores chave, sua influência no mercado de energia, principalmente no que tange à geração termoelétrica com carvão no Brasil, e as premissas adotadas.

1.3 – Premissas Básicas e Aspectos Principais

1.3.1 – Políticas Governamentais e Meio Ambiente

Energia e meio ambiente trazem entre si estreita correlação. Ao mesmo tempo em que a energia induz o desenvolvimento sócio-econômico do país, sua exploração implica em impactos ao meio ambiente podendo causar efeitos irreversíveis ou mesmo de longa duração como aqueles provocados pelas emissões de gases de efeito estufa, dentre outros efeitos (IEA, 2006).

Nesse contexto, surgiram nos últimos anos diversos debates a respeito da importância da preservação do meio ambiente e das consequências de sua deterioração dentre as quais se podem citar a primeira conferência das Nações Unidas sobre esse tema, a United Nations Conference on the Human Environment (UNCHE), realizada em 1972

(IAEA, 2006). Atualmente reconhece-se que a proteção ao meio ambiente deve estar ligada ao desenvolvimento social e econômico de forma a assegurar o conceito de **desenvolvimento sustentável** (IAEA, 2006). Esse termo foi definido pelo World Commission on Environment and Development em seu relatório “Nosso Futuro Comum” como sendo o “progresso que atende as necessidades do presente sem comprometer a habilidade das gerações futuras de atender suas próprias necessidades” (IAEA, 2006).

Assim, é papel do governo promover políticas que visem, ao mesmo tempo, o desenvolvimento econômico e social em equilíbrio com as questões ambientais segundo as diretrizes do desenvolvimento sustentável.

Nesse aspecto, devem-se levar em consideração as políticas governamentais adotadas no Brasil relacionadas ao setor elétrico atualmente em vigor na construção dos cenários, das quais se pode citar:

- Criação do Programa Brasileiro de Etiquetagem em 1984, por intermédio do INMETRO, com a finalidade de informar ao consumidor sobre o consumo de energia dos produtos, estimulando-os a fazer uma compra consciente (INMETRO, 2009);
- Criação do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e do Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET), em 1985 e 1991, respectivamente (ELETROBRAS, 2009, MME, 2009);
- Instituição do Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (PEE), pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece a aplicação compulsória de um montante anual mínimo da receita operacional líquida destas empresas em programas de eficiência energética no uso final. A Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, prorroga até 31 de dezembro de 2010 a obrigação de aplicação de um percentual mínimo de 0,5% (ANEEL, 2009);
- Criação da Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001, e do Decreto nº 4.059, de 19 de dezembro de 2001, que a regulamenta. Conhecida como Lei de Eficiência Energética, determina o estabelecimento de níveis máximos de consumo de energia de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País, bem como de edificações construídas,

com base em indicadores técnicos e regulamentação específica (INMETRO, 2009);

- Instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, através da Lei nº 10.438, de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que apóia a diversificação da matriz energética brasileira através de fontes de energia renováveis como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, o uso de biomassa e de energia eólica na geração elétrica (ELETROBRAS, 2009).
- Criação do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC em 2003 através de várias medidas institucionais com o objetivo o desenvolvimento econômico e social através da desoneração de tributos e medidas fiscais de longo prazo que visam a desoneração dos gastos públicos, dentre outras medidas. Nesse programa incluem-se vários projetos de infra-estrutura no setor elétrico sendo previstos cerca de R\$ 274,8 bilhões de investimentos entre 2007 e 2010 nesse setor (PAC, 2009).

Vale ressaltar que é possível atingir montantes ainda mais expressivos de conservação de eletricidade mediante ação mais agressiva do Estado brasileiro no sentido de fomentar programas específicos e induzir a penetração mais veloz de tecnologias e hábitos de consumo de eletricidade mais eficientes. Novas ações do Estado, incluindo incentivos econômicos e financeiros, são desejáveis e necessárias para superar barreiras e promover o avanço da eficiência energética (EPE, 2008).

Por outro lado, devem-se citar também as ações e medidas políticas no sentido de promover maior segurança no abastecimento interno e reduzir, por exemplo, os impactos causados pelos preços internacionais do petróleo e gás natural na economia brasileira. Exemplo disso é o aumento de reservas e produção nacional desses energéticos diminuindo, assim, a dependência do abastecimento interno do mercado internacional. Além disso, em um contexto de transição mais acelerada na direção da substituição do uso dos hidrocarbonetos por combustíveis renováveis, o país conta, especialmente no caso do petróleo, com uma estratégia consolidada da qual o etanol é exemplo emblemático (IAEA, 2006).

De forma geral, nos estudos em análise, o cenário de Referência considera as medidas e políticas já promulgadas ou adotadas, mesmo que algumas delas não tenham sido ainda realizadas. Importante observar que os impactos de medidas mais recentes sobre a oferta e demanda de energia não aparecem em dados históricos,

pois seus efeitos ainda não são visíveis. Muitas dessas medidas foram projetadas para conter o crescimento da demanda de energia em resposta às preocupações com a segurança energética bem como às mudanças climáticas e outros problemas ambientais. Finalmente, nesse cenário não são levados em consideração ações políticas futuras possíveis ou mesmo prováveis. Assim, as projeções do cenário de Referência são consideradas apenas como uma linha de base de como os mercados de energia irão se comportar caso os governos não façam nada além do que já se comprometeram para influenciar tendências energéticas de longo prazo (IEA, 2006).

Os demais cenários criados são baseados em variações dos principais “eixos” definindo, assim, diversas possibilidades futuras. Dentre os eixos considerados, está o desenvolvimento sustentável que pode ser traduzido em diversas formas nos estudos avaliados. Uma das formas mais comuns é a preocupação com o meio ambiente, seja através do incentivo de tecnologias mais limpas na geração de energia, incentivo do uso mais racional da energia, a diversificação da matriz energética com ênfase na introdução de fontes de energias renováveis ou mesmo o nível de emissão de gases de efeito estufa (GEE).

Em IEA (2008), três cenários são construídos com base nesse eixo: o cenário de referência em que os níveis de emissões irão aumentar sem apresentar sinais de estabilização até 2030; o segundo cenário (denominado ACT) sugere um aumento mais moderado dessas emissões com tendências de redução a partir de 2030. Finalmente, no cenário mais otimista (denominado BLUE), o nível de emissões apresenta um pequeno aumento até 2015 reduzindo-se logo em seguida. Em IEA (2003) são apresentadas apenas duas variações em torno das atitudes e preferências em relação ao ambiente global: preocupado/indiferente.

Nos estudos específicos para o caso brasileiro, a tendência apontada para essas emissões é a de crescimento. No caso dos cenários de IAEA (2006), o aumento observado em ambos os cenários apresentados se dá em função da diversificação da matriz energética com o objetivo de assegurar maior segurança no abastecimento energético e consequente redução da participação da hidroeletricidade no parque gerador.

1.3.2 – População

O crescimento populacional afeta diretamente a demanda energética constituindo-se em um dos fatores de maior influência no comportamento dessa demanda, tanto em

relação ao grau de urbanização - influencia os hábitos de consumo – como em relação ao valor absoluto da população, que, associado ao ritmo de crescimento do número de domicílios, é importante parâmetro para o dimensionamento das necessidades de ampliação dos sistemas de distribuição (EPE, 2008).

De forma geral, o crescimento populacional decresce progressivamente ao longo do período de análise enquanto que o nível de urbanização aumenta (EPE, 2008). Observa-se uma proximidade entre os estudos quanto à taxa de crescimento populacional brasileira, conforme apresentado na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Taxa de crescimento populacional no Brasil (percentuais anuais).

Fonte	2000 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030
EPE, 2007	-	1,32	1,14	0,98	0,87	0,75
IEA, 2008	-	1,2	1,2	0,8	0,8	0,8
IAEA, 2006	1,63	1,34	1,16	1,0	0,85	-

Nota-se que, nos estudos sob análise, em todos os cenários as taxas de crescimento populacional observadas nos países em desenvolvimento são maiores que nos demais países aumentando, dessa forma, sua participação na população mundial. Nos estudos específicos desenvolvidos para o caso brasileiro, presume-se um aumento na qualidade de vida expresso através de alguns indicadores como renda per capita, tamanho das residências, percentual de residências com acesso à eletricidade, número de automóveis por pessoa, etc. Esses fatores, em conjunto, implicam em um aumento na demanda de energia em função da melhor qualidade de vida (EPE, 2008).

1.3.3 – Fatores Macroeconômicos

As projeções de demanda de energia são altamente sensíveis às premissas de crescimento econômico uma vez que possuem alta correlação entre si. Essa relação entre a demanda de energia e o crescimento econômico é tanto mais forte quanto ao nível de participação da indústria no Produto Interno Bruto – PIB do país, pois a indústria tem como um de seus principais insumos a eletricidade. Essa relação é amplificada quando, dentro do setor industrial, setores eletrointensivos possuem maior participação uma vez que esses setores necessitam de mais energia elétrica para produzir o mesmo valor que outras indústrias menos eletrointensivas (EPE, 2008). Essa relação entre o crescimento do consumo de energia elétrica e o crescimento da economia é denominada de **elasticidade-renda** da demanda de eletricidade.

Apesar de o crescimento econômico implicar em aumento na demanda de energia, à medida que o país se desenvolve, a elasticidade-renda da demanda apresenta evolução decrescente, isto é, para um mesmo crescimento do PIB, o crescimento do consumo de eletricidade tende a ser proporcionalmente menor (EPE, 2008).

Além da influência de fatores episódicos, como os efeitos decorrentes das variações de temperatura, a demanda é fortemente influenciada por fatores estruturais, como o incremento na cogeração e a substituição da energia elétrica por gás natural, e em função de perturbações da conjuntura econômica, tais como restrições ao crédito ou a elevação da taxa de juros (EPE, 2008).

Os fatores estruturais vêm afetando a dinâmica do consumo de eletricidade nos últimos anos, resultando em menores elasticidades-renda da demanda de eletricidade. Isso é evidenciado através dos dados de consumo de energia elétrica de 2008 onde nota-se uma tendência de maior crescimento da demanda nos setores residenciais e comerciais frente ao setor industrial, apontando para uma redução da participação do setor industrial na demanda. Prova disso é que, no passado, a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica no Brasil foi elevada apresentando, entre 1970 e 2005, um valor médio de 1,67 (EPE, 2008).

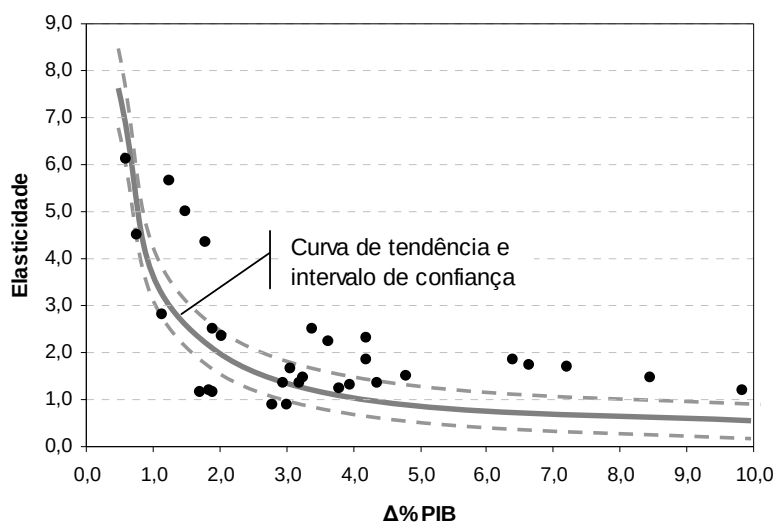
Nos estudos feitos pela EPE (2008), os valores previstos para a elasticidade-renda da demanda de eletricidade são de 1,14 entre 2007 e 2012 e de 1,07 entre 2012 e 2017.

Além disso, verifica-se em 2008 uma mudança estrutural na produção industrial em que os resultados apurados no primeiro semestre foram impulsionados pela indústria de bens de capital e de bens de consumo duráveis, valendo destacar que estes segmentos estão entre os que menos consomem eletricidade por unidade de produto, relativamente aos demais (EPE, 2008).

Esses efeitos podem ser agrupados em três categorias distintas (EPE, 2008; IAEA, 2006): (i) efeito atividade; (ii) efeito estrutura; e (iii) efeito intensidade ou conteúdo energético.

O **efeito atividade** diz respeito ao comportamento do consumo de energia elétrica quanto à evolução do PIB. A análise desse comportamento demonstra um componente inercial que, em períodos de recessão ou expansão econômica modesta, sustenta o crescimento da demanda por eletricidade, à exceção, claro, de períodos de racionamento e, ao mesmo tempo, limita esse crescimento em face de taxas de

expansão do PIB mais elevadas. Análise feita da dinâmica verificada nos últimos 27 anos sugere que essa relação entre a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica e a taxa de crescimento do PIB seja inversamente proporcional, conforme apresentado no gráfico da Figura 1.1 (EPE, 2008).

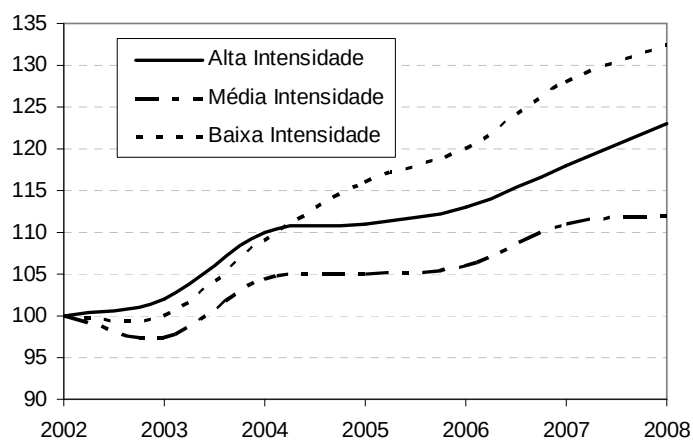


Fonte: EPE, 2008

Nota: Elasticidade baseada em médias móveis de 5 anos das taxas de crescimento do consumo de eletricidade e do PIB, para o período 1980-2007.

Figura 1.1 - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica versus crescimento do PIB no Brasil.

Já o **efeito estrutura** corresponde ao aumento da participação no PIB de setores que agregam maior valor econômico com um menor consumo de eletricidade, ou seja, menos eletrointensivos. De acordo com a EPE e em dados do IBGE (EPE, 2008), isso tem se verificado em especial no setor industrial a partir de 2004, conforme mostra o gráfico da Figura 1.2.



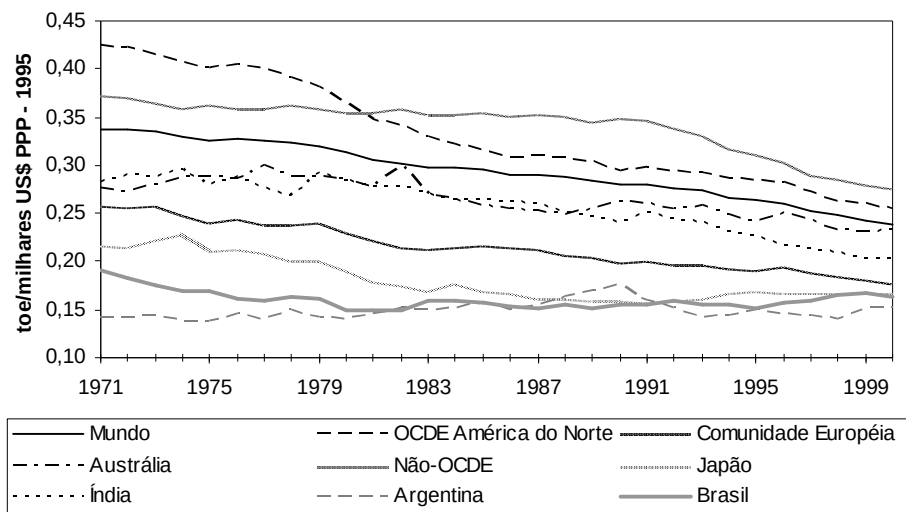
Nota: Para o ano de 2008, média de janeiro-julho.

Número índice. Base: Média de 2002 = 100

Fonte: EPE, 2008

Figura 1.2 - Produção física industrial brasileira. Índice de intensidade do gasto com energia elétrica.

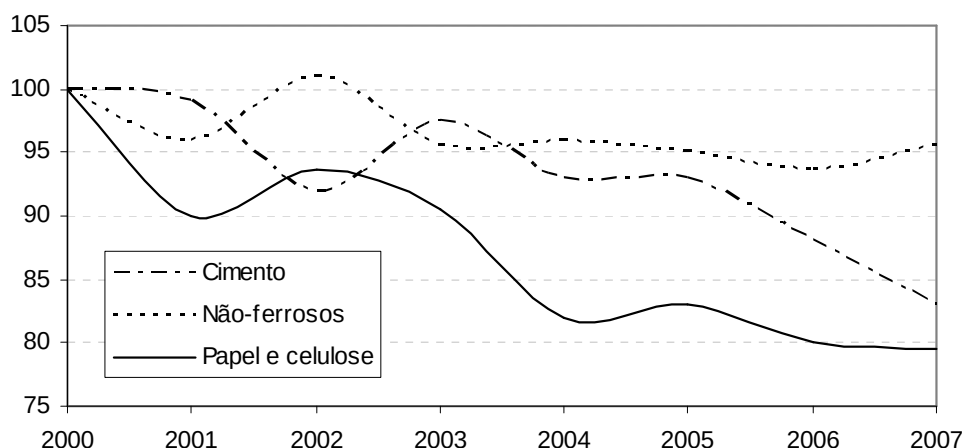
Essa tendência, porém, contraria a tendência observada para a intensidade energética primária global (onde são incluídas todas as fontes primárias, inclusive eletricidade), conforme se observa no gráfico da Figura 1.3. Nesse gráfico, verifica-se que o Brasil é um dos países que possui a menor intensidade e que a tendência, no final do período apresentado, é de um ligeiro aumento desse parâmetro.



Fonte: IAEA, 2006

Figura 1.3 - Intensidade energética primária global em países e regiões do mundo selecionados.

Por fim, o **efeito intensidade** diz respeito ao consumo específico de energia elétrica demandado pela produção industrial e está diretamente relacionado ao aumento da eficiência no uso final da energia. Dados do Balanço Energético Nacional editados pela EPE (EPE, 2008) apontam para a redução do consumo específico de energia em vários setores, destacando-se os setores de cimento, de papel e celulose e de não ferrosos, conforme demonstrado no gráfico da Figura 1.4. Podem-se identificar dois tipos de movimento na conservação de energia: o progresso autônomo e o progresso induzido. No primeiro, os indutores dessa eficiência incluem tanto ações intrínsecas a cada setor – como a reposição tecnológica natural, seja pelo término da vida útil, seja por pressões de mercado ou ambientais. Exemplo disso é a preocupação crescente das indústrias em maximizar a eficiência energética dos seus processos produtivos, inclusive porque os custos com a aquisição de energia são, para a maioria delas, um fator preponderante da sua competitividade. O outro movimento se refere à instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas (EPE, 2008).

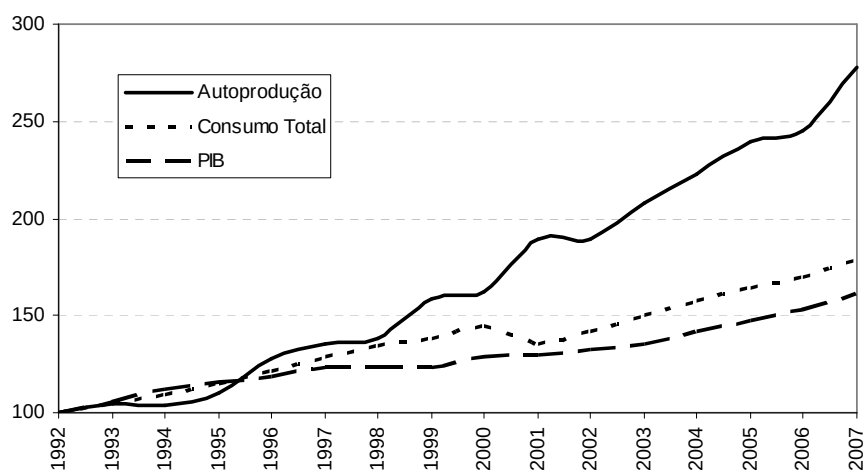


Fonte: EPE, 2008

Nota: Número índice. Base: Ano de 2000 = 100

Figura 1.4 - Consumo específico de eletricidade de setores selecionados (kWh/t).

Outro fator que contribui para o alívio no crescimento da demanda de energia é o aumento de unidades autoprodutoras em vários segmentos que, em geral, utilizam a cogeração na produção de energia térmica e elétrica de forma mais eficiente e reduzem as perdas no sistema de transmissão por serem localizados junto à unidade de consumo (EPE, 2008). Esse fato, porém, não altera muito a relação entre o consumo de eletricidade e crescimento econômico. A tendência histórica desse fator pode ser observada no gráfico da Figura 1.5.



Fonte: EPE, 2008

Nota: a autoprodução aqui considerada refere-se à autoprodução de origem não-hidráulica. O consumo total inclui a autoprodução.

Nota: Número índice. Base: 1992 = 100

Figura 1.5 - Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB.

Somando-se a isso, observa-se uma penetração gradativa maior e consistente do gás natural na indústria que, apesar das restrições de suprimento apresentadas, deslocou

o consumo de óleo combustível e de eletricidade onde houve disponibilidade (EPE, 2008).

A relação entre demanda de energia e o crescimento econômico, todavia, implica em maiores dificuldades na determinação dos cenários futuros de demanda face à eclosão da crise mundial financeira em 2008. Em função disso, a EPE realizou uma revisão de suas premissas (EPE, 2008).

À luz dos efeitos apresentados pela crise, são esperadas taxas menores de crescimento do PIB brasileiro nos primeiros anos (cena de partida), porém são basicamente mantidas as estimativas de crescimento no médio prazo (após 2009), configurando uma perspectiva de que, no plano mundial, as medidas de políticas econômicas se mostrem bem sucedidas e sejam absorvidos os choques advindos da crise financeira. Assim, os efeitos nos anos subsequentes, mesmo sendo restabelecidas as condições macroeconômicas de crescimento da economia, resultarão em patamares de consumo de energia elétrica inferiores àqueles previstos anteriormente (EPE, 2008).

De forma recíproca, a economia é afetada pela disponibilidade energética uma vez que incertezas quanto à disponibilidade futura de energia podem gerar restrições ao crescimento econômico, pois desencorajam corporações a aumentar sua capacidade de produção afetando, portanto, de forma negativa o crescimento econômico e restringindo o potencial futuro de crescimento econômico.

No cenário internacional, esperava-se um crescimento do PIB mundial próximo de 4% em 2008 e 2009 e, aproximadamente, 5% para os demais anos. Em resposta ao aprofundamento da crise financeira, o Fundo Monetário Internacional – FMI reavaliou suas projeções, prevendo agora uma retração em 2009 de 1,3%, a maior recessão desde a Segunda Guerra Mundial (FMI, 2009). O crescimento está previsto apenas para 2010 a uma modesta taxa de 1,9%. As previsões, porém, são muito incertas. Apesar dessas reduções, acredita-se que os países de economias emergentes como o Brasil, China e Índia apresentem taxas de crescimento acima da média mundial (IEA, 2008).

Em síntese, conforme aponta o relatório da EPE (2008), *“as expectativas do mercado evidenciam a percepção de que, apesar das perturbações no ambiente externo, a situação macroeconômica do Brasil é sólida o suficiente para que, após um arrefecimento no ritmo da expansão econômica em 2009, seja possível manter um*

crescimento médio de 4,2% para o PIB após esse ano.” Essa taxa de crescimento, porém, só deverá ser atingida após 2010, conforme apontado pelo estudo divulgado pelo FMI (FMI, 2009).

De forma geral, assumem-se premissas de progresso econômico onde se observa processos de estabilização (inflação, contas externas, contas públicas, etc.), ambientes favoráveis para os negócios, expansão da infra-estrutura de energia, aumento contínuo da renda per capita, etc.

Surgem aqui alguns eixos, podendo-se destacar:

- Taxa de crescimento do PIB – são apresentadas taxas de crescimento modestas para cenários menos otimistas e taxas maiores em cenários de grande vigor econômico. Essa característica é encontrada nos cenários de EIA (2008).
- Mudanças estruturais na economia – assumindo grandes mudanças ou nenhuma mudança. Esse último caso compõe normalmente os cenários de referência onde esse eixo é apresentado. Esse eixo é encontrado nos cenários de IAEA (2006).

De forma geral, os estudos em análise (EIA, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) apresentam uma taxa média de crescimento do PIB brasileiro em torno de 4% a 5%.

1.3.4 – Desenvolvimento Tecnológico

Fontes de energia seguras, confiáveis e viáveis são fundamentais para a estabilidade e desenvolvimento econômico. Questões de segurança no suprimento energético, a ameaça de mudanças climáticas e a demanda crescente de energia impõem grandes desafios ao setor energético (IEA, 2006).

Uma das principais contribuições face a esses desafios se dá através do desenvolvimento tecnológico mediante a criação de tecnologias de geração e de uso final de energia que reduzam o uso de fontes não-renováveis e os impactos causados ao meio ambiente como, por exemplo, o nível de emissões de gases tóxicos e de efeito estufa. Segundo IEA (2008), a eficiência energética está dentre as opções que mais contribuem para a redução do nível de emissões de GEE.

No que tange ao setor de geração elétrica a partir do carvão, as tecnologias apontadas por IEA (2008) como as mais importantes nesse aspecto são⁴:

- CCS – Carbon Capture and Storage – Segundo IEA (2008), essa é a tecnologia mais importante sendo responsável pela redução de 14% a 19%⁵ das emissões de CO₂ podendo ser aplicada também a unidades de geração já em operação⁶.
- IGCC – Integrated-Gasification Combined-Cycle
- Ciclo de Vapor Ultra-Supercrítico

Em função do CCS, as futuras unidades de geração poderão ter como fator principal na determinação de sua localização a facilidade para o transporte e armazenamento do CO₂.

O principal eixo apresentado quanto ao desenvolvimento tecnológico é:

- Inovação tecnológica ou Pesquisa e desenvolvimento – Em alguns cenários, assume-se que muitas das tecnologias necessárias não se encontram disponíveis atualmente exigindo, assim, um grande esforço em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e, conseqüentemente, o desenvolvimento tecnológico se dá de forma mais rápida ou lenta em função desse esforço. Em IEA (2008), três cenários são construídos com base em três níveis de P&D onde o cenário mais otimista quanto ao nível de emissão de GEE não se faz possível com as tecnologias hoje disponíveis. IEA (2003) apresenta apenas duas variações dessa variável: desenvolvimento rápido/lento.

É importante observar que, na maioria dos estudos analisados⁷, os cenários mais otimistas quanto às questões ambientais apresentam, como ação necessária, a substituição ou redução do uso do carvão como fonte energética. Nos casos em que o uso do carvão é mantido, considera-se que as “tecnologias limpas” (Clean Coal Technologies) são preferíveis, destacando-se o CCS e o IGCC.

⁴ Uma descrição dessas tecnologias é apresentada no Capítulo II.

⁵ Essas taxas incluem as reduções provenientes da aplicação dessa tecnologia a outras fontes.

⁶ O custo para implantação desse sistema depende de alguns fatores tais como a distância da planta de geração até o reservatório onde será armazenado o gás carbônico, a tecnologia de geração da usina, o tipo de reservatório de estocagem desse gás, etc. Esse aspecto será tratado em maiores detalhes no Capítulo III.

⁷ Vide EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008.

Segundo IEA (2008), as tecnologias limpas podem apresentar significativa contribuição na redução dos níveis de emissão de GEE na geração elétrica. O uso de ciclos avançados de vapor ou IGCC pode aumentar a eficiência média de usinas térmicas a carvão dos atuais 35% para 50% até 2050.

1.4 – Mercado de Energia

1.4.1 – *Demanda de Energia Elétrica*

Como resultado das premissas adotadas nos estudos, em todos os cenários apresentados, observa-se um aumento na demanda por energia elétrica. Esse aumento varia em função dos cenários considerados.

IEA (2008) apresenta um crescimento médio da demanda de energia em torno de 3,8% ao ano no período de 2005-2050 para os países em desenvolvimento em seu cenário de referência. As principais causas apontadas para esse crescimento são o crescimento populacional e o aumento da renda per capita. Em outro estudo apontado por EIA (2008), países fora do grupo OECD apresentam uma média de 4,0% ao ano de crescimento da geração elétrica.

No caso brasileiro, IAEA (2006) aponta para um crescimento médio entre 3,33% e 3,98% ao ano na demanda elétrica, enquanto que ERNST (2008) apresenta uma taxa média entre 4,4% e 4,9% por ano. Para a EPE (EPE, 2008), esse crescimento será de 4,8% ao ano até 2017.

1.4.2 – *Produção e Comercialização de Energia*

Os estudos analisados (EIA, 2008, EPE, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) realizam o levantamento da demanda de energia de forma global, ou seja, considerando-se a demanda de todas as fontes em conjunto. A partir desses resultados, é feita então uma análise com base em algumas premissas de forma a se obter a distribuição da produção e comercialização de energia.

Essas premissas incluem (IAEA, 2006):

- Descrição do sistema de suprimento de energia existente e de sua correspondente infra-estrutura;
- Características técnicas, econômicas e ambientais de todos os processos e tecnologias de conversão de energia do sistema de suprimento energético

nacional, bem como as tecnologias candidatas potencialmente disponíveis no futuro;

- Intercâmbios de energéticos; e
- Requisitos de proteção ambiental.

No caso brasileiro, IAEA (2006) apresenta algumas das premissas adotadas referentes à geração termoeletrica com carvão, quais sejam:

- A produção nacional de carvão é mantida nos níveis atuais. Nenhuma restrição às importações de carvão é apresentada no cenário de referência enquanto que, no outro cenário, parte da demanda é atendida pela produção de carvão vegetal.
- Na geração, para o cenário de referência, novas usinas são implantadas com o mínimo de requerimentos tecnológicos: tecnologia de carvão pulverizado com precipitadores e filtros (controle de material particulado e de SO_x). No outro cenário, são exigidas tecnologias de leito fluidizado com controle de SO_x, NO_x e material particulado, ou IGCC.

Nos estudos de âmbito mundial, a geração com carvão aumenta consideravelmente aumentando sua participação na geração elétrica nos cenários de referência. Como exemplo, IEA (2008) apresenta os resultados mostrados na Figura 1.6 para a geração elétrica.

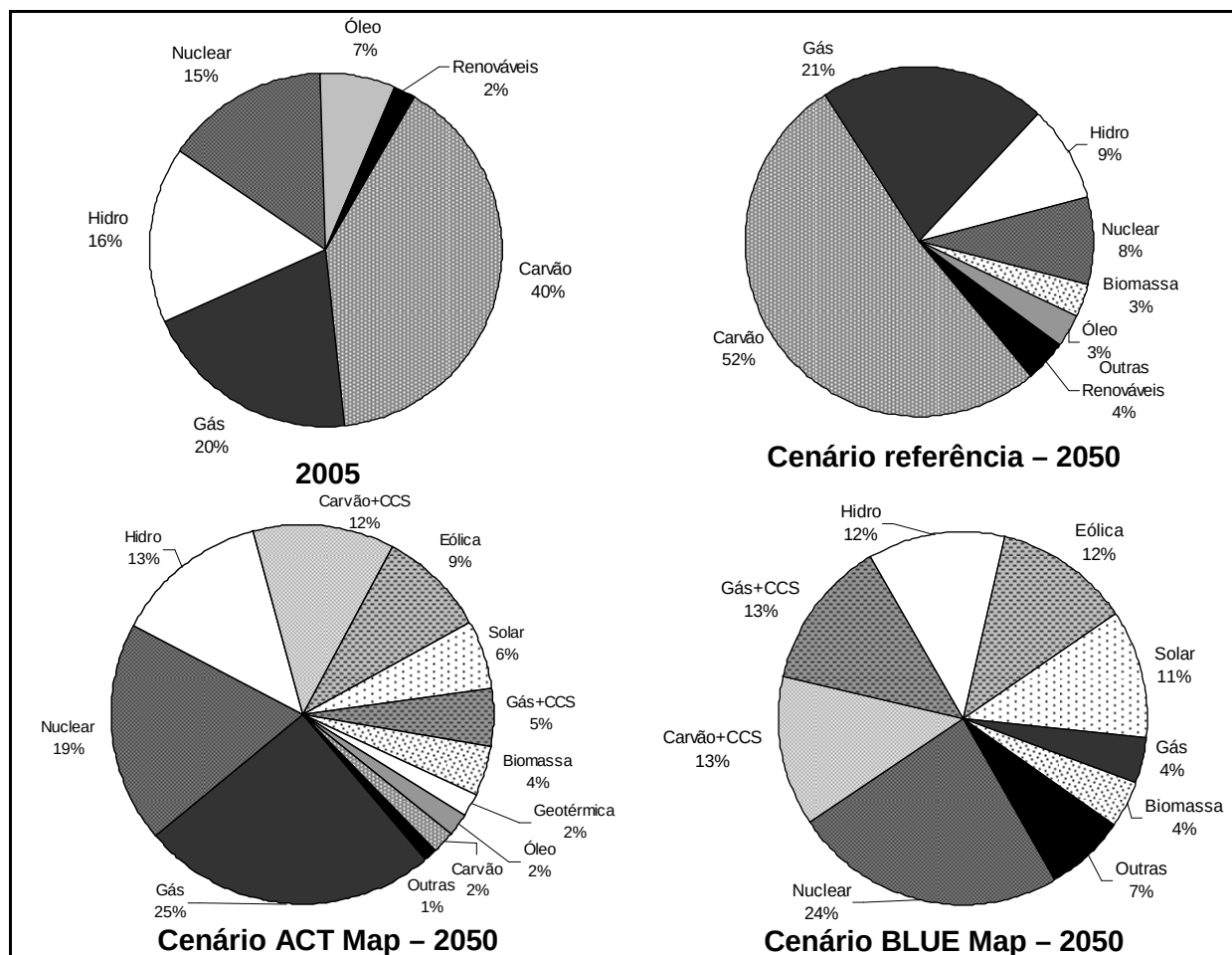
No cenário de referência, o carvão adquire maior importância em função dos preços do óleo e do gás, tornando a geração a partir de usinas a carvão mais competitivas. Para os países não pertencentes ao grupo OECD, o uso do carvão não se altera nos demais cenários.

No nível nacional, é importante observar que, em ambos cenários apresentados por IAEA (2006), a geração térmica com carvão é a mesma, não apresentando acréscimos durante o período de análise (2000 – 2025). Ao contrário, observa-se uma redução desses valores, conforme apresentado na Tabela 1.2.

Tabela 1.2 - Geração elétrica a partir do carvão mineral entre 2000 e 2025.

2000	2005	2010	2015	2020	2025
8,3	8,1	4,8	4,8	2,5	2,5

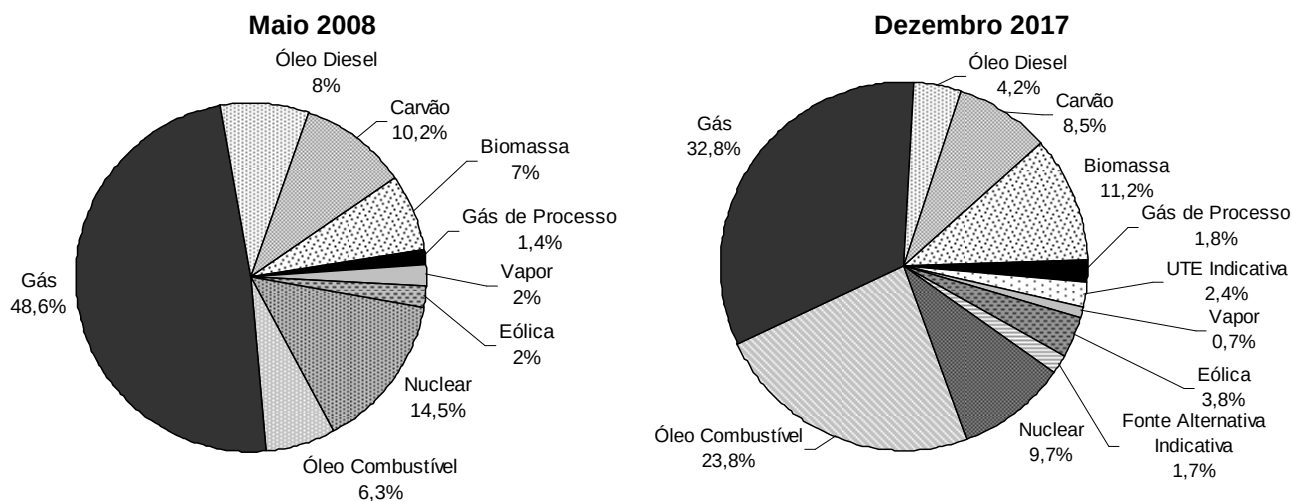
Fonte: IAEA, 2006



Fonte: IEA, 2008

Figura 1.6 - Participação das diversas fontes na geração de energia elétrica.

Essa tendência é reforçada pelo estudo da EPE (EPE, 2008) que mostra uma participação do carvão na geração térmica reduzida em 2017, conforme apresentado na Figura 1.7.



Fonte: EPE, 2008

Figura 1.7 - Participação das fontes de geração térmica.

1.5 – Conclusões

Embora seja o principal agente das emissões de gás carbônico, o carvão continuará sendo utilizado nos países que dispõem de reservas uma vez que os países exportadores desse energético estão disseminados no mundo, atribuindo-lhe uma condição de fonte relativamente segura, por diluir a dependência em relação ao petróleo e ao gás natural.

No que tange à geração de energia elétrica com carvão mineral no Brasil, existe a possibilidade de aumento do parque gerador, caso sejam observados casos semelhantes aos cenários de maior crescimento econômico e menor preocupação com o meio ambiente. Porém, a grande disponibilidade de energia hidráulica no país faz com que a geração térmica tenha um papel complementar, de forma apenas a garantir o suprimento em períodos de menores volumes de água nos reservatórios das hidrelétricas. Nesse aspecto, o carvão não é a fonte mais adequada face à sua dificuldade técnica de retomada de carga⁸ ou mesmo de acompanhamento da curva de demanda (operação “em pico”). Dessa forma, é de se esperar que, no horizonte desse estudo, o carvão não venha adquirir uma representação maior na matriz elétrica.

Apesar disso, o carvão não perde sua importância no cenário nacional desde que haja uma maior preocupação com a questão da segurança energética, já que, mesmo para o carvão importado, esse energético é o que apresenta as maiores reservas frente aos demais energéticos e possui vantagens quanto à distribuição mundial dessas reservas. Assim, um possível cenário em que o carvão adquira uma maior importância é aquele em que se observa um esgotamento do potencial hídrico onde, nesse caso, a geração térmica com carvão assumiria o papel de geração em base.

⁸ Veja mais detalhes no Capítulo II.

Capítulo II

Análise das Opções Tecnológicas de Geração Elétrica

2.1 – Introdução

Nesse capítulo serão apresentadas as opções tecnológicas atualmente disponíveis para a geração elétrica a partir do carvão mineral. Juntamente com as questões operacionais, serão também apresentadas as questões de eficiência bem como as questões ambientais que cada opção oferece.

Porém, para uma análise mais completa das questões ambientais que envolvem a geração térmica a partir do carvão, faz-se necessária uma análise de todo o ciclo de vida da geração, desde a mineração até o depósito final dos resíduos gerados pelo processo de geração. Babbitt *et al.* (2005) mostram que há impactos ambientais significativos nos três estágios do processo de geração elétrica com carvão: na extração da matéria prima (incluindo a mineração e preparação do carvão), no processamento dos materiais (combustão do carvão) e na disposição final de materiais (envolvendo os produtos da combustão do carvão).

Dessa forma, será feita uma breve introdução dos impactos ambientais provocados por cada etapa desse ciclo. Em seguida, será apresentado um panorama geral da geração termelétrica a carvão no mundo, com destaque para o caso brasileiro.

Para uma melhor compreensão da situação brasileira quanto à geração com carvão, é importante avaliar as características dos carvões, em especial o nacional. Como será visto, as peculiaridades apresentadas pelo carvão brasileiro o tornam difícil para uso metalúrgico e, até mesmo, energético. Além disso, podem implicar em impactos ambientais significativos se não forem utilizadas técnicas apropriadas para sua extração e aproveitamento energético (Monteiro, 2004).

A fim de se melhor avaliar os impactos ambientais dessa opção energética, serão apresentadas também, de forma sucinta, as opções tecnológicas de mineração atualmente empregadas no Brasil.

Finalmente, as tecnologias empregadas na geração termelétrica com carvão serão apresentadas com ênfase nas questões ambientais que cada uma oferece. Como será

visto, as opções que fornecem os maiores índices de rendimento e menor impacto ambiental infelizmente são as mais caras. Além disso, algumas delas ainda necessitam de maior investimento em pesquisa e desenvolvimento (IEA, 2006), de forma a permitir sua utilização em países onde as questões econômicas são restritivas.

2.2 – Principais Impactos Ambientais

Conforme CONAMA (1986), define-se impacto ambiental como *“qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam:*

- I. *a saúde, a segurança e o bem-estar da população;*
- II. *as atividades sociais e econômicas;*
- III. *a biota;*
- IV. *as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente;*
- V. *a qualidade dos recursos ambientais.”*

Nesse sentido, como em todas as formas de geração de energia, não existe uma fonte que seja totalmente isenta de impactos ambientais quando se avalia todo o ciclo do processo de geração. Assim, mesmo as fontes renováveis possuem impactos ambientais. Como exemplo, a geração fotovoltaica exige a mineração de silício que, como na mineração do carvão, produz danos à vegetação e aos solos. Outro exemplo é o caso da energia eólica que, além da grande necessidade de metais na produção de suas torres, pode afetar rotas migratórias de aves. O carvão, porém, é considerado como uma das fontes mais “sujas”, respondendo pelos maiores impactos causados pela humanidade desde a Revolução Industrial (Monteiro, 2004).

Assim como nas demais formas de geração, esses impactos quase nunca são computados na estimativa de custos da energia gerada. São deixadas de lado as questões cruciais de saúde pública, as doenças ocupacionais de trabalhadores e os males gerados ao longo do processo que, no caso do carvão, vão desde o ruído de explosões na mineração à contaminação por resíduos da combustão que afetam vastas áreas em torno das mineradoras e usinas termelétricas.

A história do uso do carvão mostra como ele pode afetar áreas naturais, comprometer a disponibilidade e a qualidade de recursos hídricos, destruir o potencial turístico de

regiões inteiras, criar conflitos com comunidades locais, reduzir a biodiversidade e degradar frágeis ecossistemas. A região sul de Santa Catarina, por exemplo, entrou para o rol das 14 áreas mais poluídas do país (Monteiro, 2004).

A mineração, beneficiamento e combustão do carvão produzem uma variedade de resíduos ricos em elementos-traço⁹ e em compostos orgânicos de elevado potencial de toxicidade. As características físico-químicas desses resíduos implicam em impactos significativos em ecossistemas terrestres e aquáticos. Eles podem mudar a composição elementar da vegetação e penetrar na cadeia alimentar. A degradação do solo e da água pela drenagem ácida que se forma, quando esses resíduos ricos em enxofre ficam expostos à ação do ar e das chuvas, pode continuar avançando por dezenas e até centenas de anos.

A Resolução CONAMA nº 03/90 estabelece padrões de qualidade do ar para alguns poluentes, quais sejam:

- Partículas Totais em Suspensão;
- Fumaça;
- Partículas Inaláveis;
- Dióxido de Enxofre;
- Monóxido de Carbono;
- Ozônio; e
- Dióxido de Nitrogênio.

As emissões atmosféricas totais envolvidas nos três estágios de processamento do carvão (mineração, combustão e disposição de resíduos) é mais significativa que a contaminação da água ou do solo. 78% das emissões atmosféricas são atribuídas ao dióxido de carbono da combustão do carvão (Babbitt *et al.*, 2005).

2.2.1 – Material Particulado (MP)

Define-se como material particulado, ou simplesmente particulado, um conjunto de poluentes constituídos de poeiras, fumaças e todo tipo de material sólido e líquido que se mantêm suspensos na atmosfera por causa de seu pequeno tamanho. Além da queima do carvão, o material particulado pode também se formar na atmosfera a partir

⁹ Elementos que se encontram na natureza em pequenas concentrações que, quando liberados ou concentrados no ambiente pela ação do homem, apresentam grandes riscos à saúde e à vida.

de gases como dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de nitrogênio (NO_x) e compostos orgânicos voláteis (COVs), transformando-se em partículas como resultado de reações químicas no ar (CETESB, 2009).

O tamanho das partículas está diretamente associado ao seu potencial para causar problemas à saúde, sendo que quanto menores normalmente são maiores os efeitos provocados.

O particulado pode também reduzir a visibilidade na atmosfera.

O material particulado pode ser classificado como (CETESB, 2009):

- **Partículas Totais em Suspensão (PTS)** – Podem ser definidas de maneira simplificada como aquelas cujo diâmetro aerodinâmico é menor que 50 µm. Uma parte destas partículas é inalável e pode causar problemas à saúde, outra parte pode afetar desfavoravelmente a qualidade de vida da população, interferindo nas condições estéticas do ambiente e prejudicando as atividades normais da comunidade.
- **Fumaça (FMC)** – Está associada ao material particulado suspenso na atmosfera proveniente dos processos de combustão. O método de determinação da fumaça é baseado na medida de refletância da luz que incide na poeira (coletada em um filtro), o que confere a este parâmetro a característica de estar diretamente relacionado ao teor de fuligem na atmosfera.
- **Partículas Inaláveis (MP10)** – Podem ser definidas de maneira simplificada como aquelas cujo diâmetro aerodinâmico é menor que 10 µm. As partículas inaláveis podem ainda ser classificadas como partículas inaláveis finas – MP2,5 (<2,5µm) e partículas inaláveis grossas (2,5 a 10µm). As partículas finas, devido ao seu tamanho diminuto, podem atingir os alvéolos pulmonares, já as grossas ficam retidas na parte superior do sistema respiratório.

As partículas inaláveis, por sua capacidade de penetrar profundamente no aparelho respiratório, são as mais perigosas. No caso do carvão, o impacto do material particulado começa com a mineração, que provoca imensas nuvens de poeira. As partículas em suspensão na poeira potencializam os efeitos dos gases poluentes presentes no ar. Essa poeira afeta a capacidade de o sistema respiratório remover as partículas do ar inalado, que ficam retidas nos pulmões.

A queima do carvão produz grandes volumes de partículas muito finas, que carregam consigo hidrocarbonetos e outros elementos. As partículas absorvem o Dióxido de Enxofre do ar e, com a umidade, formam-se partículas ácidas, nocivas para o sistema respiratório e o meio ambiente. Os efeitos da mistura são mais devastadores do que os provocados isoladamente pelo material particulado e pelo Dióxido de Enxofre.

2.2.2 – Dióxido de Enxofre (SO₂)

O dióxido de enxofre pode reagir com outras substâncias presentes no ar formando partículas de sulfato que são responsáveis pela redução da visibilidade na atmosfera. Esta reação é catalisada pelo vanádio que também é emitido na queima de carvões. Há evidências de que o dióxido de enxofre contribui para o surgimento e agrava doenças respiratórias. Esse gás irritante está associado a bronquites crônicas, longos resfriados e interferências no sistema imunológico. O SO₂ produz danos agudos e crônicos nas folhas das plantas, dependendo do tempo de exposição e da concentração do poluente. Ele também danifica tintas, corrói metais e expõe as camadas descobertas ao ataque da oxidação.

O SO₂ é um dos principais formadores da chuva ácida que, juntamente com os óxidos de nitrogênio, reage quimicamente com o ar e a água, na presença da luz solar, e forma ácidos Sulfúrico (H₂SO₄) e Nítrico (HNO₃), que são varridos da atmosfera pela chuva.

Assim, o pH da água, ou mesmo do orvalho e do granizo, é alterado. O termo “chuva ácida” foi cunhado em 1852, por um químico escocês, Robert Angus Smith, para descrever a poluição em Manchester, Inglaterra, causada pela queima de carvão. A percepção global da acidez da chuva só generalizou-se, todavia, a partir da década de 1950. Porque, sendo a água e o solo capazes de neutralizar por muito tempo as adições de ácidos e bases, só passados muitos anos, o pH de diversos ecossistemas mudou drasticamente e lagos e florestas começaram a morrer. O Hemisfério Norte teve florestas inteiras afetadas, monumentos arquitetônicos desgastados e a biodiversidade drasticamente reduzida (Monteiro, 2004).

Esses elementos podem ser transportados a mais de 3000 km de distância, dependendo do vento, da altura das chaminés, da frequência das chuvas e das condições atmosféricas. Assim, a exportação de chuvas ácidas para regiões não-produtoras de poluição não é incomum e pode causar problemas internacionais.

2.2.3 – Óxidos de Nitrogênio (NOx)

Dos Óxidos de Nitrogênio, todos eles perigosos para a saúde, o NO₂, ou Dióxido de Nitrogênio, é o que apresenta motivos para as maiores preocupações. Altamente solúvel, ele penetra profundamente no sistema respiratório, dá origem a substâncias carcinogênicas, como as nitrosaminas, e pode provocar câncer. Seus efeitos agudos incluem edema e danos ao tecido pulmonar e às vias respiratórias. Causa também sintomas semelhantes aos de enfisema pulmonar, irritações nos olhos e nariz e desconforto nos pulmões.

Além de afetar a saúde humana, os óxidos de nitrogênio são precursores da formação, por combinação fotoquímica, de um outro elemento: o ozônio (O₃) de baixa altitude. Em alta altitude, o ozônio forma a camada protetora da nossa atmosfera, mas, em baixa altitude, é um gás tóxico, causador de inúmeros problemas respiratórios e irritações cutâneas.

2.2.4 – Monóxido de Carbono (CO)

O Monóxido de Carbono interfere na capacidade de transportar Oxigênio aos tecidos do corpo dos seres humanos. A intoxicação por CO provoca sintomas parecidos com o da anemia e da hipoxia, que é uma deficiência de Oxigênio nos tecidos corporais capaz de impedir a função fisiológica. Também ocasiona problemas no sistema nervoso central. Foi demonstrado, experimentalmente, que a pessoa exposta ao CO pode ter diminuídos seus reflexos e acuidade visual e sua capacidade de estimar intervalos de tempo (Monteiro, 2004). Acima de 1000 ppm (partes por milhão), o CO é altamente tóxico e potencial causador de ataques cardíacos e de morte. Suas principais vítimas são os idosos, as crianças e os enfermos das regiões metropolitanas.

2.2.5 – Impactos Causados pela Mineração

A mineração pode alterar significativamente a paisagem e o ecossistema. A extração do carvão facilita a erosão e acidifica o solo. Ela inibe o crescimento da vegetação e torna o ambiente impróprio para a agricultura. O resultado é o assoreamento das drenagens e a contaminação das águas. Por isso, é importantíssimo prever, antes de se degradar uma área, como ela pode ser recuperada após a exaustão da jazida.

O vento nas pilhas de rejeito da mineração e nos depósitos de cinzas da combustão (que, por vezes, retornam às cavas das minas) forma nuvens de poeira poluente. A lavra e o beneficiamento resultam em drenagens ácidas que matam os rios.

A drenagem ácida polui as águas nas áreas de mineração de carvão. A alteração do pH das águas libera os elementos tóxicos que ficam dissolvidos, aumentando os riscos para os seres vivos. Quanto maior o conteúdo de pirita¹⁰ no carvão e nas rochas expostas, maior é o potencial de geração de ácidos.

O baixo pH da água e as elevadas concentrações de sulfato e metais são a consequência das drenagens dos efluentes dos lavadores de carvão e da disposição de rejeitos na região sul de Santa Catarina (Teixeira, 2002). Estes parâmetros, que estão em desacordo com a legislação vigente (Resolução CONAMA nº 20/86), apontam a deterioração da qualidade das águas também nas regiões carboníferas do Rio Grande do Sul. Na região do Baixo Jacuí, os mananciais subterrâneos foram afetados e boa parte da sub-bacia do Arroio do Conde está comprometida. Em Candiota, RS, diversos pesquisadores observaram a queda do padrão de qualidade das águas superficiais, a jusante das zonas de lavra (Teixeira, 2002).

Além disso, Babbitt *et al.* (2005) mostram que a mineração e a preparação do carvão contribui com as maiores quantidades de compostos orgânicos voláteis não-metano e metano (acima de 98%) assim como a maioria dos sólidos dissolvidos na água (acima de 76%).

Além de todos esses efeitos adversos, a extração de carvão pode afetar muitos aspectos do ciclo hidrológico no que concerne à quantidade e à disponibilidade de água. Em alguns casos, a mineração requer o bombeamento de água da mina, o que pode rebaixar o lençol freático. Assim como as centrais termelétricas, as plantas de beneficiamento também utilizam enormes volumes de água para remover matérias e impurezas do carvão que, muitas vezes, são lançadas no curso d'água.

No beneficiamento, a matéria orgânica (com baixa densidade) é separada da matéria mineral (argilas, quartzo e pirita) por processos gravimétricos. Mais raramente, para aproveitar frações mais finas do carvão, utiliza-se o processo de flotação¹¹.

¹⁰ Sulfeto de Ferro – FeS₂ – a pirita contém também elementos-traço que podem apresentar elevado potencial de toxicidade quando liberados no ambiente natural.

¹¹ Processo de separação de partículas através da formação de uma espuma sobrenadante que arrasta as partículas de uma espécie, mas não as de outra.

Ambos os processos utilizam a água, que é parcialmente reaproveitada. A água que contém os rejeitos é filtrada, mas não totalmente reutilizada, pois, com o tempo, o aumento da concentração de sais dissolvidos provenientes do carvão beneficiado pode provocar a corrosão dos equipamentos utilizados (Teixeira, 2002). Mesmo depois de filtrada, essa água ainda contém metais dissolvidos e é descartada nos cursos d'água. Mais preocupante do ponto de vista ambiental é o descarte dos rejeitos do beneficiamento ricos em pirita. Sua dissolução pela ação da chuva e do ar libera elementos tóxicos para o meio ambiente, comprometendo grandes áreas.

2.2.6 – Outros Impactos Causados pela Queima do Carvão

Os resíduos sólidos resultantes da queima do carvão na indústria carbonífera – cerca da metade do volume minerado e queimado, no caso dos carvões nacionais – são constituídos por dois tipos de cinzas: as leves ou volantes e as pesadas. Quando não são removidos devidamente, de modo a permitir seu confinamento, ocorre a lixiviação, uma forma de erosão química que carrega os elementos do solo, incluindo substâncias tóxicas, para as drenagens adjacentes. As cinzas produzidas pela queima, que concentram metais pesados, acabam parando nos cursos d'água, provocando assoreamento e alta contaminação do solo.

A disposição final desses resíduos, seja através de aterros sanitários ou seu confinamento, resultam nas maiores emissões de material particulado (PM10) no ar (41%), em emissões significantes de sólidos dissolvidos na água (mais de 22%) e uma variedade de metais no solo (Babbitt *et al.*, 2005).

Os subprodutos de argila e cinza podem ser aproveitados pela indústria cimenteira, porém, quando apenas parte ou nada é comercializado, esses subprodutos normalmente vão para as cavas de minas. Grande parte desse material pouco coeso é facilmente erodida a cada chuva, assoreando cursos d'água.

2.3 – Panorama da Geração Termelétrica

O carvão mineral serviu como principal fonte de energia para a humanidade entre o final do século 19 e o a primeira metade do século 20 quando impulsionou a Revolução Industrial, chegando a representar cerca de 60% da matriz energética mundial no início do século XX, conforme mostra a Figura 2.1. Foi utilizado principalmente em máquinas a vapor e na produção de ferro e aço. Após esse apogeu,

começou a declinar, perdendo espaço, principalmente, para o petróleo, gás natural e hidroeletricidade.

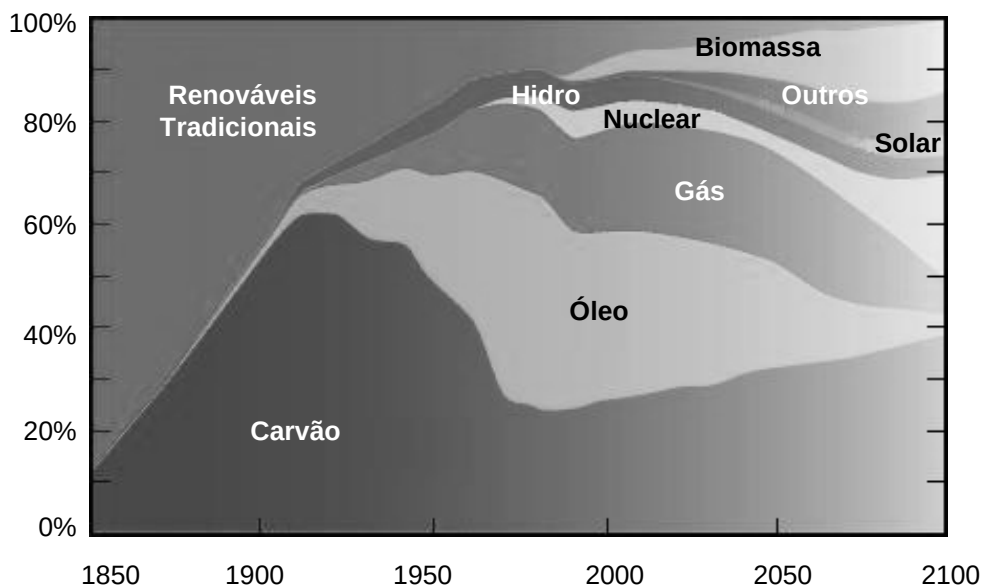


Figura 2.1 – Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.

De todas as fontes de combustíveis fósseis, o carvão é seguramente o mais abundante no mundo. A reserva provada mundial de carvão, em 2007, é de cerca de 847.488 milhões de toneladas, utilizando as atuais tecnologias de mineração. Aproximadamente, metade dessa reserva é de carvão tipo atrancito e betuminoso, conforme mostrado na Figura 2.5. Ao contrário do petróleo, as reservas de carvão estão mais bem distribuídas no mundo, ocorrendo em cerca de 70 países de todos os continentes (WCI, 2008). A Tabela 2.1 mostra as reservas provadas mundiais de carvão mineral, com dados de 2007. Como se observa nessa tabela, essas reservas são suficientes para 133 anos, mantidos os níveis de consumo observados naquele ano.

Com os constantes avanços tecnológicos e o aumento do uso eficiente destas fontes, as reservas correntes são aproximadamente três vezes maiores que as reservas de óleo (R/P¹² de 42 anos) e duas vezes maiores que as de gás (R/P de 60 anos) (WCI, 2008). O fato de as reservas estarem bem distribuídas no mundo, ao contrário das reservas de óleo, faz com que sofram menos pressão geopolítica e tenham seus preços menos voláteis que o petróleo.

¹² **R/P:** Razão entre Reserva e Produção – corresponde ao tempo de vida de uma reserva caso os níveis atuais de produção sejam mantidos.

Tabela 2.1 - Reservas provadas e produção de carvão mineral no mundo em 2007 (10⁶ t).

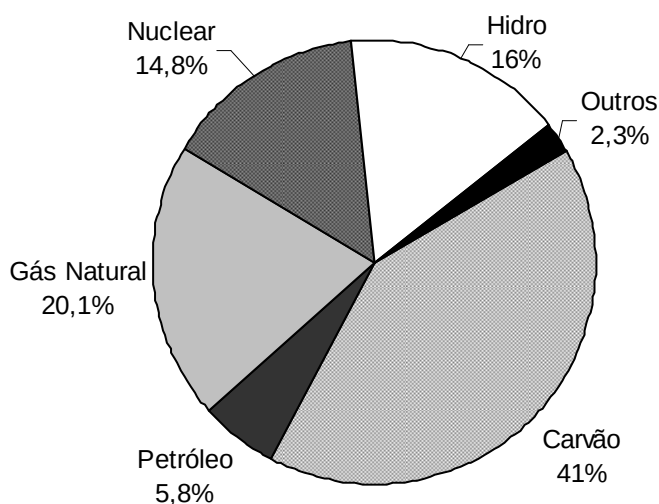
	Antracito e betuminoso	Sub- betuminoso e linhito	Total	Participação	R/P
EUA	112261	130460	242721	28,6%	234
Canadá	3471	3107	6578	0,8%	95
México	860	351	1211	0,1%	99
Total América do Norte	116592	133918	250510	29,6%	224
Brasil	—	7068	7068	0,8%	*
Colômbia	6578	381	6959	0,8%	97
Venezuela	479	—	479	0,1%	60
Outros América S. & Cent.	172	1598	1770	0,2%	*
Total América S. & Cent.	7229	9047	16276	1,9%	188
Bulgária	5	1991	1996	0,2%	66
República Tcheca	1673	2828	4501	0,5%	72
Alemanha	152	6556	6708	0,8%	33
Grécia	—	3900	3900	0,5%	62
Hungria	199	3103	3302	0,4%	336
Cazaquistão	28170	3130	31300	3,7%	332
Polônia	6012	1490	7502	0,9%	51
Romênia	12	410	422	**	12
Federação Russa	49088	107922	157010	18,5%	500
Espanha	200	330	530	0,1%	29
Turquia	—	1814	1814	0,2%	24
Ucrânia	15351	18522	33873	4,0%	444
Reino Unido	155	—	155	**	9
Outros Europa & Eurásia	1025	18208	19233	2,3%	278
Total Europa & Eurásia	102042	170204	272246	32,1%	224
África do Sul	48000	—	48000	5,7%	178
Zimbábue	502	—	502	0,1%	237
Outros África	929	174	1103	0,1%	*
Oriente Médio	1386	—	1386	0,2%	*
Total Oriente Médio & África	50817	174	50991	6,0%	186
Austrália	37100	39500	76600	9,0%	194
China	62200	52300	114500	13,5%	45
Índia	52240	4258	56498	6,7%	118
Indonésia	1721	2607	4328	0,5%	25
Japão	355	—	355	**	249
Nova Zelândia	33	538	571	0,1%	124
Coréia do Norte	300	300	600	0,1%	20
Paquistão	1	1981	1982	0,2%	*
Coréia do Sul	—	135	135	**	47
Tailândia	—	1354	1354	0,2%	74
Vietnam	150	—	150	**	4
Outros Pacífico-Asiáticos	115	276	391	**	29
Total Ásia Pacífico	154216	103249	257465	30,4%	70
TOTAL MUNDIAL	430896	416592	847488	100,0%	133

Fonte: BP, 2008

Notas: * mais de 500 anos

** menos de 0,05%

Por essas razões, o carvão mineral possui papel expressivo na geração elétrica representando o energético de maior participação na matriz elétrica mundial, conforme mostrado na Figura 2.2.



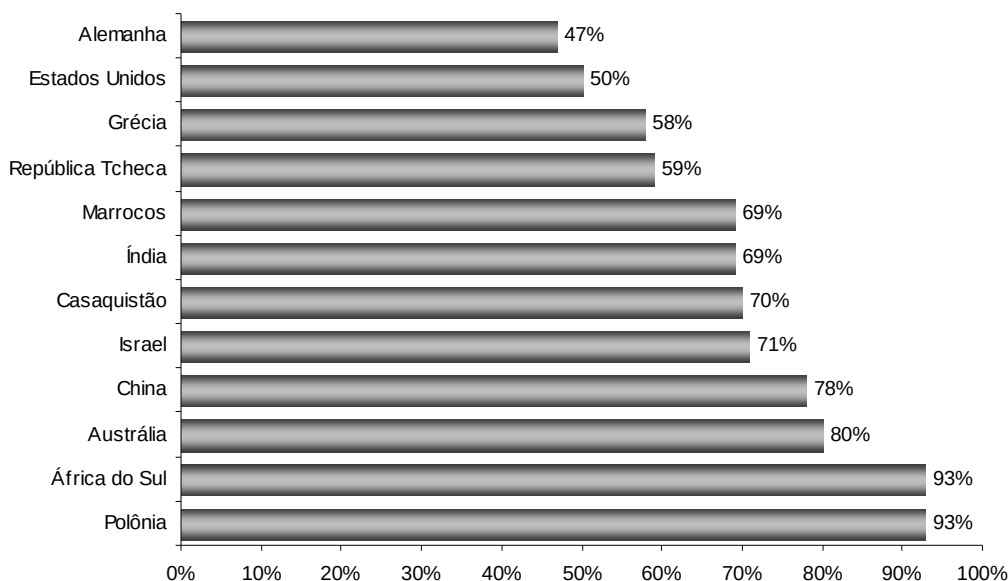
Fonte: WCI, 2008
Figura 2.2 – Matriz elétrica mundial em 2006.

No Brasil as reservas provadas estão estimadas em cerca de 7.068 milhões de toneladas, conforme mostra a Tabela 2.1, localizadas principalmente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. O consumo de carvão mineral nacional, devido suas características (baixo rank) é praticamente voltado para queima em usinas termelétricas.

Atualmente, a principal aplicação do carvão mineral no mundo é a geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. Em segundo lugar vem a aplicação industrial para a geração de calor (energia térmica) necessário aos processos de produção, tais como secagem de produtos, cerâmicas e fabricação de vidros. Um desdobramento natural dessa atividade – e que também tem se expandido – é a co-geração ou utilização do vapor aplicado no processo industrial também para a produção de energia elétrica.

A geração térmica a carvão é significativa em vários países, representando a maior parcela da geração elétrica em mais de 10 países, como mostra o gráfico da Figura 2.3 onde estão listados os países mais dependentes do carvão na geração elétrica. Esse cenário não deve se alterar muito nos próximos anos devido à grande disponibilidade desse insumo nesses países (segurança de suprimento), à sua estabilidade de preços e ao menor custo na comparação com outros combustíveis.

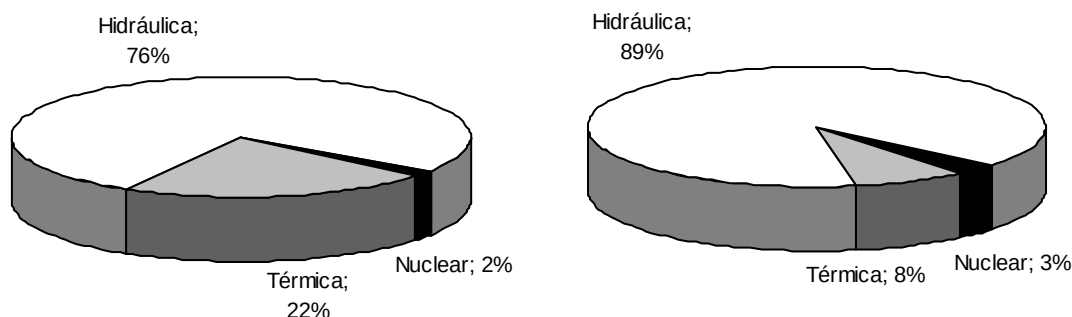
A principal restrição à utilização do carvão é o forte impacto socioambiental provocado em todas as etapas do processo de produção e também no consumo. A extração, por exemplo, provoca a degradação das áreas de mineração. A combustão é responsável por emissões de gás carbônico (CO₂), material particulado e gases nocivos como NOx e SO₂, estes últimos responsáveis pela chuva ácida. Projetos de mitigação e investimentos em tecnologia (Clean Coal Technologies) estão sendo desenvolvidos para atenuar este quadro.



Fonte: WCI, 2008

Figura 2.3 - Dependência do carvão na geração elétrica de alguns países.

No Brasil, a geração de energia elétrica é dominada pela hidroeletricidade restando à energia térmica apenas 22% da capacidade instalada (ANEEL, 2009) sendo que, em termos de energia gerada, apenas 8% é proveniente das usinas térmicas (ONS, 2009), como mostrado na Figura 2.4.



Fontes: ANEEL, 2009 (capacidade instalada) e ONS, 2009 (energia gerada)

Figura 2.4 - Geração no Brasil: Capacidade Instalada e Energia Gerada.

A participação do carvão na matriz elétrica brasileira é ainda menor, representando pouco mais de 1,5% da energia gerada (EPE, 2007). Devido à baixa qualidade do

carvão nacional (veja a próxima seção), as usinas termoeletricas que utilizam o carvão nacional estão todas localizadas nas proximidades da mina (usinas em “boca de mina”) nos estados da região sul do país, conforme apresentado na Tabela 2.2, totalizando 1.415 MW em operação.

Tabela 2.2 - Brasil: usinas termelétricas em operação.

Usina	Potência (MW)	Município	UF	Proprietário
Charqueadas	72	Charqueadas	RS	Tractebel
Presidente Médici A, B	446	Candiota	RS	CGTEE
São Jerônimo	20	São Jerônimo	RS	CGTEE
Figueira	20	Figueira	PR	Copel
Jorge Lacerda I e II	232	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Jorge Lacerda III	262	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Jorge Lacerda IV	363	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Total	1.415			

Fonte: ANEEL, 2009

Fato importante a ser observado é que, assim como uma parcela significativa das usinas termelétricas existentes no mundo, as usinas brasileiras estão no final de sua vida útil, embora deva ser considerado que o nível de utilização (fator de capacidade médio) é bem menor no Brasil que em outros países.

Assim, por utilizarem tecnologia ultrapassada e pelo fato de o combustível possuir baixa qualidade, essas usinas possuem baixos rendimentos implicando, dentre outros aspectos, um maior impacto ambiental para cada MWh gerado.

Tabela 2.3 - Brasil: usinas termelétricas com outorga.

Usina	Potência (MW)	Município	UF	Proprietário
Seival	542	Candiota	RS	UTE Seival Ltda.
Jacuí	350,2	Charqueadas	RS	Elétrica Jacuí S.A.
Candiota III	350	Candiota	RS	CGTEE
Sul Catarinense	440,3	Treviso	SC	UTE Sul Catarinense
Concórdia	5	Concórdia	SC	Sadia
Seival	542	Candiota	RS	UTE Seival Ltda.
Total	1.687,5			

Fonte: ANEEL, 2009

Outras novas usinas a carvão que já possuem outorga da ANEEL devem entrar em operação nos próximos anos, totalizando mais de 1.600 MW, conforme listado na Tabela 2.3.

Em função do baixo poder calorífico do carvão nacional, o seu transporte por longas distâncias não se justifica economicamente. Por outro lado, o carvão importado possui qualidade bem superior ao nacional, permitindo seu transporte por grandes distâncias, o que tipicamente é feito por navios e trens. Em alguns casos, pode-se observar algumas sinergias com outros setores no transporte marinho como é o caso, por exemplo, dos navios que levam minério de ferro do Brasil para a China e voltam carregados com carvão, reduzindo os custos do frete.

Assim, pressupõe-se que todas as novas usinas que venham a ser implantadas na região Sul deverão utilizar o carvão nacional e ser localizadas próximas às minas enquanto que nas demais regiões do país, deverão utilizar o carvão importado e ser localizadas nas proximidades de portos e/ou ferrovias que tenham conexão com esses portos. Outros fatores restritivos quanto à localização de novas usinas é a disponibilidade de água necessária ao processo de geração e, futuramente, a facilidade para a disposição do CO₂ capturado através do CCS, como observado no primeiro capítulo.

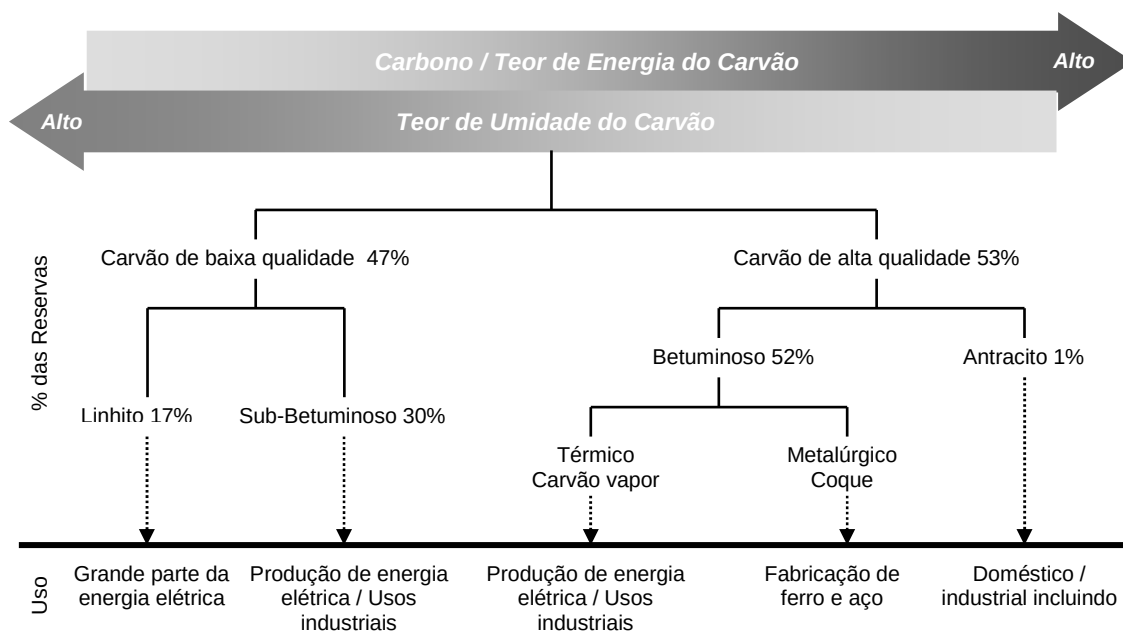
2.4 – Caracterização do Combustível

O carvão mineral é uma denominação genérica para rochas sedimentares composta principalmente de material orgânico, substâncias minerais, água e gás. É formado da decomposição de vegetais em ambiente primordialmente anaeróbico que através de processos micro-biológicos e químicos, sob efeito da pressão e temperatura produz, através de milhares de anos, a carbonificação da matéria.

Devido ao soterramento, as plantas são sujeitas a elevadas temperaturas e pressões que causam mudanças físicas e químicas na vegetação, transformando-a em carvão mineral. Inicialmente há a formação da turfa, o precursor do carvão mineral, que é convertido em linhito ou carvão marrom, tipo de carvão com baixa maturidade orgânica (teor de carbono). Com o passar dos tempos, sob efeito da temperatura e pressão, o linhito, progressivamente aumenta sua maturidade e transforma-se num tipo de carvão chamado de carvão sub-betuminoso. Continuando neste processo de

metamorfização¹³, as mudanças continuam a ocorrer e o carvão se torna mais duro e mais maduro, a ponto de ser classificado como carvão betuminoso ou carvão duro. Sob determinadas condições de temperatura e pressão, e continuando o processo de carbonificação, o carvão betuminoso toma a forma da antracita, o último estágio antes do carvão tornar-se grafite.

De acordo com o grau de metamorfismo ou carbonificação sofrido pelo carvão, podemos classificá-lo conforme o grau de maturidade (teor de carbono) em turfa (com cerca de 60% de carbono), linhito (70%), sub-betuminoso, betuminoso (80% a 85%) e antracito (90%). As propriedades físicas e químicas variam significativamente com esse grau de maturidade, bem como o tipo de aplicação. Podemos classificar o carvão de acordo com o grau de maturidade, referindo-se a carvão de baixo rank o linhito e o sub-betuminoso, tipicamente moles, friáveis com aparência de terra, caracterizados como altos níveis de umidade e baixo conteúdo de carbono e, por conseguinte, baixo poder energético.



Fonte: WCI, 2009

Figura 2.5 - Tipos de carvão e seus usos.

Carvões de alto rank são tipicamente duros, robustos e freqüentemente têm uma aparência preta e vítrea. O aumento do rank é acompanhado de um aumento do teor de carbono e de conteúdo energético, e com o decréscimo da umidade. A Figura 2.5

¹³ **Metamorfismo:** Processo de natureza geoquímica, no qual os resíduos soterrados por sedimentos inorgânicos experimentam compactação, desidratação e diversas reações de craqueamento e condensação, provocado pela (i) pressão, (ii) tempo e (iii) temperatura, sendo esta última a mais importante no metamorfismo.

mostra um diagrama do ranking do carvão mineral. O antracito é o topo da escala e tem um teor de carbono elevado, alta capacidade energética (poder calorífico) e baixo conteúdo de umidade.

Com a utilização extensiva do carvão mineral, bem como pela necessidade de classificar quanto suas propriedades e características, diversas entidades de normalização elaboraram uma classificação para carvões, empregando classificações distintas para os carvões do tipo duro e do tipo mole.

Para os carvões do tipo duro, as seguintes características são consideradas na sua classificação:

- Conteúdo de voláteis;
- Fusividade (caking);
- Poder coqueificante (coking).

O conteúdo de voláteis se refere à perda de peso em condições controladas de aquecimento. Este índice determina a classe sendo que, no caso de ser maior que 33%, utiliza-se o poder calorífico.

A fusividade corresponde ao comportamento plástico sob queima rápida. É o segundo índice que determina o grupo sendo medido pelo Índice de Inchamento (FSI – Free Swelling Index) ou pelo Índice de Roga.

O terceiro índice, o poder coqueificante, corresponde ao comportamento plástico-mecânico sob aquecimento lento. É o terceiro índice que determina o subgrupo, sendo medido pelo Teste de Dilatometria ou pelo Ensaio de Gray-King.

A Tabela 2.4 mostra a classificação internacional de carvões do tipo duro.

Os carvões do tipo mole ficaram fora da classificação anterior, e foi criado um sistema baseado em duas propriedades:

- Teor de umidade;
- Capacidade de produção de alcatrão.

O teor de umidade é a relação entre a massa de água pela massa seca do material. Esse índice caracteriza a classe do material e dá idéia do seu valor como combustível.

Tabela 2.4 - Classificação internacional de carvões do tipo antracito e betuminoso.

Grupos (determinado pela fusividade)			Códigos										Sub-Grupos (determinado pelas propriedades coqueificantes)				
Núm. grupo	Parâmetros alternativos		O primeiro dígito do código indica a classe do carvão, determinada pelo conteúdo volátil até 33% VM e pelo poder calorífico acima de 33% VM. O segundo dígito indica o grupo do carvão, determinado pela fusividade O terceiro dígito indica o subgrupo, determinado pelo poder coqueificante										Núm. subgrupo	Parâmetros alternativos			
	FSI	Índice de Roga												Teste de Dilatometria (% dilat.)	Ensaio de Gray-King		
3	> 4	> 45					435	535	635				5	> 140	> G8		
						334	434	534	634				4	50 - 140	G5 - G8		
						333	433	533	633	733			3	0 - 50	G1 - G4		
						332 a	332 b	432	532	632	732	832		2	< 0	E - G	
2	2,5 - 4	20 - 45				323	423	523	623	723	823		3	0 - 50	G1 - G4		
						322	422	522	622	722	822		2	< 0	E - G		
						321	421	521	621	721	821		1	Apenas contração	B - D		
1	1 - 2	5 - 20			212	312	412	512	612	712	812		2	< 0	E - G		
					211	311	411	511	611	711	811		1	Apenas contração	B - D		
0	0 - 0,5	0 - 5		100		200	300	400	500	600	700	800	900	0	Não-suavizante	A	
				A	B												
Núm. Classe			0	1		2	3	4	5	6	7	8	9	Como indicação, as seguintes classes têm conteúdo volátil de: 6: 33 - 41% 7: 33 - 44% 8: 35 - 50% 9: 42 - 50%			
Param. classe	Conteúdo volátil		0 - 3	> 3 - 10		> 10 - 14	> 14 - 20		> 20 - 28	> 28 - 33	> 33	> 33	> 33				> 33
	Valor calorífico bruto kcal/kg (30°C, 96% umidade)			> 3 - 6,5	>6,5 - 10		> 14 - 16	> 16 - 20									
			-	-	-	-	-	-	-	-	> 7750	> 7200 - 7750	> 6100 - 7200	6100 e menos			
Classes (determinada pelo conteúdo volátil até 33% VM e pelo parâmetro calorífico acima de 33% VM)																	

Fonte: Speight, 2005

A capacidade de produção de alcatrão dá a idéia do seu valor como produtor de insumo químico e caracteriza o grupo no qual pertence.

As jazidas brasileiras de carvão se localizam principalmente nos três estados do Sul onde, há milhões de anos, havia ambientes costeiros com deltas, lagunas e um clima sazonal temperado. A maior parte dos atuais continentes ainda encontrava-se unida no supercontinente Gondwana, quando camadas sedimentares se depositaram numa grande área deprimida, hoje chamada Bacia Sedimentar do Paraná. Ali, ainda no Período Permiano da Era Paleozóica, entre 240 e 280 milhões de anos atrás, formaram-se jazidas de carvão.

O ambiente em que foram formados os carvões brasileiros determinou suas características e possíveis aplicações nos dias de hoje. Os pântanos costeiros estavam sujeitos ao avanço de dunas litorâneas e da água do mar, rica em sais dissolvidos. Formou-se, assim, um carvão com alto teor de cinzas¹⁴ e de enxofre e ferro, disseminados na forma de pirita.

Tabela 2.5 – Características gerais dos carvões brasileiros.

UF	Jazida	Poder Calorífico (kcal/kg)	Carbono (% m/m)	Cinzas (% m/m)	Enxofre (% m/m)
PR	Cambuí	4.850	30,0	45,0	6,0
	Sapopema	4.900	30,5	43,5	7,8
SC	Barro Branco	2.700	21,4	62,1	4,3
	Bonito	2.800	26,5	58,3	4,7
	Candiota	3.200	23,3	52,5	1,6
	Santa Teresinha	3.800 - 4.300	28,0 - 30,0	41,0 - 49,5	0,5 - 1,9
	Morungava/Chico Lomã	3.700 - 4.500	27,5 - 30,5	40,0 - 49,0	0,6 - 2,0
RS	Charqueadas	2.950	24,3	54,0	1,3
	Leão	2.950	24,1	55,6	1,3
	Iruí	3.200	23,1	52,0	2,5
	Capané	3.100	29,5	52,0	0,8

Fonte: MME, 2009

Tais características conferiram ao carvão brasileiro um alto conteúdo de impurezas (teor de cinzas em torno de 40 e 60% e de Enxofre geralmente entre 0,5 e 8,0%) e um baixo poder calorífico (normalmente entre 2.700 e 5.000 kcal/kg), conforme apresentado na Tabela 2.5. Essas características fazem com que seja difícil o seu

¹⁴ Matéria mineral inerte, não-carbonosa, composta basicamente por silicatos e quartzo.

beneficiamento (separação da matéria orgânica). Apresenta, também, baixo poder coqueificante, o que faz com que apenas alguns carvões de Santa Catarina possam ter uso siderúrgico e, mesmo assim, misturado com carvões importados. De acordo com a classificação ASTM, se enquadram como tipo sub-betuminoso A e B.

Em Santa Catarina, as reservas remanescentes são para lavra subterrânea. As condições geológicas das ocorrências de carvão, mais complexas, dificultam e tendem a onerar a lavra. No RS, a principal restrição na lavra subterrânea está relacionada com a fragilidade das encaixantes. As condições de mineração a céu aberto em Candiota são as mais favoráveis.

As reservas nacionais medidas totalizam 6,62 bilhões de toneladas cuja distribuição está ilustrada na Figura 2.6. A Tabela 2.6 apresenta as reservas de carvão mineral no Brasil.



Fonte: DNPM, 2001

Figura 2.6 – Distribuição das reservas de carvão no Brasil.

Considerando-se os menores valores de poder calorífico apresentados na Tabela 2.5 para cada estado e uma eficiência de geração da ordem de 34%, o que é facilmente obtido com a tecnologia de carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC), como

será visto posteriormente, as reservas nacionais apresentadas na Tabela 2.6 são capazes de gerar 7.000 MW (equivalente à metade da capacidade instalada de Itaipu) durante 125 anos.

Tabela 2.6 – Reservas de carvão no Brasil em 2005.

Estado	Reservas (10 ³ t)			
	Medida	Indicada	Inferida	Lavrável
Maranhão	1.092	1.728	-	1.092
Paraná	4.184	212	-	3.509
Rio Grande do Sul	5.255.915	10.098.475	6.317.050	5.376.789
Santa Catarina	1.354.211	593.216	217.069	1.212.340
São Paulo	2.050	1.111	1.263	2.050
Total	6.617.453	10.694.744	6.535.382	6.595.781

Fonte: DNPM, 2006

Dado o peso da participação hidroelétrica na matriz energética brasileira, a utilização prática de geração térmica no país tem sido diferente da que é praticada na maioria dos países nos quais a produção de energia elétrica baseada no calor é a prevalente.

Neste contexto, como o regime hidrológico que condiciona a geração hídrica é caracterizado pela incerteza, a capacidade instalada desse sistema envolve um pressuposto de subutilização quando o regime pluviométrico apresenta escassez.

Em contrapartida, quando o regime de chuvas no conjunto do sistema interligado apresenta excesso de oferta, as hidroelétricas atendem com sobra a demanda do mercado.

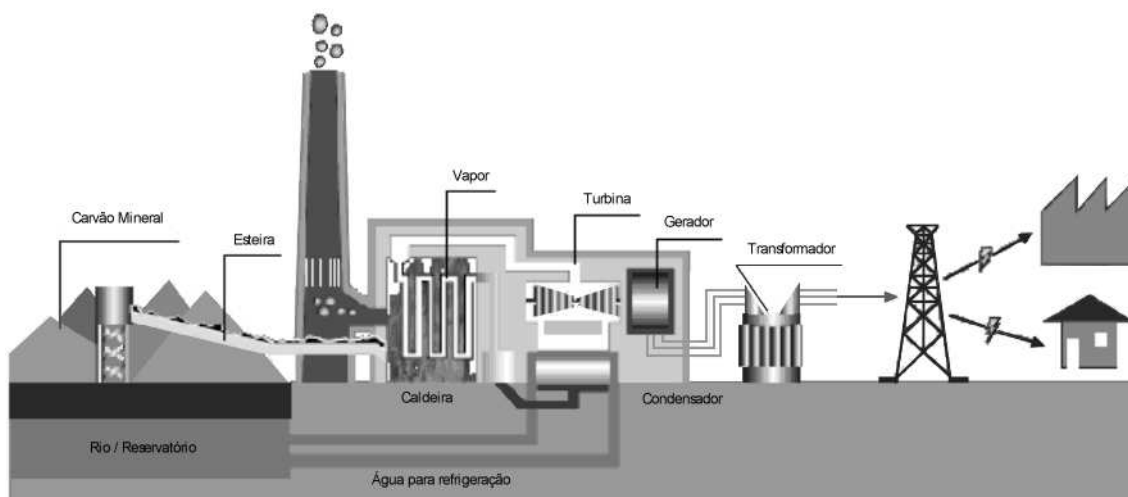
Como as termoeletricas no Brasil exercem papel complementar, sendo chamadas a operar quando as projeções de aflúências nos reservatórios das hidroelétricas sinalizam uma perspectiva de escassez, a consequência é que apenas em situações limites a capacidade instalada termoeletrica é chamada a operar a plena carga.

Esses fatores em conjunto, ou seja, a baixa qualidade do mineral, as dificuldades geológicas para sua extração e as características operacionais das termelétricas impostas pelo sistema elétrico brasileiro tendem a aumentar os custos de produção e a desestimular a implantação de novas tecnologias de lavra e beneficiamento.

2.5 – Componentes Básicos de uma UTE

O procedimento geral para a queima do carvão em térmicas, considerando também a extração e preparo do carvão, consiste nas seguintes etapas:

- O carvão é extraído do solo, fragmentado e armazenado em pilhas;
- O carvão é levado às usinas e acumulado em pilhas;
- Por meio de correias transportadoras, o carvão segue ao setor de preparação de combustível, o que inclui uma trituração preliminar e uma etapa de pulverização nos moinhos, o que permitirá melhor aproveitamento térmico;
- O carvão, na granulometria requerida, é armazenado em silos;
- Dos silos, o carvão é enviado para a sua queima na fornalha da caldeira, sendo ali injetado por meio de queimadores.



Fonte: ANEEL, 2008

Figura 2.7 – Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.

O calor liberado por essa queima é transferido à água que circula nos tubos que envolvem a fornalha, transformando-a em vapor superaquecido. Esse vapor é fornecido à turbina movimentando seu eixo. O vapor condensa nas superfícies do tubo do condensador, sendo o calor latente removido utilizando a água de resfriamento de uma fonte fria que é levada ao condensador pelas bombas de circulação. O condensado, logo após as bombas, passa pelo aquecedor de baixa pressão, o desaerador, a bomba de alimentação e os aquecedores de alta pressão, retornando de novo para a caldeira, a fim de fechar o ciclo. O eixo da turbina, acoplado a um gerador, transforma seu movimento giratório em eletricidade que é convertida para a tensão requerida e fornecida aos consumidores por meio das linhas de transmissão.

No caso da co-geração, o processo é similar, porém o vapor, além de gerar energia elétrica, também é extraído para ser utilizado no processo industrial.

O regime de utilização de térmicas no Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme foi exposto acima, é complementar o que, a princípio, apresenta vantagens. Entretanto, para os empreendedores na geração térmica, apresenta componentes que constituem desafios e dificuldades não triviais a enfrentar.

Uma primeira dificuldade é equacionar um contrato de fornecimento de carvão que possa apresentar modulações no fornecimento compatíveis com as incertezas do regime pluviométrico. Afortunadamente, a grande maioria do carvão energético minerável no sul do Brasil está disponível para extração a céu aberto, tornando a atividade extrativa uma espécie de trabalho de terraplenagem que permite mobilização e desmobilização de equipamentos com certa flexibilidade. Isso, porém, não é verdade para outras regiões do país e nem para o caso do carvão importado.

Outra implicação do regime operacional das térmicas está associada ao fato de que diminuições de carga ou retiradas periódicas de serviço são deletérias, seja para a vida útil das instalações, principalmente as de combustão, seja para a obtenção dos rendimentos nominais, que costumam ser definidos de forma bastante ambiciosa quando da especificação e encomenda das unidades geradoras.

A última circunstância acima torna recomendável uma acurada análise prospectiva e de estudo de cenário quando se avalia a aquisição de uma instalação termoeletrica para operar integrada ao sistema interligado, segundo as regras de despacho do ONS.

Resumindo-se esta apreciação, pode ser comentado que, em seu papel complementar histórico, as térmicas no Brasil vêm sendo prioritariamente garantidoras de disponibilidade, ao invés de fornecedoras regulares de energia.

2.5.1 – Caldeira

A caldeira é o equipamento que produz vapor em alta pressão utilizando a energia térmica liberada durante a combustão do combustível. Esse vapor é utilizado para o acionamento de máquinas térmicas, para a geração de potência mecânica e elétrica, assim como para fins de aquecimento em processos industriais.

O tipo e a qualidade do combustível influenciam na construção da fornalha, do queimador e da caldeira. O carvão é geralmente empregado em fornalha de queima em suspensão para combustíveis sólidos.

Fornalhas de leito fluidizado apresentam vantagens importantes, sendo a principal a flexibilidade de operação. Fornalhas dessa natureza admitem diferentes tipos de combustíveis, mesmo os que apresentam baixo teor de carbono, alto teor de enxofre e/ou cinzas, e, ainda, a possibilidade de utilização de combustíveis com uma granulometria relativamente grossa, reduzindo o custo de preparação.

Os tipos de leito fluidizado mais utilizados são: o convencional ou borbulhante e o circulante. Vale ressaltar, contudo, que os sistemas de combustão em leito fluidizado têm limites de dimensionamento, pois para leitos com áreas acima de 100 m², o ar de sustentação não se distribui uniformemente, influenciando negativamente a eficiência de combustão (EPRI, 2002).

2.5.2 – Grupo Turbina-Gerador

Uma central termelétrica de geração com ciclo vapor tem como máquina térmica uma turbina a vapor, com o único objetivo de produzir eletricidade. A introdução de alternativas térmicas de recuperação de calor, como o aquecimento regenerativo e o reaquecimento, permite alcançar uma maior eficiência da central.

A temperatura na qual a turbina opera é muito importante. Quanto mais elevada a temperatura, maior sua eficiência. O gás que flui pela turbina pode chegar a 1.260°C, mas alguns metais que a constituem não suportam temperaturas superiores a 900°C. Por isso, emprega-se ar para resfriamento dos componentes da turbina, o que acaba limitando a sua eficiência térmica.

A turbina a vapor é um equipamento mecânico que extrai a energia térmica do vapor pressurizado e o converte para trabalho mecânico rotacional. Uma turbina ideal é considerada um processo isentrópico (ou de entropia constante), onde a entropia do vapor entrante na turbina é igual à entropia do vapor que sai dela. Nenhuma turbina é verdadeiramente isentrópica, porém as eficiências isentrópicas típicas se situam entre 20% e 90%.

Para maximizar a eficiência da turbina, o vapor é expandido em vários estágios para gerar trabalho. Tais estágios são caracterizados pela forma como a energia é extraída

deles e são conhecidos como turbinas de impulso ou de reação. Várias turbinas modernas são uma combinação dos dois tipos, de modo que as seções de maior pressão são do tipo impulso e as seções de menor pressão são do tipo reação.

2.5.3 – Condensador

O condensador é um trocador de calor no qual se realiza a conversão do vapor de exaustão da turbina ao estado líquido, utilizando água como fluido de resfriamento. O vapor de exaustão vai para o condensador através da seção de exaustão da turbina e condensa ao entrar em contato com a superfície dos tubos resfriados internamente pela água que circula por meio de bombas. O ejetor a vapor remove os gases incondensáveis do condensador e mantém um nível de vácuo ótimo para a operação da turbina. A temperatura e a pressão de vapor e a sua pressão no condensador dependem da temperatura e da vazão de água de resfriamento. O condensado acumulado na parte inferior do condensador é bombeado através do sistema de aquecimento regenerativo para a caldeira de vapor, fechando o ciclo.

2.5.4 – Controle de Emissões

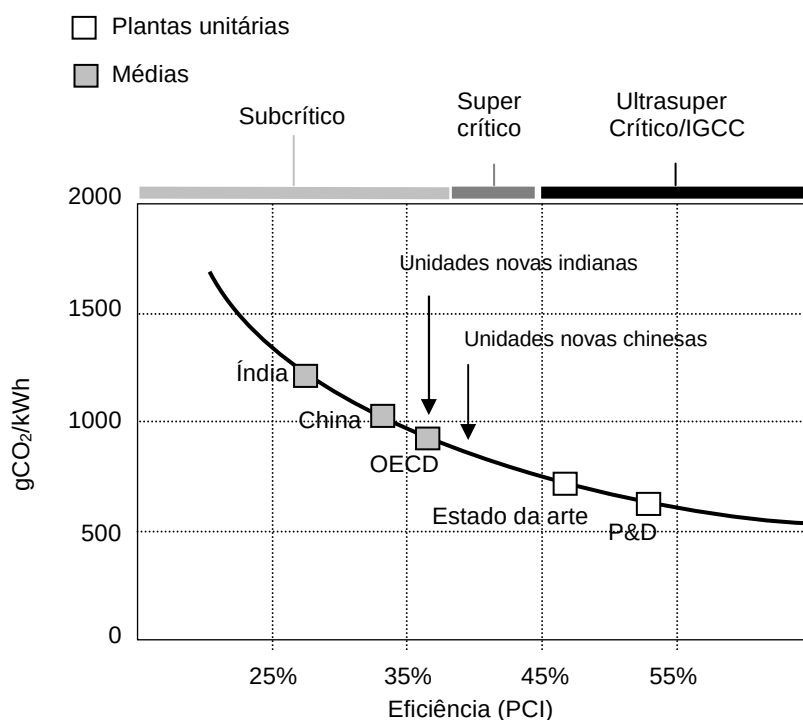
Uma das alternativas para a redução do nível de algumas das emissões de uma termoelétrica, tais como material particulado, SO_x e CO₂, é através do aumento de sua eficiência. O gráfico apresentado na Figura 2.8 mostra, como exemplo, o efeito da eficiência sobre as emissões de CO₂.

O aumento da eficiência de plantas de geração constitui-se na forma de melhor custo-benefício e de resultados mais rápidos na redução das emissões citadas (WCI, 2007). Esse é o caso de países em desenvolvimento e de economias em transição onde geralmente as eficiências de plantas existentes são baixas.

O controle de emissões gasosas pode ser feito de três formas: após a combustão, através do tratamento dos gases efluentes, durante a combustão ou antes da combustão. As tecnologias atuais de tratamento de gases efluentes (pós-combustão) são:

- Precipitador eletrostático e filtro de mangas – Esses sistemas são responsáveis pela captação do material particulado. A emissão de material particulado na atmosfera é responsável por doenças respiratórias, impactos na visibilidade local e provoca acúmulo de poeira nas regiões vizinhas. O precipitador

eletrostático opera carregando eletrostaticamente as partículas e depois as captando por atração eletromagnética. Já o filtro de mangas consiste em um sistema de filtragem pela passagem dos gases através de mangas onde as partículas ficam retidas na superfície e nos poros dos fios, formando um bolo que atua também como meio filtrante. Para reduzir a resistência ao fluxo do ar o bolo deve ser periodicamente desalojado. Os precipitadores eletrostáticos são equipamentos de elevado custo e consumo energético, porém, de alta eficácia. Esses sistemas podem reduzir em até 99,99% o nível de emissão de particulados (WCI, 2007).

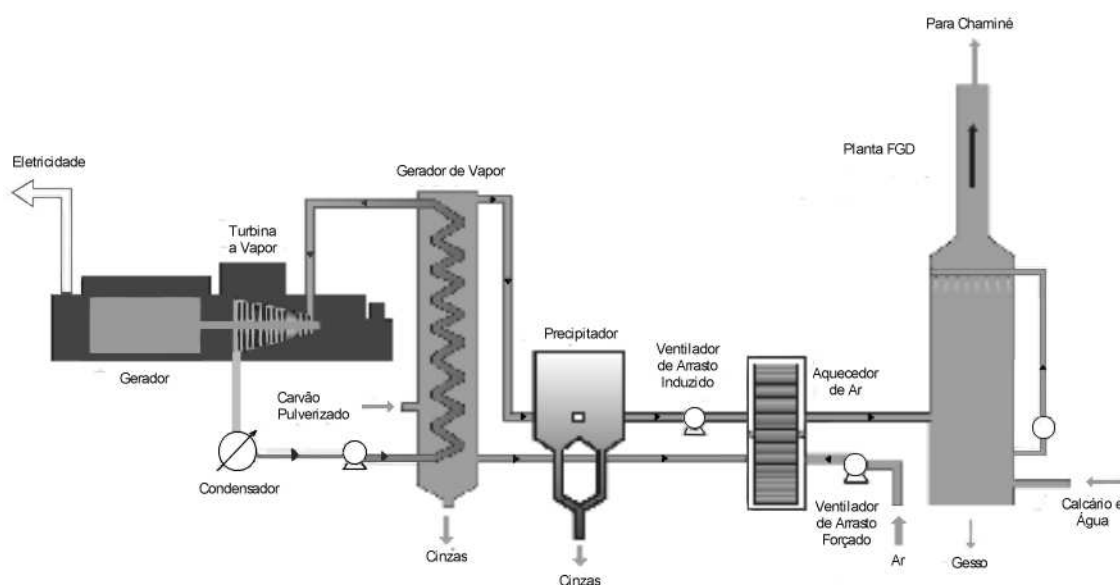


Fonte: WCI, 2007

Figura 2.8 – Emissões de CO_2 de térmicas a carvão

- Lavadores de gases – Os lavadores são usados para capturar tanto os particulados quanto o dióxido de enxofre através da injeção de gotas d'água no fluxo gasoso formando resíduos líquidos. A adição de calcário à água aumenta a absorção de enxofre. Esse sistema exige o tratamento posterior dos efluentes líquidos.
- Dessulfurizador (FGD – Flue Gas Desulfurization) – Tecnologia de remoção do SO_x a partir da lavagem dos gases. As categorias principais são: (i) lavagem úmida usando uma mistura absorvente, normalmente com calcário ou cal; (ii) jato seco usando misturas absorventes similares; (iii) sistemas de injeção de absorventes seco; (iv) lavadores secos; (v) processos regenerativos; e (vi) processos de remoção combinada de SO_2/NO_x . Os sistemas de FGD podem

ser projetados para utilizar calcário ou amônia como absorventes. Uma vantagem da utilização da amônia é a produção de sulfato de amônia que pode ser utilizado como fertilizante ao invés da grande produção de gesso resultante da reação com calcário. Um exemplo esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2.9. Esse sistema pode remover até 95% do SO_2 contido nos gases de exaustão.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.9 – Diagrama esquemático do sistema FGD.

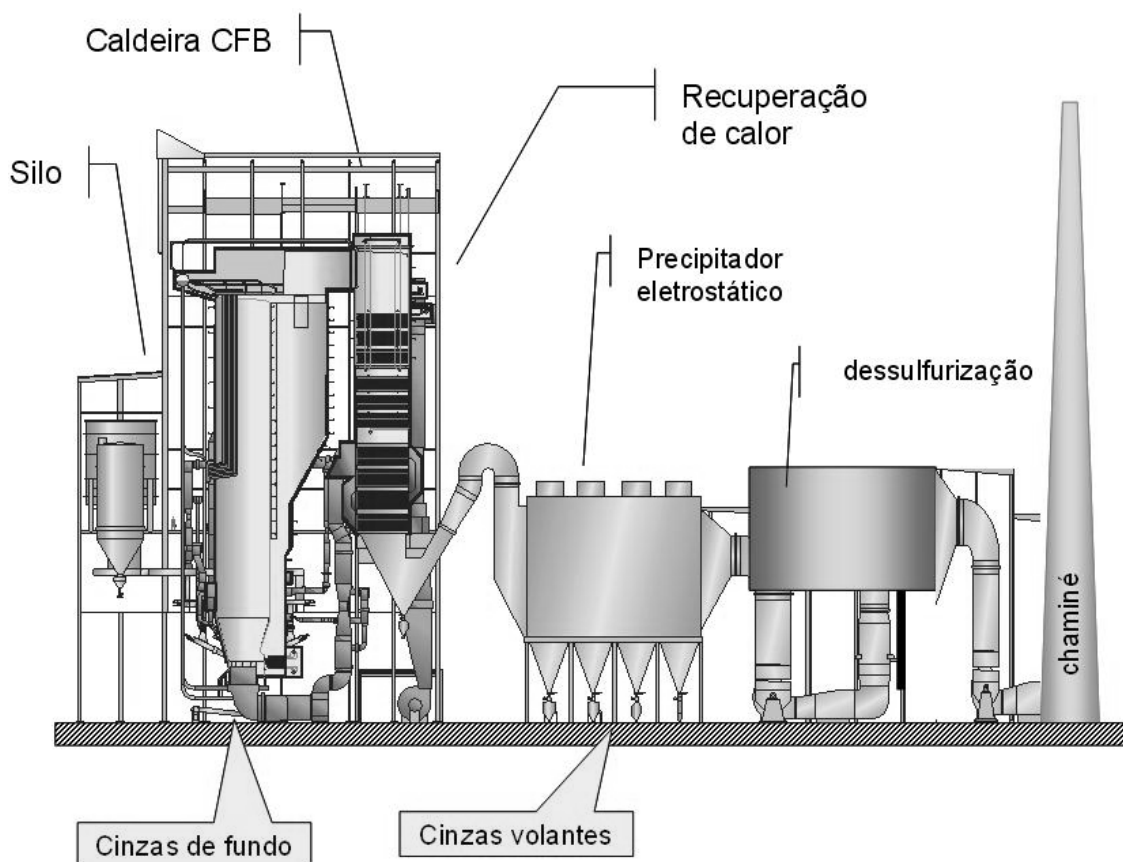
- Sistemas de filtragem de gases quentes – sistemas de remoção de material particulado, mas que operam sob temperaturas (de 260 a 900°C) e pressões (de 1 a 3 MPa) maiores que os sistemas convencionais de remoção de particulados eliminando, com isso, a necessidade de resfriamento dos gases efluentes (WCI, 2007). Essas tecnologias ainda necessitam de maiores avanços em pesquisas para permitir seu uso comercial mais amplo.
- Redução Catalítica e Não-Catalítica Seletiva (SNCR – Selective Non Catalytic Reduction e SCR) – O SNCR consiste em um sistema de redução das emissões de óxidos de nitrogênio através da injeção de amônia ou uréia na fornalha onde os gases estão a uma temperatura entre 870°C e 1150°C para reagir com o NO_x formando N_2 , CO_2 e água. Em tese, esse sistema é capaz de alcançar rendimentos de até 90% de redução nas emissões de NO_x , porém restrições práticas de temperaturas, tempo e mistura levam a resultados piores (WCI, 2007). Já o SCR consiste na conversão do óxido de nitrogênio em água e N_2 através da adição de uma solução redutora, tipicamente amônia anidra, amônia aquosa ou uréia e absorvida em um catalisador.

- Sequestro de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage) – Sistema de captura e armazenamento de carbono. Constitui-se como uma das principais formas de redução das emissões de CO₂ podendo alcançar níveis entre 75 e 92% (Rubin *et al.*, 2009). Esse sistema será tratado com mais detalhes adiante.

Podem-se citar as seguintes opções para o controle de emissões durante a combustão:

- Controle da temperatura de combustão e da quantidade de O₂ (controle da mistura de ar) de forma a evitar a formação de óxidos de nitrogênio, o que se dá em altas temperaturas. Esse sistema pode reduzir as emissões em cerca de 30 a 55% (WCI, 2007);
- Injeção do combustível junto com material absorvente como, por exemplo, calcário, na câmara de combustão para remoção do enxofre.

A Figura 2.10 apresenta um exemplo de sistema de tratamento de efluentes onde é apresentada uma caldeira em leito fluidizado que tem, como característica, as opções de controle de emissões durante a combustão.



Fonte: FWC, 2009

Figura 2.10 – Perfil esquemático do processo de tratamento de emissões.

Como dito anteriormente, a combustão do carvão gera quantidades significativas de cinzas que são recolhidas no fundo da caldeira (cinzas pesadas) e no sistema de captação do material particulado (cinzas leves). Em função do grande percentual de material inerte contido no carvão nacional, a quantidade de cinzas gerada é ainda maior de quando se usa o carvão importado.

Tabela 2.7 – Opções tecnológicas no tratamento de gases e resíduos em termoeletricas a carvão.

Impactos Ambientais	Tecnologias de Tratamento	Redução Máxima Possível	Status da Distribuição
Particulados	Filtragem de gases quentes	98%	Tecnologias convencionais amplamente difundidas em países desenvolvidos e em desenvolvimento.
	Lavador de gás	99,9%	
	Precipitador eletrostático	99,99%	Novas tecnologias em desenvolvimento para uso com tecnologias de combustão avançadas.
	Filtro manga	>99,9999%	
Dióxido de Enxofre	Processo de injeção de absorventes	90%	Tecnologias maduras e amplamente difundidas em países desenvolvidos, necessidade de maior difusão em países em desenvolvimento.
	Sistemas regenerativos	>95%	
	Jato seco em spray	>95%	
	Jato seco	97%	Novas tecnologias em desenvolvimento para a redução de custos e aumento do desempenho ambiental.
	Remoção combinada SO ₂ /NO _x	>98%	
	Lavador de gás	99%	
Óxido de Nitrogênio	Recirculação dos gases efluentes	<20%	Tecnologias amplamente difundidas em países desenvolvidos, necessidade de maior difusão em países em desenvolvimento.
	Otimização dos queimadores	39%	
	SNCR	50%	
	Estágios de ar	60%	
	Estágios de combustível	70%	Reduções atuais estão defasadas pelo crescente uso de combustível, necessitando novas tecnologias aperfeiçoadas para permitir maiores reduções.
	Controle de temperatura	70%	
	Remoção combinada SO ₂ /NO _x	80%	
	SCR	90%	
Mercúrio	Lavadores de gases	26%	Tecnologias de abatimento de outros poluentes, tais como particulados, reduzem as emissões de mercúrio.
	Precipitadores eletrostáticos (ESP)	42%	
	Beneficiamento do carvão	78%	
	Filtros manga	82%	
	ESP modificado + absorventes e/ou resfriamento dos gases exaustos	>90%	Pesquisas para desenvolver tecnologias de controle de mercúrio específicas em resposta a legislações sobre a emissão de mercúrio estão sendo feitas.
	Lavadores secos + absorventes	>90%	
	Lavadores de gases	95%	
Cinzas	Utilizações como materiais de construção e engenharia civil	100%	As cinzas podem ser usadas em uma grande variedade de propósitos. A proporção usada nos países é dependente da legislação relativa à disposição final de resíduos.

Fonte: WCI, 2007

Finalmente, o processo de controle antes da combustão se baseia no tratamento do carvão, comumente conhecido como processo de beneficiamento do carvão. É o

processo de limpeza na qual a matéria mineral é removida do carvão minerado para produzir um produto mais limpo. O carvão bruto (também conhecido como Run Of Mine – ROM) possui diversas qualidades e contém substâncias como argila, areia e carbonatos.

Dentre os benefícios desse processo, pode-se citar:

- Redução do conteúdo de cinzas do carvão em até 50%, levando a emissões muito menores de material particulado;
- Aumento na eficiência da planta e, conseqüentemente, redução na emissão de GEE; e
- Aumento do calor específico e da qualidade do carvão, diminuindo o conteúdo de enxofre e componentes minerais.

Esse processo, porém, gera impactos ambientais, conforme já foi apontado nesse capítulo.

A Tabela 2.6 resume as opções tecnológicas para o controle de emissões e de resíduos formados durante a combustão do carvão.

2.6 – Tecnologias de Mineração

A mineração de carvão pode ser feita através de dois métodos: céu aberto ou em minas subterrâneas. A escolha entre um deles é determinada pela geologia do depósito do mineral, ou seja, pela altura da cobertura da mina. No caso de depósitos rasos, o carvão poderá ser lavrado a céu aberto, dependendo do terreno onde mina está localizada. Esse sistema é o que oferece menores custos e maior segurança de trabalho. Nos casos onde os custos da lavra a céu aberto tornam-se proibitivos, utiliza-se a mineração subterrânea. Esse tipo de mineração, segundo WCI (2008), é responsável por 60% da produção mundial embora em vários importantes países produtores a mineração a céu aberto seja a mais comum.

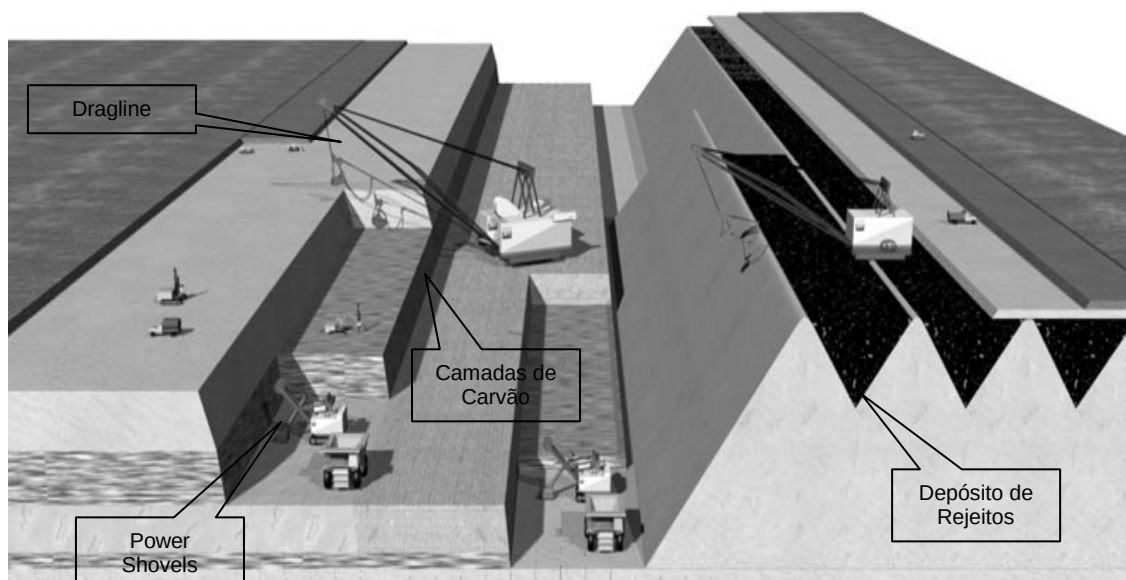
2.6.1 – Mineração a Céu Aberto

Antigamente, a mineração ao ar livre era feita pela retirada da cobertura de solo e da extração das camadas de carvão em percursos espirais. As máquinas iam de fora para dentro da área a ser minerada retirando o minério e, ao final, abandonavam a cava da mina, sem qualquer tipo de recuperação. Até hoje, a maior parte das áreas assim exploradas se encontra sem nenhuma recuperação ambiental (Monteiro, 2004).

Atualmente a mineração a céu aberto é feita em sistema de tiras. Enquanto uma faixa do terreno é minerada, a topografia da faixa anterior é recomposta, facilitando a recuperação da paisagem destruída pelo avanço da mina. Assim, pode-se ter uma reconstituição satisfatória da topografia e da paisagem, ainda que a qualidade da água e a química do solo sejam alteradas nestes locais, comprometendo seus usos futuros.

As cavas das minas a céu aberto também podem ser usadas para a disposição final de resíduos, desde que a área seja adequadamente preparada.

A taxa de recuperação nesse método pode chegar a 90% se toda a camada puder ser explorada, valor esse bem superior aos obtidos pela mineração subterrânea. Entretanto, a taxa de recuperação de uma mina a céu aberto e, portanto, a viabilidade econômica, depende da espessura da cobertura da mina (EPE, 2007). Essas minas podem ocupar extensas áreas e, por isso, exigem grandes equipamentos, tais como escavadeiras de arrasto (draglines), pás mecânicas (power shovels), caminhões e esteiras. O trabalho de desmonte do solo e das rochas é feito por explosivos. Em seguida, o capeamento é retirado pelas escavadeiras ou pelas pás mecânicas. Uma vez que a camada de carvão é recuperada, o mineral é fracionado e empilhado para ser transportado por caminhões ou por esteiras para o local onde ele será beneficiado, caso necessário. A Figura 2.11 mostra um exemplo esquemático de uma mineração a céu aberto.



Fonte: Petrobras, 2009.

Figura 2.11 – Operação de uma mina a céu aberto.

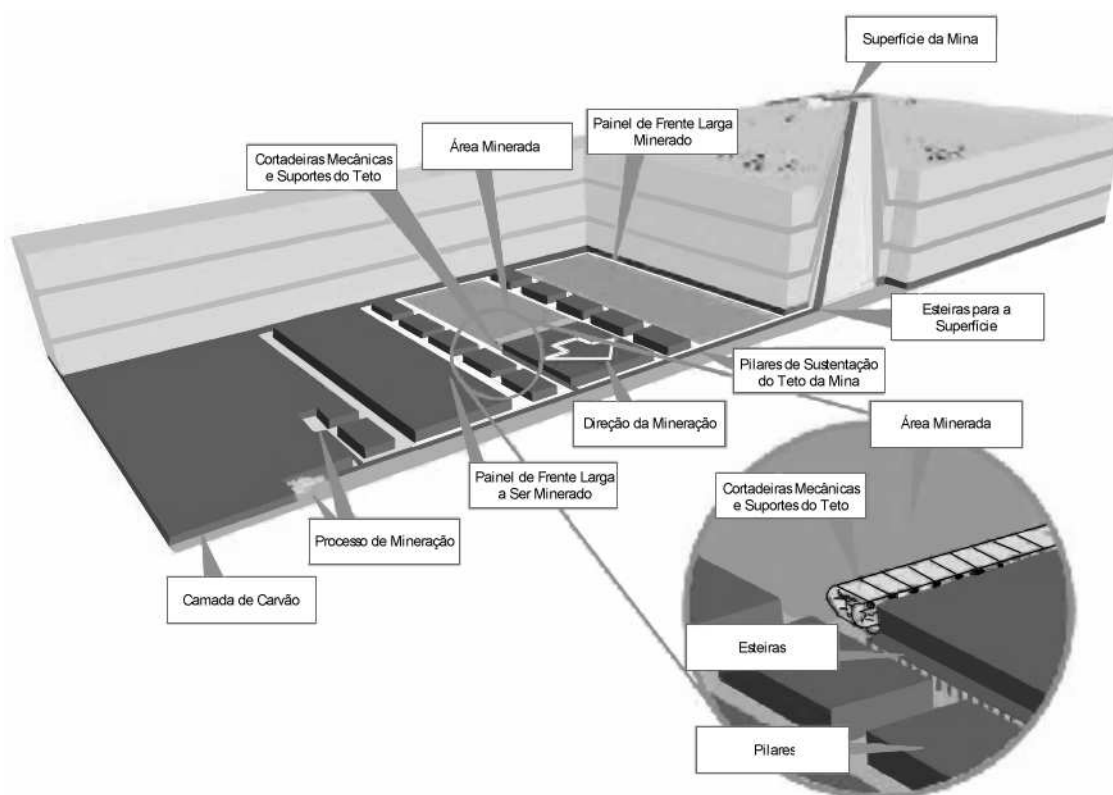
Tipicamente, as minas a céu aberto são ampliadas até que o recurso mineral se esgote. Quando não são mais produtivas para a extração do material, podem ser

transformadas em aterros sanitários. Mesmo assim, é muitas vezes necessário drenar a água para a mina não se tornar um lago. Modernamente, tem sido crescente a preocupação com a recuperação das áreas degradadas pela mineração.

2.6.2 – Mineração Subterrânea

Existem dois métodos de lavra subterrânea: câmara e pilares (room-and-pillar); e frente larga (longwall mining). A Figura 2.12 ilustra a operação em uma mina subterrânea.

No primeiro método, os depósitos de carvão são recuperados de maneira a formar galerias, onde os pilares são formados pelo próprio mineral que sustenta a cobertura da mina e controlam o fluxo de ar. As câmaras normalmente têm de 5 a 10 metros de largura, e os pilares, 30 metros de extensão. O mineral extraído é carregado através de esteiras para a superfície. Na medida em que a mineração avança em direção ao limite do depósito, inicia-se a retirada da mina (retreat mining). Esse processo consiste na mineração do carvão que forma os pilares, de forma a permitir que a cobertura tombe. Ao final deste processo, a mina é abandonada.



Fonte: WCI, 2008

Figura 2.12 – Operação de uma mina subterrânea.

O método da frente larga (longwall mining) envolve a extração total do carvão de uma seção da cobertura ou da frente (larga) utilizando cortadeiras mecânicas. Antes de iniciar a lavra, é necessário um planejamento cuidadoso para assegurar que a aplicação do referido método seja realmente adequada à geologia da mina. A frente do depósito do mineral (longwall) varia de 100 a 350 metros e a cobertura é sustentada por macacos hidráulicos. Uma vez que o carvão seja totalmente extraído da área, permite-se que o teto da mina tombe e, então, a seção é abandonada. A desvantagem desse tipo de lavra é o custo do maquinário que é cerca de dez vezes maior que aquele utilizado no método room-and-pillar¹⁵.

Nas minas subterrâneas, ainda que a alteração da paisagem não seja tão drástica quanto na mineração a céu aberto, os custos são muitas vezes proibitivos, encarecendo a energia gerada, devido aos elevados gastos com a logística e operação das minas.

Quando as camadas de carvão são profundas, a mineração exige, além da retirada de material sólido do subsolo, o bombeamento e descarte da água subterrânea, alterando o regime hídrico da área. A consequência desse procedimento pode, muitas vezes, ser o rebaixamento e o alagamento dos terrenos adjacentes na fase de exaustão das minas.

2.7 – Tecnologias de Geração

O carvão mineral é uma das fontes primárias para produção de energia elétrica mais agressivas ao meio ambiente. Ainda que sua extração e posterior utilização na produção de energia gerem benefícios econômicos (como empregos diretos e indiretos, aumento da demanda por bens e serviços na região e aumento da arrecadação tributária), o processo de produção, da extração até a combustão, provoca significativos impactos socioambientais.

A ocupação do solo exigida pela exploração das jazidas, por exemplo, interfere na vida da população, nos recursos hídricos, na flora e fauna locais, ao provocar barulho, poeira e erosão. O transporte gera poluição sonora e afeta o trânsito. O efeito mais severo, porém, provém de sua utilização em centrais termelétricas que requer um tratamento caro e complexo e é caracterizado por emissões pesadas de óxidos de enxofre (SOx), óxidos de nitrogênio (NOx), CO₂ e particulados.

¹⁵ Segundo a WCI (2008), o custo do maquinário utilizado no método longwall pode chegar a US\$ 50 milhões enquanto que o do room-and-pillars, US\$ 5 milhões.

Com as crescentes pressões ambientalistas, principalmente com relação ao efeito estufa e às mudanças climáticas, diversas iniciativas têm sido empreendidas no sentido de reduzir as emissões de gases ou de mitigar seus efeitos.

Para a mineração, as principais medidas adotadas referem-se à recuperação do solo, destinação de resíduos sólidos e negociações com a comunidade local. É com vistas à produção de energia elétrica, porém, que ocorrem os grandes investimentos em P&D (pesquisa e desenvolvimento), focados na redução de impurezas, diminuição de emissões das partículas com nitrogênio e enxofre (NOx e SOx) e redução da emissão de CO₂ por meio da captura e armazenamento de carbono.

A Comissão Européia criou, em 1998, a diretiva “Large Combustion Plants Directive” (LCPD), restringindo as emissões de NOx, SO₂ e material particulado a partir de plantas de geração de eletricidade. Legislação similar foi criada em outros países desenvolvidos, o que motivou o aperfeiçoamento de tecnologias para mitigar a quantidade de emissões de poluentes de plantas a carvão, com apoio de várias agências governamentais. Mais recentemente, as atenções se voltaram para a melhoria da eficiência do uso do carvão com o objetivo de redução das emissões de CO₂ (EPE, 2007).

Nos Estados Unidos vem sendo executado, desde 1985, o “Clean Coal Technology Program”, que tem como objetivo principal o desenvolvimento e a introdução, no mercado norte-americano, de novas tecnologias de aproveitamento do carvão para fins energéticos que permitam a construção de processos mais produtivos, aliados a uma drástica redução da poluição ambiental que tradicionalmente se verifica nessa área de aproveitamento energético. Esse programa tem sua origem fundamentada nos esforços feitos para eliminar o problema das chuvas ácidas e seu desenvolvimento está de acordo com as recomendações do Encontro Diplomático Canadense-Americano sobre Chuva Ácida (EPE, 2007).

As tecnologias limpas de uso do carvão (Clean Coal Technologies) devem ser desenvolvidas, demonstradas e melhoradas para acompanhar a evolução da legislação ambiental, cada vez mais restritiva quanto ao uso do carvão, e para manter a competitividade dessa fonte energética em relação às demais. Em particular, os avanços já obtidos pelo programa americano, em termos tecnológicos e comerciais, sugerem o exame da questão no Brasil tendo em vista a disponibilidade no país de reservas de carvão mineral classificadas como do tipo energético.

As seguintes áreas mereceram maior enfoque no sentido de melhorar as perspectivas de uso de carvão em plantas de geração de energia elétrica (EPE, 2007):

- Tecnologias de redução de emissões de NO_x;
- Tecnologias de redução de emissões de SO₂ (aperfeiçoamento das tecnologias existentes para redução dos custos operacionais e de capital);
- Técnicas de mistura e preparação do carvão para melhorar a qualidade do mesmo;
- Métricas de fluxos de carvão e de técnicas para assegurar uma melhor distribuição nos pontos de injeção do combustível;
- Técnicas de classificação de granulometria de carvão para melhorar a distribuição do combustível na caldeira;
- Sistemas de controle avançado, baseados em redes neurais ou lógica fuzzy, para melhorar o desempenho da caldeira e reduzir emissões;
- Desenvolvimento de materiais avançados que resistam a elevadas temperaturas e pressões;
- Previsões a respeito do impacto da qualidade do carvão nas emissões e no desempenho da combustão.

O desenvolvimento e a aplicação das Clean Coal Technologies deverá conduzir a uma diversidade de opções com emissões baixíssimas de qualquer tipo de poluente. Atualmente, as rotas tecnológicas mais importantes de Clean Coal Technologies são a combustão pulverizada supercrítica, a combustão em leito fluidizado e a gaseificação integrada a ciclo combinado.

Além da busca pela redução de emissões de CO₂, existe um crescente interesse no uso de hidrogênio. A gaseificação, por exemplo, é uma rota tecnológica que permite produzir eletricidade e outros produtos, tais como hidrogênio e produtos químicos.

Nos Estados Unidos, o projeto FutureGen, orçado em US\$ 1bilhão, lançado em 2003, é uma iniciativa do Departamento de Energia Americano – US DOE para demonstrar uma planta de “emissões zero”, com capacidade de 275 MW, que usa carvão como combustível e a tecnologia de gaseificação integrada com ciclo combinado, produzindo hidrogênio e permitindo o seqüestro de carbono (Collot, 2006).

Os projetos desenvolvidos de forma a se obter “emissões zero” são baseados nas técnicas de seqüestro de carbono cujas tecnologias ainda devem ser desenvolvidas e aperfeiçoadas. Acredita-se que testes em plantas de escala comercial sejam possíveis

até 2015. E até 2020, uma primeira planta em escala comercial deverá estar operando (EPE, 2007).

Assim, diversas tecnologias de redução de emissões e associadas aos sistemas de limpeza de gases estão sendo desenvolvidas e aplicadas em termelétricas. Isto, contudo, tem se traduzido em aumento de custos de investimentos.

Em resumo, as principais tecnologias usadas para geração de eletricidade e descritas nos itens a seguir, são:

- Carvão Pulverizado (PCC);
- Usinas Supercríticas e Ultra Supercríticas (Supercritical & Ultra supercritical Power Plant Technologies);
- Combustão em Leito Fluidizado, a Pressão Atmosférica (AFBC) e com Pressurização (PFBC);
- Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC).

Vale ressaltar que a escolha de uma tecnologia não se baseia apenas na eficiência, mas depende de muitos critérios específicos, associados ao tamanho da unidade, ao regime de operação e à legislação ambiental.

Adicionalmente, turbinas a gás somente podem ser operadas com combustíveis livres de cinzas. De modo que, para empregar o carvão como combustível em ciclo combinado, é exigida alguma combinação tecnológica. Dentre as possibilidades, destacam-se a unidade combinada ao processo de gaseificação e ao processo de combustão pulverizada pressurizada.

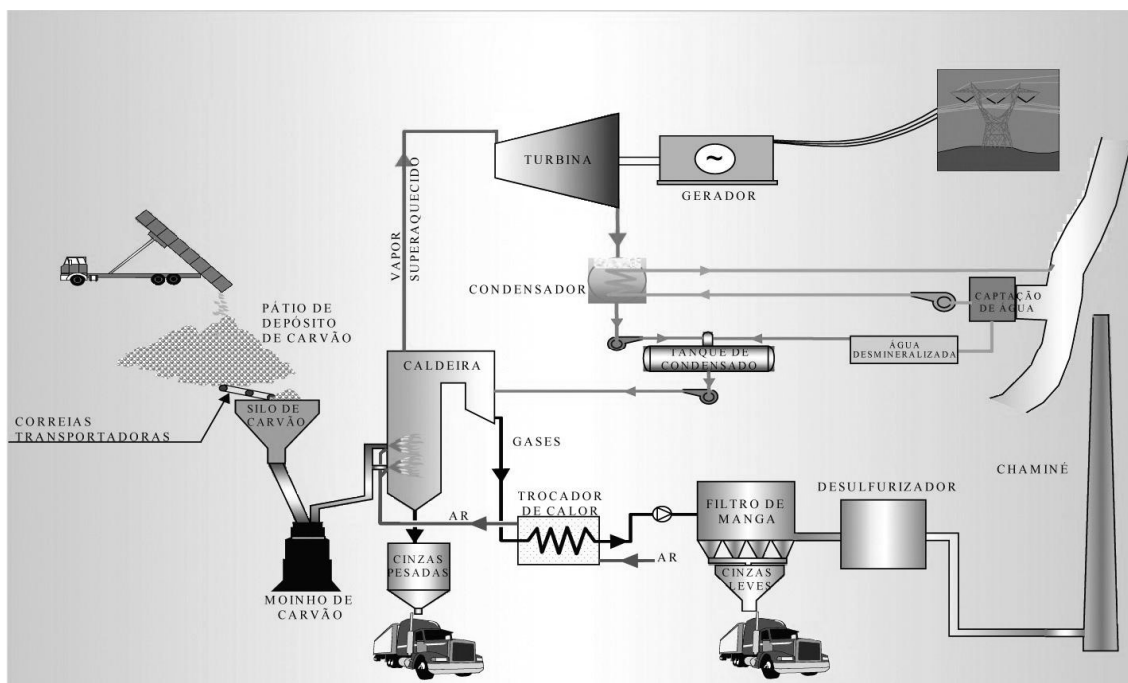
2.7.1 – Carvão Pulverizado (PCC)

A tecnologia de carvão pulverizado, desenvolvida nos anos 20, é a mais difundida e utilizada nas usinas termelétricas em operação, permitindo a queima de carvões de baixa qualidade. Essa tecnologia corresponde a cerca de 90% da capacidade mundial instalada de geração com carvão (IEA, 2009).

O carvão é moído em partículas finas (entre 75 e 300 μm) e injetado, juntamente com ar, numa câmara de combustão onde é queimado, alcançando-se temperaturas da ordem de 1.300 a 1.700 $^{\circ}\text{C}$, dependendo da qualidade do carvão. O calor produzido gera vapor que aciona a turbina a vapor. O tempo de residência das partículas de carvão na caldeira são da ordem de 2 a 5 segundos e essas partículas devem ser

pequenas o suficiente para permitir sua combustão completa (IEA, 2009). Um esquema representativo de seu funcionamento é apresentado na Figura 2.13.

Há duas configurações básicas para esse tipo de caldeira. A primeira é o formato tradicional de passagem dupla (“two-pass layout”) onde há uma fornalha com trocadores de calor em sua parte superior para redução da temperatura do gás de exaustão. Esses gases então voltam a 180° e passam em sentido descendente através de seções de trocadores de calor e economizadores. A outra configuração consiste em uma caldeira em torre (“tower boiler”) onde todas as seções de trocadores de calor são montadas verticalmente uma acima da outra sobre a câmara de combustão.



Fonte: EPE, 2007

Figura 2.13 – Fluxograma simplificado: Carvão Pulverizado.

As unidades PCC podem alimentar turbinas a vapor com potências na faixa de 50 a 1.300 MWe¹⁶. Para se obter vantagens de economia de escala, novas unidades têm sido construídas com potências maiores que 300 MWe, mas raramente ultrapassam 700 MWe (IEA, 2009).

Várias técnicas podem ser utilizadas no aumento da eficiência dessas plantas, dentre as quais podem ser citadas (IEA, 2009):

¹⁶ **MWe** – Mega Watt elétrico. Unidade utilizada para a potência elétrica líquida da turbina que é diferente da potência mecânica em função da eficiência do gerador e das perdas do grupo turbina-gerador.

- Redução do excesso de ar;
- Redução das temperaturas dos gases exaustos na chaminé, recuperando esse calor;
- Aumentando a pressão e temperatura do vapor;
- Utilizando um segundo estágio de reaquecimento;
- Reduzindo a pressão no condensador.

Essas medidas, porém, trazem custos adicionais que deverão ser analisados em termos de seu custo-benefício. As tecnologias de ciclo supercrítico e ultra supercrítico consistem na utilização de maiores temperaturas e pressões na câmara de combustão, permitindo o alcance de maiores eficiências que as usinas PCC convencionais (ciclo subcrítico), conforme apresentado na Tabela 2.7. Todas as usinas brasileiras em operação e em construção usam essa tecnologia em ciclo subcrítico (EPE, 2007).

Tabela 2.8 – Níveis médios de eficiência em plantas PCC.

Planta	Níveis Médios de Eficiência
Baixa Eficiência	29%
Alta Eficiência	39%
Supercrítico	Até 46%
Ultra Supercrítico	50 - 55%

Fonte: WCI, 2007

Existem pesquisas atualmente em andamento de unidades ultra supercríticas com eficiências ainda maiores, até cerca de 50%. Essas pesquisas têm se focado no desenvolvimento de novas ligas metálicas para as tubulações das caldeiras para minimizar as corrosões (WCI, 2007).

Em função das altas temperaturas alcançadas na caldeira, esse processo possui elevado teor de NO_x e quantidade expressiva de material particulado de pequeno diâmetro nos gases de exaustão. Além disso, apresenta risco de fusão das cinzas em função das temperaturas não uniformes na câmara de combustão. Outro fator negativo dessa tecnologia é sua intolerância a carvões com alto teor de inertes e alta umidade, como é o caso da maioria dos carvões encontrados no Brasil.

Segundo EPE (2007), o carvão pulverizado é considerado uma tecnologia de queima limpa quando complementada por sistemas modernos de controle de NO_x, de dessulfurização de gases (FGD) e de remoção de material particulado.

2.7.2 – Combustão em Leito Fluidizado (FBC)

A combustão em leito fluidizado é uma tecnologia flexível de geração elétrica que pode ser utilizada com uma grande variedade de combustíveis, incluindo combustíveis sólidos de baixa qualidade, carvão, biomassa e resíduos em geral. Houve um grande crescimento na geração a carvão utilizando leitos fluidizados no período entre 1985 e 1995, mas ainda representam menos de 2% da capacidade mundial instalada (IEA, 2009).

Conforme dito anteriormente, a combustão em leito fluidizado pode ser à pressão atmosférica (AFBC) ou com pressurização (PFBC). Há ainda uma segunda caracterização dessas tecnologias: leitos circulantes ou leitos borbulhantes.

- AFBC operam em pressões atmosféricas e são as mais utilizadas mundialmente (WCI, 2009). Possuem eficiências similares à PCC em torno de 30 a 40%.
- PFBC operam em pressões elevadas e produzem um fluxo de gás em alta pressão que podem acionar uma turbina a gás, criando um ciclo combinado com eficiência acima de 40%.
- Leitos borbulhantes utilizam baixas velocidades de fluidização de forma que as partículas são mantidas principalmente no leito. Geralmente são utilizados em plantas pequenas (até 25 MWe) oferecendo uma eficiência (leito não pressurizado) em torno de 30%.
- Leitos circulantes utilizam velocidades de fluidização mais altas de forma que as partículas são constantemente mantidas nos gases de exaustão. São utilizados em plantas bem maiores podendo alcançar eficiências acima de 40%¹⁷.

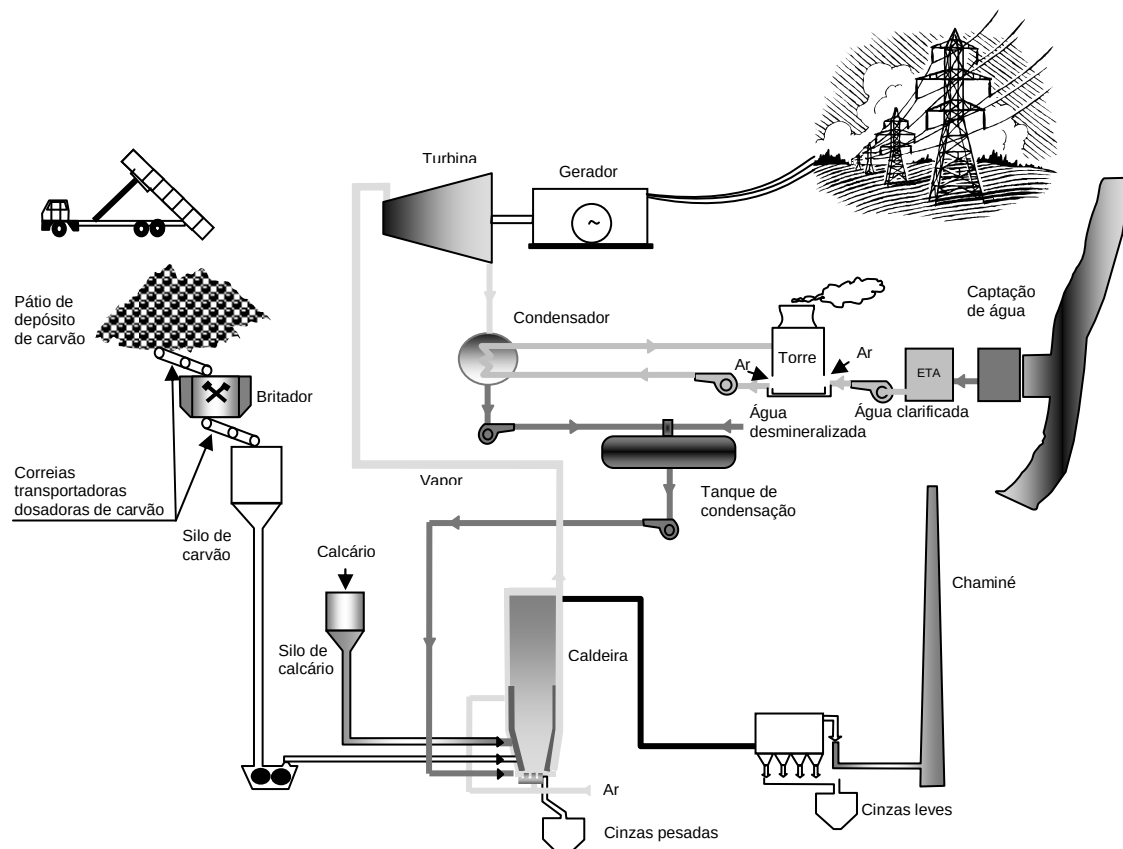
Por meio de um fluxo contínuo de ar, cria-se turbulência numa mistura de material inerte e partículas de carvão (leito). A velocidade do fluxo assegura que as partículas permaneçam em suspensão e em movimento livre, se comportando como um fluido – em outras palavras, o leito se torna “fluidizado”.

Quando o combustível é adicionado ao leito fluidizado quente, a mistura constante promove a rápida transferência de calor e a combustão completa. As altas eficiências

¹⁷ Uma unidade de 460 MW CFBC (Circulating Fluidized Bed Combustor) utilizando ciclo supercrítico está em construção em Lagisza, Polônia com uma eficiência estimada acima de 40% (IEA, 2009).

nas trocas de calor e melhor mistura dos sistemas FBC lhe permitem operar em temperaturas mais baixas que os sistemas PCC.

O calor gerado é recuperado por meio de trocadores de calor e utilizado para gerar vapor tanto para a geração de energia elétrica quanto para o uso industrial. A Figura 2.14 apresenta um esquema desse sistema.



Fonte: EPE, 2007

Figura 2.14 – Esquema simplificado de usina a leito fluidizado a pressão atmosférica.

No leito fluidizado circulante, as partículas passam através da câmara de combustão e, em seguida, em um ciclone de onde as partículas maiores são coletadas e levadas de volta à câmara de combustão. As condições de combustão são relativamente uniformes ao longo do combustor, embora o leito seja mais denso em sua parte inferior.

A grande vantagem no emprego da FBC é a redução na quantidade de emissões de poluentes, sem necessidade de sistemas de equipamentos de dessulfuração e de redução de emissões de NOx. Devido à queima do combustível em temperaturas relativamente mais baixas, a produção de NOx no gás de saída é reduzida (WCI, 2009).

A AFBC caracteriza-se pelo uso de um material absorvente sólido em uma caldeira na qual o ar atmosférico e o combustível são introduzidos para combustão. O material sólido tipicamente empregado é o calcário, que torna possível a remoção de parte do enxofre (na ordem de 50% a 60%) com a consequente formação de gesso.

As caldeiras AFCB se tornaram a escolha tecnológica para queima de combustíveis de baixa qualidade, sendo comumente encontradas na faixa de 250 a 350 MW (EPE, 2007).

Já a combustão em leito fluidizado com pressurização (PFBC) é uma tecnologia que começou a ser comercializada recentemente, com base em uma configuração AFBC em ciclo combinado. É também capaz de queimar combustíveis de baixa qualidade.

O funcionamento do PFBC é bastante semelhante ao da tecnologia AFBC. O carvão é adicionado ao leito fluidizado, juntamente com o absorvente de enxofre, e queimado. O sistema opera com pressões de 12 a 16 bar e temperaturas de aproximadamente 1.250 °C (EPE, 2007). Nas aplicações com ciclo combinado, cerca de 80% da eletricidade é gerado num conjunto convencional de turbina a vapor-gerador. Os gases de exaustão que deixam o combustor sob pressão são filtrados e expandidos numa turbina a gás para a geração adicional de eletricidade. A elevada temperatura de combustão provoca a formação de cinzas que devem ser removidas do gás antes que este entre na turbina. Existe a necessidade de melhorias tecnológicas associadas ao aumento da pureza do gás. Além disso, há problemas operacionais também para a manutenção, remoção de cinzas e na alimentação de combustível.

A eficiência térmica do processo é superior a 40% e o impacto ambiental dessa tecnologia é considerado baixo.

2.7.3 – Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC)

Gaseificação é definida como a reação de combustíveis sólidos com ar, oxigênio, vapor, dióxido de carbono ou uma mistura desses gases em temperaturas acima de 700 °C para a produção de um produto gasoso para ser utilizada como fonte de energia ou como matéria prima para a síntese de químicos, combustíveis líquidos ou outros combustíveis gasosos (Collot, 2006).

A gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC) é uma combinação de duas tecnologias já estabelecidas: a gaseificação do carvão, para a produção do

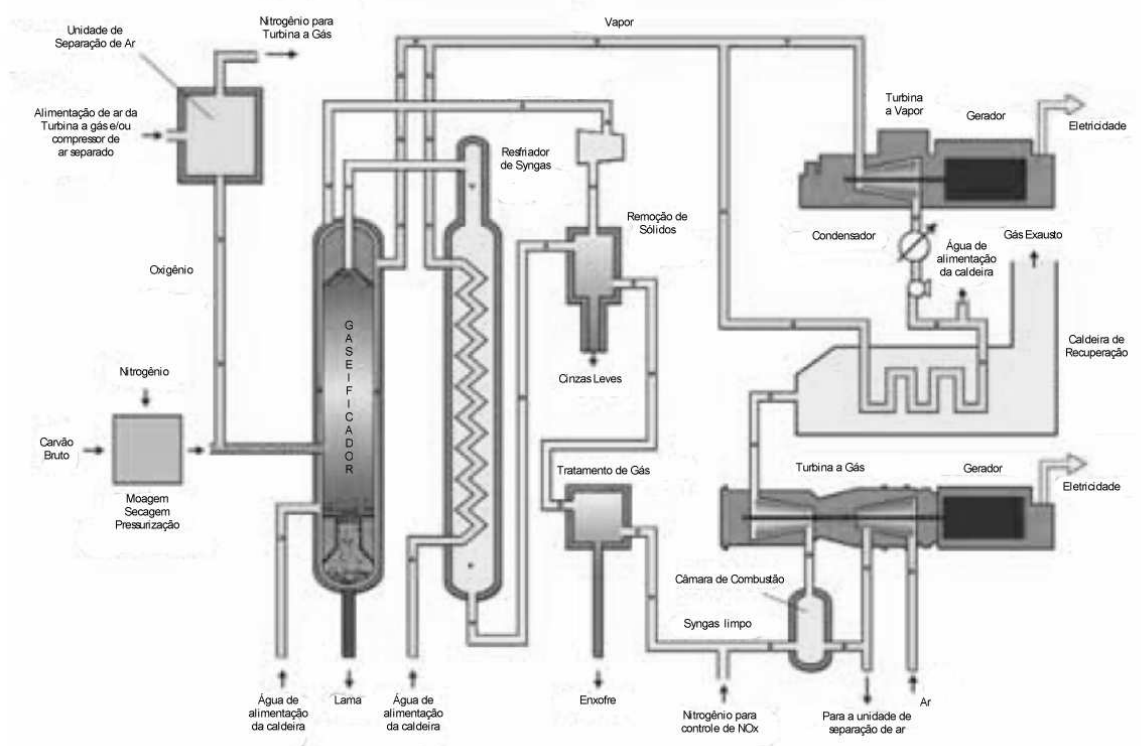
combustível syngas (gás de síntese), e a tecnologia da turbina a gás em ciclo combinado (GTCC) para geração de eletricidade.

Embora todos os tipos de carvão possam ser gaseificados, em termos econômicos, carvões com baixo teor de cinzas são preferíveis (Minchener, 2005). Isso dificulta sua aplicação ao caso brasileiro.

A composição química e o uso futuro do gás de síntese variam de acordo com os seguintes parâmetros (Collot, 2006):

- Composição e qualidade do carvão;
- Preparação do carvão (granulometria);
- Agentes de gaseificação empregados (oxigênio ou ar e/ou água);
- Condições de gaseificação: temperatura, pressão, taxa de aquecimento e tempo de residência no gaseificador;
- Configuração da planta que inclui: sistema de alimentação de carvão (alimentado como pó seco ou como uma lama com água); a forma como o contato entre o combustível e os agentes gaseificadores é feita (geometria de fluxo); se os minerais são removidos como cinzas secas ou cinza fundida (escória); a forma como o calor é produzido e transferido e, finalmente, a forma como o syngas é limpo (remoção de enxofre, remoção de nitrogênio, remoção de outros poluentes).

Nos sistemas IGCC, o carvão não é queimado diretamente, mas aquecido num vaso pressurizado (gaseificador) contendo quantidade controlada de oxigênio (ou ar) e vapor de água. O gás produzido é uma mistura de CO, CO₂, CH₄ e H₂, que é purificada para a retirada de impurezas como o enxofre e queimada numa turbina a gás para gerar energia elétrica. O gás de combustão que sai da turbina, ainda em alta temperatura, é usado num gerador de vapor ligado a um turbogerador convencional. Esta tecnologia, assim como a PFBC, combina turbinas a gás e a vapor (ciclo combinado). Um diagrama esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2.15.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.15 – Esquema do sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado.

Existem três variantes de tecnologia de gaseificação, classificadas pelas configurações do gaseificador de acordo com sua geometria de fluxo¹⁸ (Minchener, 2005):

- Gaseificadores de fluxo arrastado ou leito de arraste (“Entrained flow gasifiers”) – as partículas de carvão pulverizado e os gases fluem concorrentemente em altas velocidades. Estes correspondem ao tipo mais comum de gaseificadores de carvão.
- Gaseificadores em leito fluidizado – as partículas de carvão são suspensas pelo fluxo de gás de forma similar à caldeira FBC.
- Gaseificadores em leito fixo – os gases fluem lentamente para cima através do leito com carvão. Estão disponíveis tecnologias de fluxo concorrente e contracorrente, mas a primeira é mais comum.

Dentre os gaseificadores atualmente em desenvolvimento, o tipo mais adequado para o carvão de alto teor de cinzas é o de leito fluidizado pressurizado sem formação de escória (non-slagging, pressurized fluidized bed). Segundo DOE (2009), esta tecnologia de gaseificação de segunda geração está em demonstração no âmbito do

¹⁸ Para maiores detalhes de cada uma dessas opções, veja Collot (2005).

Programa Tecnologia do Carvão Limpo do Departamento de Energia dos Estados Unidos (Clean Coal Technology Program – US DOE).

Através da adição de uma reação “shift¹⁹”, pode-se produzir mais hidrogênio e o CO pode ser convertido para CO₂ o qual pode ser capturado e armazenado. A eficiência é da ordem de 45%, podendo chegar a 52% nas plantas mais modernas. Além disso, as emissões de CO₂ são 35% menores que em plantas convencionais, e as de NO_x se reduzem em cerca de 90% (EPE, 2007).

Atualmente, existe uma quantidade muito pequena de plantas de IGCC no mundo, comparativamente à quantidade de plantas de carvão pulverizado, por serem mais caras e complexas. Existem plantas operando nos Estados Unidos e na Europa, especialmente na Holanda e na Espanha (EPE, 2007).

A gaseificação pode representar uma das melhores formas de se produzir hidrogênio combustível para suprir veículos e células combustíveis de termelétricas.

Além disso, existe também uma alternativa tecnológica de gaseificação: a gaseificação subterrânea (UCG – Underground Coal Gasification). UCG é um método de injeção de ar ou oxigênio em uma camada de carvão promovendo a gaseificação do carvão *in situ*. Esse processo converte o carvão não minerado em um gás combustível que pode ser levado à superfície para utilização térmica na indústria ou na geração elétrica.

Projetos atuais de UCG são relativamente em pequena escala, mas se esse processo puder ser aplicado de forma viável em larga escala, ele poderá suprir com syngas do carvão grandes plantas de produção de hidrogênio ou mesmo de produção de diesel ou gás natural sintéticos. A tecnologia UCG associada ao CCS é reconhecida como uma rota potencial no abatimento de carbono do carvão (WCI, 2007).

A evolução das tecnologias existentes em direção às tecnologias de emissões zero se traduz na incorporação de sistemas de captura de CO₂ e em aumento de custos de investimento das tecnologias de carvão pulverizado e de IGCC. Esses custos podem se elevar de 56 a 82%, no caso da primeira tecnologia, e de 27 a 50%, no caso da segunda (EPE, 2007).

O IGCC é reconhecido como a opção tecnológica que apresenta as melhores eficiências e menores impactos ambientais na produção de eletricidade a partir do

¹⁹ **Reação “shift”** – adição de vapor entre o resfriador de syngas e o sistema de limpeza de gases.

carvão (Minchener, 2005). Porém, infelizmente essas tecnologias ainda carecem de maior pesquisa e desenvolvimento no sentido de se solucionarem alguns problemas. Dentre esses problemas, destacam-se seus elevados custos e as incertezas relacionadas à sua operação. Além disso, há um interesse crescente nessas tecnologias uma vez que são fonte de hidrogênio e syngas para a indústria química e não apenas a partir do carvão, mas também de outras fontes como a biomassa ou os resíduos sólidos urbanos. Um desafio técnico atual na produção de hidrogênio baseia-se na sua separação do syngas e o sequestro de CO₂.

2.7.4 – Sequestro de Carbono (CCS)²⁰

O seqüestro de carbono consiste na captura das emissões gasosas provenientes das usinas termelétricas a carvão e de sua armazenagem em reservatórios naturais existentes na crosta terrestre.

No futuro a localização das usinas será decidida não só em função do combustível, da disponibilidade da água de resfriamento ou da necessidade de energia, mas também das opções de estocagem de CO₂ (EPE, 2007).

Enquanto as tecnologias de captura de CO₂ são novas para a indústria termelétrica, elas têm sido desenvolvidas nos últimos 60 anos pela indústria de óleo, gás e química, pois se constituem em um componente integral do processamento de gás natural e de muitos processos de gaseificação de carvão na produção de syngas, químicos e combustíveis líquidos (WCI, 2007).

Existem três processos principais de captura de CO₂ para as termelétricas (WCI, 2007):

- **Sistemas de captura pré-combustão** – Convertem o syngas produzido na gaseificação através de uma reação química com vapor em fluxos distintos de CO₂ e hidrogênio. Isso facilita a coleta e a compressão do CO₂ para seu transporte e estoque. O hidrogênio pode ser utilizado na geração elétrica através de uma turbina a gás avançada e/ou através de células combustíveis.
- **Sistemas pós-combustão** – Separam o CO₂ dos gases de exaustão através de processos de absorção química, estando já disponíveis comercialmente na indústria petrolífera. É o processo que se encontra mais próximo à aplicação

²⁰ Para maiores detalhes sobre as tecnologias CCS e seu potencial no Brasil, vide Costa (2009).

em larga escala comercial na geração, mas ainda não se encontra na escala necessária (Collot, 2005). Esse processo, porém, é mais caro uma vez que demanda mais energia para o sistema de captura (Rubin *et al.*, 2007).

- **Combustão Oxyfuel** – Consiste na combustão do carvão em oxigênio puro ao invés do ar para suprir uma turbina a vapor convencional. Ao evitar a introdução de nitrogênio no ciclo de combustão, a quantidade de CO₂ nos gases exaustos é altamente concentrada, tornando-o fácil de capturar e comprimir. Esse sistema pode ser aplicado às tecnologias atuais de geração térmica a carvão a partir de pequenas modificações. Porém, alguns desafios técnicos ainda devem ser resolvidos, o que se encontra ainda na fase de demonstração em pequena escala.

Cada uma dessas opções apresenta suas vantagens. Os sistemas de pós-combustão e combustão oxyfuel podem ser aplicados a plantas de geração existentes. Os sistemas pré-combustão associados ao IGCC é muito mais flexível, permitindo uma maior gama de possibilidades para o carvão tendo, inclusive, um papel importante em uma futura economia baseada no hidrogênio.

Tzimas *et al.* (2007) mostram que, em um sistema de captura pós-combustão, as emissões de NO_x por unidade de energia elétrica gerada aumentam quando comparado a uma planta de geração sem esse sistema de captura. A captura de CO₂ na verdade não aumenta de forma direta a emissão desse gás ácido, pelo contrário, parte do NO_x e do SO₂ será também removido durante a captura do CO₂. Porém, os sistemas de captura pós-combustão demandam quantidades significativas de energia para o seu processo, implicando no aumento das emissões de NO_x (24%) por cada MWh líquido gerado enquanto se observa uma redução de até 99% das emissões de SO₂ quando pelo menos 80% do CO₂ é capturado.

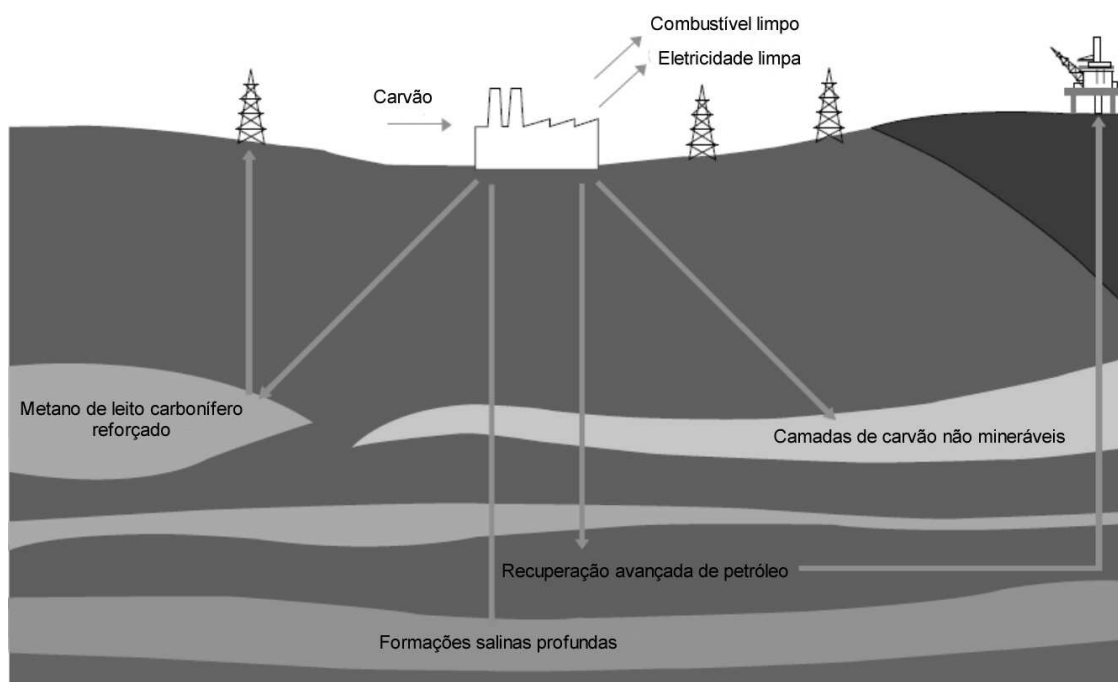
Essas tecnologias, porém, ainda necessitam de grande investimento em pesquisa e desenvolvimento a fim de se tornarem práticas e menos custosas.

O transporte do CO₂, por sua vez, é mais simples e já é transportado em dutos de alta pressão. As tecnologias para o transporte de CO₂ e a segurança ambiental estão bem caracterizadas, não sendo diferentes daquelas utilizadas para o gás natural. O meio de transporte depende da quantidade de CO₂, do terreno e da distância entre o local de captura e o de estocagem. Em geral, dutos são utilizados para grandes volumes e distâncias menores. Em algumas situações ou localidades, o transporte por meio de

navios pode ser mais econômico, principalmente através de grandes distâncias ou além-mar.

Em relação à estocagem, embora haja um número significativo de opções, o armazenamento geológico possui os maiores potenciais. Há três categorias de estruturas geológicas atualmente consideradas para a estocagem de CO₂, as quais se encontram ilustradas na Figura 2.16 (WCI, 2007):

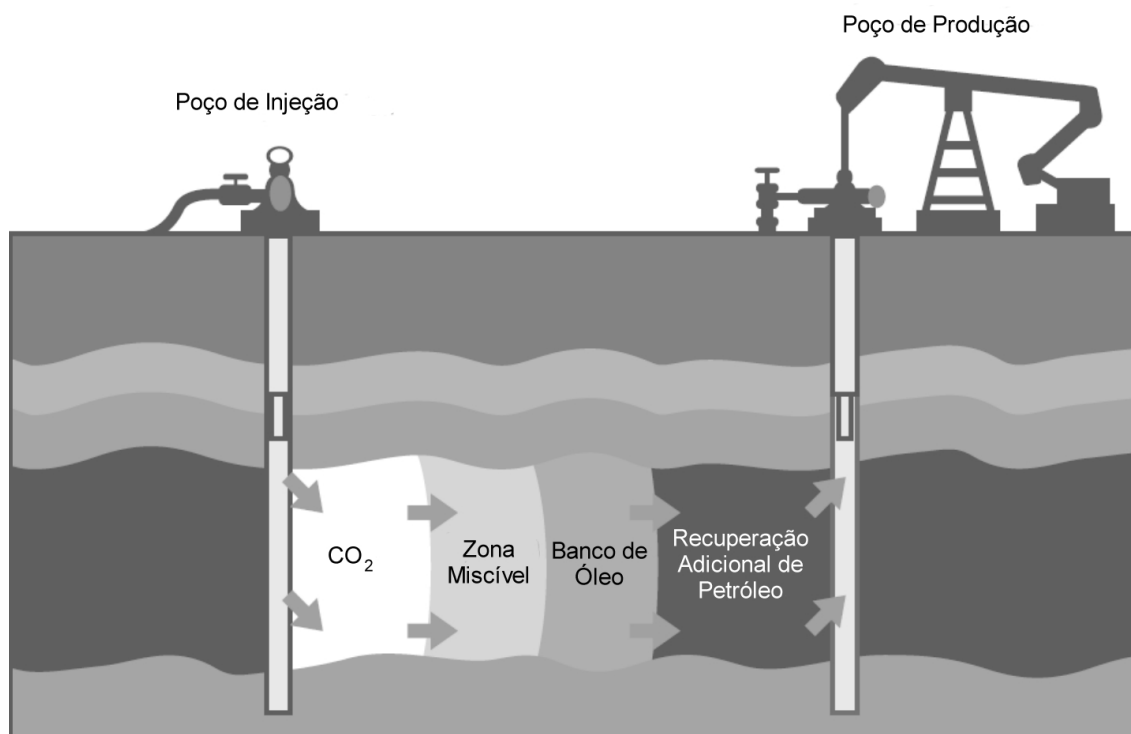
- **Formações salinas profundas** – São formações subterrâneas de rochas reservatório permeáveis tais como arenito, que estão saturadas com água extremamente salgadas (a qual jamais poderia ser usada como água potável) e coberta por uma camada de rocha impermeável que atuam como uma capa seladora. No caso do gás natural e petróleo, é essa capa que os manteve no subsolo por milhões de anos. O CO₂ injetado é contido abaixo dessa capa que, com o tempo, se dissolve na água salina. Acredita-se que esse tipo de estocagem possa ser feito em profundidades abaixo de 800m (WCI, 2007).



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.16 – Opções de estocagem geológica do CO₂

As formações salinas possuem o maior potencial de estocagem, mas são as menos exploradas e pesquisadas dentre as opções geológicas. Porém, atualmente há um número considerável de projetos de estocagem que estão utilizando as formações salinas e têm provado sua viabilidade e seu potencial.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.17 – Recuperação de petróleo através da injeção de CO₂

- **Campos de petróleo e gás exauridos** – São bem explorados e geologicamente bem definidos e têm capacidade comprovada de armazenar hidrocarbonetos ao longo de milhares de anos. Possuem geralmente características favoráveis que minimizam os custos de injeção de CO₂. O CO₂ já é usado pela indústria do petróleo na recuperação de campos maduros. O CO₂, quando injetado em um campo, se mistura com o petróleo cru aumentando seu volume e reduzindo sua viscosidade ajudando, com isso, a manter ou mesmo a aumentar a pressão no reservatório. A combinação desses processos permite uma maior recuperação nos campos de produção, conforme apresentado na Figura 2.17. Em outras situações, o CO₂ não é solúvel no petróleo²¹. Nesse caso, a injeção de CO₂ aumenta a pressão no reservatório aumentando a capacidade de recuperação do campo.
- **Camadas de Carvão** – O CO₂ é absorvido (se acumula) na superfície do carvão *in situ* em preferência a outros gases (como o metano) que são deslocados. A efetividade dessa técnica depende da permeabilidade da camada de carvão. Acredita-se que essa técnica seja mais viável quando aplicada em conjunto com a Recuperação de Metano em Leito Carbonífero

²¹ A solubilidade do CO₂ depende da gravidade específica do petróleo. Fluxo miscível é quando o petróleo é solúvel e imiscível em caso contrário.

Avançada na qual a produção comercial de metano associado é assistida pelo efeito deslocamento do CO₂.

Conforme WCI (2007), a estocagem em formações geológicas representa uma opção segura. Os riscos de vazamento são muito provavelmente²² abaixo de 1% ao longo de 100 anos enquanto são provavelmente²³ abaixo de 1% ao longo de 1000 anos.

Tabela 2.9 – Potencial de estocagem de CO₂ no mundo.

Tipo de Reservatório	Capacidade Estimada de Estocagem (Gt CO ₂)	
	Limite Inferior	Limite Superior
Formações Salinas Profundas	1.000	Incerto, mas possivelmente 10.000
Campos de Petróleo e Gás	675	900
Reservas de Carvão não Mineráveis	3-15	200

Fonte: WCI, 2007

Considerando que as emissões antropogênicas totais de CO₂ estão atualmente em torno de 24 Gt de CO₂ por ano (WCI, 2007), a estocagem geológica apresenta grande potencial, sendo estimado acima de 1.678 Gt CO₂, conforme mostrado na Tabela 2.8. A Figura 2.18 apresenta as localizações dos campos de estocagem atuais e propostas.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.18 – Campos para estocagem de CO₂ no mundo.

²² Muito provavelmente é definido pelo IPCC como uma probabilidade entre 90 e 99% (IPCC, 2009).

²³ Provavelmente é definido pelo IPCC como uma probabilidade entre 66 e 90% (IPCC, 2009).

No Brasil, o estudo do potencial de Armazenamento Geológico não foi feito através de um projeto realizado pelo Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono na Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC-RS (Costa, 2009). Tendo os conhecimentos bem desenvolvidos tanto na área de transporte como injeção de CO₂, surgiu o interesse em pesquisar o potencial de seqüestro geológico de CO₂ no Brasil como um todo. O Projeto citado chama-se CarbMap Brazil (Costa, 2009). Este projeto tem como objetivo principal realizar o cruzamento espacial entre as fontes estacionárias de emissões e as bacias sedimentares que são possíveis reservatórios para o armazenamento de CO₂, e assim analisar o potencial do seqüestro geológico de carbono no Brasil.

A Figura 2.19 mostra as bacias sedimentares brasileiras que seriam possíveis reservatórios para o CO₂. Dentre elas, apenas algumas apresentaram bons potenciais para a aplicação das tecnologias de CCS. Isto quer dizer que ao realizar o cruzamento entre as fontes estacionárias de emissões e os sumidouros, apenas as bacias de Campos, Santos, Solimões, Recôncavo e Paraná apresentaram resultados satisfatórios (Costa, 2009).



Fonte: Costa, 2009

Figura 2.19 – Bacias sedimentares brasileiras.

A Tabela 2.9 resume as capacidades de armazenamento para as Bacias Sedimentares que apresentaram bons resultados nos cruzamentos entre as fontes emissoras e os sumidouros e também nas características do solo, falhas geológicas para a segurança do CO₂ armazenado (Costa, 2009).

Tabela 2.10 – Capacidades de Armazenamento de CO₂ nas bacias sedimentares brasileiras.

Bacia Sedimentar	Capacidade de Armazenamento (Mt CO ₂)		
	Aquíferos Salinos	Campos de Petróleo e Gás	Camadas de Carvão
Solimões	252.000	163*	-
Campos	4.800	1.700**	-
Santos	148.000	167	-
Paraná	462.000	-	200

Fonte: Costa, 2009

Notas: * Na Bacia de Solimões a capacidade de armazenamento estudada é apenas para os campos de gás.

** Esse valor corresponde à capacidade total de armazenamento na Bacia de Campos em que são consideradas as reservas provadas de petróleo e gás.

Esses resultados apresentados na Tabela 2.9 são apenas de quatro bacias sedimentares. O valor total da capacidade de armazenamento brasileira são todos esses valores somados com as capacidades das demais bacias sedimentares brasileiras. Em conclusão, pode-se dizer que o Brasil possui uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 2.000 Gt de CO₂. Sendo que grande parte dessa capacidade está localizada no sudeste e sul, o que torna mais atrativa a utilização desse recurso em UTE's localizadas nessas regiões.

A título de exemplo, a capacidade de geração de 7.000 GW durante 125 anos calculada na seção 2.4 gera, para um fator médio de emissão de 830 g/kWh correspondente à tecnologia SCPC (MIT, 2007), um total de 6,35 Gt de CO₂. Quantidade essa que é facilmente comportada pela bacia do Paraná, conforme indicado na Tabela 2.9.

Os custos de CCS são específicos a cada projeto, dependendo da tecnologia utilizada na planta que produz o CO₂ e da proximidade dessa planta a recursos adequados de estocagem.

O processamento de gás natural, produção de hidrogênio e amônia e algumas formas de gaseificação de carvão já produzem um subproduto com CO₂ concentrado e, portanto, não implicam em custos adicionais na captura. Porém, na geração elétrica que atualmente produz CO₂ diluído nos gases exaustos, os custos adicionais de captura são consideráveis.

Reservatórios de alta capacidade e de alta permeabilidade podem armazenar grandes volumes de CO₂ a partir de poucos poços de injeção e um mínimo de compressão reduzindo, assim, os custos de estocagem. Por outro lado, reservatórios de baixa permeabilidade aumentam o número de poços de injeção necessários bem como a necessidade de compressão, aumentando substancialmente os custos.

Restrito ao acesso a localizações de estocagem adequadas, os custos de captura e compressão correspondem a uma parcela significativa dos custos de CCS para a geração elétrica, fazendo com que a redução desses custos seja, portanto, prioridade. Ao longo da próxima década os custos de captura podem ser reduzidos em 20% a 30% e ainda mais deve ser alcançado pelas novas tecnologias que ainda se encontram em fase de pesquisa ou demonstração (WCI, 2007).

Para plantas localizadas próximas a campos de produção de petróleo e gás, receitas provenientes da utilização do CO₂ na recuperação desses campos podem ser substanciais. Essas técnicas de recuperação de campos petrolíferos podem fornecer um incentivo essencial nessa fase inicial de desenvolvimento do CCS, embora não haja um potencial no longo prazo para absorver parte significativa das emissões projetadas de CO₂ na geração elétrica.

Assim como qualquer tecnologia, os custos de CCS devem se reduzir ao longo do tempo à medida que se adquire maior experiência além de economias de escala, padronizações e sejam obtidos avanços nas tecnologias.

2.8 – Conclusões

O termo “Clean Coal Technologies” (tecnologias limpas de carvão) refere-se ao programa norte americano de desenvolvimento de tecnologias mais eficazes e menos poluidoras. Apesar das tentativas de se criar uma planta de “emissões zero”, isso não se mostra tecnicamente viável uma vez que não é possível capturar todas as emissões de uma usina. Como mostra a Tabela 2.6, muitos dos poluentes ainda são emitidos na atmosfera, mesmo com as mais avançadas tecnologias. Além disso, um esforço nesse sentido implicaria em aumentos significativos nos custos de implantação e operacionais da usina, podendo viabilizar outras fontes de energia menos poluentes.

Entretanto, usinas a carvão com baixos níveis de emissões são possíveis com as tecnologias hoje disponíveis. Exemplo disso é o projeto da USITESC (De Luca, 2001; USITESC, 2009) que busca aproveitar inclusive os rejeitos de carvão produzidos na

lavagem desse mineral na sua preparação para o fornecimento à atual usina Jorge Lacerda, ambas localizadas no sul do Estado de Santa Catarina²⁴.

Cabe ressaltar que, devido às características do carvão brasileiro, a tecnologia CFB apresenta-se mais adequada pois é capaz de processar um combustível de qualidade inferior, além de mostrar-se mais flexível que as demais tecnologias. Por outro lado, a tecnologia IGCC, apesar de apontada como uma das tecnologias de menor impacto ambiental (Sekar *et al.*, 2007), tem seu desempenho fortemente prejudicado por esse tipo de combustível (Rubin *et al.*, 2007).

Esse capítulo apresentou as tecnologias disponíveis no horizonte 2010 a 2030 para a geração elétrica a partir do carvão mineral. No próximo capítulo, será feita uma avaliação comparativa dos custos de geração²⁵ entre algumas dessas tecnologias, buscando responder à questão econômica da preocupação ambiental na geração termelétrica a carvão.

²⁴ Para maiores detalhes sobre o projeto USITESC, vide De Luca (2001) e USITESC (2009).

²⁵ Por questão de limite de escopo dessa dissertação, os custos “imensuráveis” como danos à saúde pública, benefícios sociais tais como empregos e desenvolvimento econômico das regiões, etc., denominados pelos economistas como “*externalidades*”, não serão tratados nesse estudo.

Capítulo III

Avaliação Econômica

3.1 – Introdução

Este capítulo tem como objetivo a avaliação econômico-financeira das opções tecnológicas disponíveis para geração de eletricidade a partir do carvão. Pretende-se, com isso, avaliar a competitividade entre as diversas tecnologias disponíveis citadas no capítulo anterior bem como uma comparação entre a geração a partir do carvão nacional e do carvão importado. A análise aqui apresentada tem como critério o Valor Presente Líquido (VPL).

A análise aqui se trata apenas de uma visão global uma vez que os custos reais de implantação de um projeto dessa natureza envolvem negociações diretas com fornecedores, obtenção de incentivos fiscais, especificidades de cada projeto como distâncias da planta até a fonte de captação d'água para o sistema de resfriamento (água de make up), distância da subestação da usina até o ponto de conexão e o respectivo traçado da linha de transmissão que fará a conexão, logística de transporte do combustível até os silos de alimentação da caldeira, etc. Dessa forma, não se pretende com esse estudo apresentar uma avaliação precisa de projetos dessa natureza, mas sim uma visão geral e comparada da viabilidade das soluções atualmente disponíveis.

O capítulo começa apresentando as características operacionais das usinas térmicas a carvão impostas pelo sistema elétrico brasileiro. Como foi apontado no capítulo anterior, a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidrelétrica, o que traz benefícios, pois permite o suprimento de eletricidade a menores custos (EPE, 2007). Porém, isso implica em dificuldades para os empreendimentos térmicos uma vez que esses passam a operar de forma complementar.

Para uma análise da competitividade entre as diversas tecnologias de geração a partir do carvão, serão relacionadas as tecnologias a serem avaliadas e as estimativas de custo de cada opção. Em seguida, são apresentados de forma simplificada os tributos brasileiros a que uma usina termelétrica a carvão está sujeita e que deverão fazer

parte do modelo de avaliação. Essa questão, como será visto, é de suma importância uma vez que esses tributos possuem um impacto significativo nos custos de geração.

Continuando, será apresentada a metodologia utilizada nesse trabalho onde será detalhado o modelo econômico utilizado nos cálculos. Por se tratar de um estudo, muitas das variáveis contidas nesses cálculos não estão disponíveis de forma precisa, ou seja, não existe um valor único definido. Variáveis como os custos de investimento, preços de combustíveis, custos de operação e manutenção, dentre outros, estão disponíveis na forma estocástica, ou seja, um conjunto de valores e sua respectiva probabilidade de ocorrência. Esses valores, por sua vez, possuem probabilidades de ocorrência correspondentes, o que pode ser descrito matematicamente a partir de uma função de distribuição de probabilidades. Isso, porém, traz dificuldades nos cálculos tornando difícil a análise aqui pretendida. Para isso, será utilizada a metodologia de Monte Carlo, descrita adiante.

É importante se avaliar também para quais dessas variáveis os resultados se mostram mais sensíveis. Essa análise se mostra importante para se determinar quais parâmetros merecem maior esforço na definição de seus valores e quais não implicam em impactos significativos nos resultados finais. A essa análise dá-se o nome de Análise de Sensibilidade.

3.2 – Caracterização Operacional

Num sistema elétrico de base hidráulica, a flexibilidade de aquisição e uso do combustível térmico é uma característica desejável do regime operativo das termelétricas. Além disso, quanto mais flexível for esse regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica, pela apropriação possível do excedente hidráulico em períodos de hidrologia favorável.

De fato, a grosso modo, a lógica econômica impõe que essas usinas devam permanecer praticamente desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as afluências e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Esse regime operacional é denominado complementar.

O desconhecimento prévio de datas, prazos e quantidades de utilização do combustível, resultante desse regime operacional, porém, transfere parte das incertezas do regime hidrológico para a logística de suprimento e manutenção das

usinas térmicas. É justamente a possibilidade de solução adequada do problema logístico, pela estocagem ou aquisição não regular, que faz da geração térmica com base no carvão uma das principais alternativas para a operação em complementação.

A relação entre a geração mínima obrigatória da usina térmica, seja pelo regime contratual de aquisição do combustível, seja pela necessidade de manutenção da operacionalidade dos equipamentos, e sua potência disponível é denominada inflexibilidade, normalmente expresso como um percentual da potência disponível. Essa, por sua vez, é definida, conforme a Nota Técnica EPE-DEE-RE-023/2005-R1 (EPE, 2005) como:

$$P_{Disp} = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (3.1)$$

onde,

- P_{Disp} – Potência disponível média mensal em MW médios
- Pot – Potência instalada da usina em MW
- FC_{max} – É o percentual da potência instalada que a usina consegue gerar continuamente
- $TEIF$ – Corresponde à taxa média de indisponibilidade forçada
- IP – Corresponde à taxa de indisponibilidade programada

No caso da utilização do carvão nacional, também para a viabilização econômica da indústria carvoeira do País, tem-se reconhecido a necessidade de se manter um despacho permanente mínimo entre 40% e 50% da potência instalada, o que, em parte, limita a utilização dessas térmicas em complementação (EPE, 2007).

As interrupções da geração da usina para a manutenção de seus equipamentos, tanto aquelas programadas, quanto as não programadas (forçadas), definem a potência disponível com valores típicos entre 88% e 91% da potência instalada em unidades geradoras de 250 MW e 500 MW (EPE, 2007).

A otimização econômico-energética promovida pela operação das térmicas em regime de complementação e a ordenação do despacho dessas usinas pelo custo operacional (custo variável associado ao custo do combustível e aos custos de operação e manutenção variáveis) levam à definição de dois outros fatores, sendo eles o fator de capacidade médio e o fator de capacidade crítico.

Esses fatores, calculados a partir do poder calorífico do energético, da eficiência do processo de transformação, dos custos variáveis de geração (combustível, operação e manutenção), dos fatores de capacidade mínimo e máximo e do custo marginal de operação do sistema hidrotérmico indicam, respectivamente, a geração média esperada ao longo da vida útil da usina e a geração esperada em período de hidrologia crítica ou desfavorável.

A geração esperada em período crítico determina o valor energético da usina para o sistema elétrico (à semelhança da energia firme ou garantida das usinas hidráulicas) o qual é denominado Garantia Física. A geração média ao longo da vida útil determina os gastos a serem incorridos com a aquisição do combustível.

Em regime de complementação, a maior flexibilidade proporcionada por um baixo fator de capacidade mínimo tende a favorecer economicamente as usinas térmicas de ciclo simples. A menor eficiência dessas usinas é compensada pelo menor investimento exigido.

Alternativamente, a caracterização operacional das térmicas pode ser feita quanto à alocação da geração da usina na curva de carga do sistema ao qual está integrada, em função da maior ou menor capacidade ou economicidade de atendimento às variações diárias da demanda.

As usinas térmicas a carvão são prioritariamente alocadas na base em razão da menor capacidade de tomada de carga. Tipicamente, têm taxa de variação de potência da ordem de 9 MW por minuto, o que as torna pouco propícias ao acompanhamento da curva diária de carga e atendimento à demanda de ponta (EPE, 2007).

A melhoria da confiabilidade elétrica é outro importante benefício que caracteristicamente tem sido associado às usinas térmicas em geral, pela possibilidade de instalação próxima aos centros de carga. No caso das usinas brasileiras a carvão, a necessidade econômica de localização próxima às minas ou às regiões portuárias reduz a importância desse benefício.

3.3 – A Análise Econômica

Segundo Bernstein (1997), a capacidade de definir o que poderá acontecer no futuro e de optar entre várias alternativas é central às sociedades contemporâneas. Escolher

corretamente o melhor investimento entre diversas alternativas é essencial para se garantir o sucesso financeiro de uma empresa.

Damodaran (2002) comenta que os analistas da área financeira utilizam diversos modelos de avaliação de investimentos, dos mais simples aos mais sofisticados. Embora os conceitos e considerações em que se baseiam os modelos de avaliação sejam diferentes, uma grande parte deles trabalha com pelo menos três variáveis essenciais: O fluxo de caixa; o risco e o tempo.

A chave para se obter sucesso em um investimento está em compreender não somente o que são os valores associados a esse investimento, mas sim a fonte desses valores (Damodaran, 2002). Decifrar o comportamento do fluxo de caixa de uma empresa significa conhecer o funcionamento das fontes que geram o fluxo de caixa. Mais importante que saber o comportamento do valor presente de um projeto é saber o comportamento individual dos elementos que compõem o fluxo de caixa desse projeto.

Qualquer projeto de investimento é sempre avaliado em função do fluxo de caixa que ele proporciona, ou seja, pela relação entre os investimentos feitos e as receitas geradas pelo investimento considerado. Por mais complexo que seja o projeto a ser analisado, ele sempre poderá ser representado por um fluxo de caixa.

A avaliação econômica de um projeto é, então, a seleção entre duas ou mais alternativas de investimento. Mesmo que, aparentemente, só exista uma única alternativa, na realidade existe a comparação entre fazer o projeto ou simplesmente manter o *status quo*, ou seja, deixar o capital aplicado onde ele se encontra atualmente.

O objetivo da avaliação econômica aqui apresentada é determinar o menor preço de venda da energia de uma usina térmica a carvão, suficiente para remunerar o capital investido na construção e os custos operacionais da usina (tarifa de equilíbrio) para algumas tecnologias disponíveis para uma usina desse tipo.

3.3.1 – Tecnologias Consideradas

Dado o atual estágio de desenvolvimento das tecnologias de CCS, sua avaliação torna-se uma tarefa complexa já que os custos de investimento e de operação e manutenção dessas tecnologias ainda são incertos e dependem de alguns fatores

como os futuros custos de mitigação de carbono, da legislação que vigorará quanto à emissão de gases de efeito estufa, da disseminação dessas tecnologias no mundo e do próprio desenvolvimento dessas tecnologias²⁶.

Apesar disso, é apontada por Rubin *et al.* (2007) a diferença relativa no investimento considerando a inclusão ou não do sistema de CCS para as tecnologias de carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC) e gaseificação integrada (IGCC). Segundo Rubin *et al.* (2007), a inclusão do CCS implica em um aumento da ordem de 60% no investimento para uma planta SCPC enquanto que, para uma planta IGCC, esse aumento é de aproximadamente 30%.

Em um ensaio comparando algumas tecnologias limpas de carvão, Blyth *et al.* (2007) utilizam o método de Opções Reais²⁷ para avaliar o impacto de uma mudança no cenário internacional de comercialização de créditos de carbono sobre a escolha entre as opções disponíveis dessas tecnologias. Nesse ensaio são consideradas as seguintes tecnologias (Blyth, 2007):

- Carvão pulverizado utilizando o ciclo super crítico (SCPC);
- Usina a gás natural utilizando turbina a gás em ciclo combinado (GTCC);
- SCPC reformada e adaptada para sua utilização com CCS;
- GTCC reformada e adaptada para sua utilização com CCS.

Nesse ensaio, cujos resultados são apresentados no Apêndice D, as seguintes comparações são analisadas:

- SCPC *versus* GTCC;
- SCPC *versus* SCPC + CCS;
- CCGT *versus* GTCC + CCS.

No que tange às tecnologias de combustão (caldeira), serão avaliadas nesse estudo as seguintes opções tecnológicas:

²⁶ Maiores informações sobre essa avaliação das tecnologias CCS poderão ser encontradas em Sekar *et al.* (2007).

²⁷ A teoria de Opções Reais é uma extensão dos métodos tradicionais financeiros, acrescentando de forma explícita a capacidade de modelar o efeito de diferentes fontes de incerteza e contando com a flexibilidade que os administradores geralmente possuem no momento do investimento quando deparados com as incertezas de fluxos de caixa futuros. Desenvolvido originalmente para avaliar financeiramente as opções durante a década de 1970 (Black and Scholes, 1973; Merton, 1973), os economistas perceberam que a avaliação de opções oferece também uma visão considerável na escolha de investimentos.

- Carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC);
- SCPC com sistema de captura de carbono (SCPC + CCS);
- Gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC); e
- IGCC com sistema de captura de carbono (IGCC + CCS).

3.3.2 – Taxa de Desconto

A taxa de desconto é utilizada para o cálculo do fluxo de lucros futuros e pode ser definida como a taxa esperada de retorno, obtida em investimentos similares apresentando riscos equivalentes. A empresa poderia optar por outro investimento de capital e obter um fluxo de lucros diferente ou investir em outro título de rendimento. Assim, a taxa de desconto pode ser considerada como o custo de oportunidade da empresa (Pindyck e Rubinfeld, 2005).

A taxa de desconto geralmente utilizada é o Custo Médio Ponderado de Capital, da sigla em inglês WACC. Estruturado e difundido por Modigliani e Miller (1958, 1963), leva em consideração a estrutura de capital da empresa no cálculo do custo de capital. Segundo os autores, o custo de capital de uma empresa deve ser calculado como uma média ponderada dos custos de capital próprio e de terceiros. Entende-se por capital próprio o patrimônio líquido da empresa e por capital de terceiros as dívidas.

A inclusão de capital de terceiros no patrimônio da empresa, também chamado de alavancagem, não será considerada explicitamente nesse estudo. Isso porque, como o critério para o cálculo da tarifa de equilíbrio é a obtenção de um VPL nulo, as condições de financiamento podem distorcer significativamente os resultados obtidos além de não representar de forma real os custos de geração já que o custo da dívida ou de capital de terceiros está geralmente relacionada aos riscos do projeto. Assim, de forma a simplificar esse estudo, serão considerados como inclusos na taxa de desconto os efeitos de um eventual financiamento do projeto²⁸.

Os riscos do projeto, por sua vez, variam muito para cada projeto. Pode-se citar como riscos relacionados a esse tipo de projeto (Moreira, 2009):

- Risco de *Completion* – Riscos existentes durante a fase pré-operacional do projeto relativos a: (i) *overuns*, ou seja, qualquer desvio orçamentário para maior; (ii) quantificação da produção; (iii) especificação dos produtos; (iv)

²⁸ A taxa de desconto utilizada corresponde ao WACC do projeto onde está previsto a remuneração do capital próprio e o de terceiros (financiamento).

desempenho na fase pré-operacional quanto às metas previstas do estudo de viabilidade; e (v) cumprimento do cronograma físico;

- Risco de preço do produto – Risco de geração insuficiente de caixa por queda no preço do produto. Esse risco pode ser mitigado através de contratos de longo prazo como aqueles celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (os Leilões de Energia promovidos pela ANEEL) que, para usinas termoeletricas, são de 15 anos;
- Risco de incremento nos custos – Ocorre principalmente quanto ao preço dos insumos (combustível, reagentes químicos, etc.);
- Risco cultural – Risco envolvendo questões culturais e religiosas podem afetar o empreendimento. Este risco, às vezes, transcende a questão governamental. Estes riscos são normalmente cobertos por agências de seguros;
- Risco ambiental – Este risco será bastante minimizado com garantias do Governo local quanto à aceitação do empreendimento conforme sua concepção. Porém, exigências posteriores poderão advir de outros organismos internacionais. Além disso, as condições ambientais podem influenciar no desempenho operacional da planta;
- Risco de força maior - Riscos advindos de fatores externos ao empreendimento, cuja previsibilidade não era possível determinar *a priori*. Exemplos: fenômenos da natureza, revoluções, convulsões sociais, etc.;
- Risco de desempenho operacional – A usina pode não apresentar o desempenho inicialmente projetado implicando em um maior consumo de combustível ou não atendimento às condições contratuais de fornecimento de energia (incapacidade de gerar o volume de energia contratada). Contratos com fornecedores em regime *turn key* e garantias de performance operacional devem ser realizadas para atenuar este risco. Estes acordos exigem um pleno domínio tecnológico do processo;
- Risco de descasamento cambial – É fundamental a estruturação do empreendimento com casamento entre as moedas previstas no fluxo de caixa do empreendimento. Quando não são naturalmente possíveis, deverão ser buscadas, em mercado futuro, operações de *hedging*²⁹ para compatibilizá-las;

²⁹ A palavra "*hedge*" pode ser entendida como "proteção". Hedge é uma operação que tem por finalidade proteger o valor de um ativo contra uma possível redução de seu valor numa data futura ou, ainda, assegurar o preço de uma dívida a ser paga no futuro. Esse ativo poderá ser o dólar, uma commodity, um título do governo ou uma ação. Os mercados futuros e de opções possibilitam uma série de operações de hedge. Proteções semelhantes podem ser feitas para reduzir riscos de outros mercados, com taxas de juros, bolsas de valores, contratos agrícolas e outros, dependendo das necessidades da instituição que está à procura do hedge.

- Risco político – Risco de alteração do ambiente legal, oriundo de alterações de legislações que venham a afetar o empreendimento. Acordos governamentais podem imprimir maior segurança, devendo também ser realizadas operações com agências seguradoras;
- Risco de suprimento – poderão existir reduções no suprimento em função de problemas logísticos ou do supridor (como, por exemplo, greve de seus funcionários) ou variações na qualidade do mineral suprido, o que poderá acarretar em redução do desempenho da usina.

Além disso, o custo de capital próprio varia muito entre as empresas. Portanto, para o presente estudo, foram consideradas as taxas de desconto (WACC) de 8%, 10% e 12% (anuais).

3.3.3 – Tributação e Encargos

A tributação considerada nos modelos de avaliação econômico-financeira constitui-se um fator importante, pois se caracteriza como um dos maiores custos de um projeto.

O sistema tributário brasileiro é bastante complexo, envolvendo diversas espécies de tributação (imposto, taxa, contribuição de melhoria, contribuições especiais ou parafiscais e empréstimos compulsórios) e é regido pela Constituição Federal em seus artigos 145 ao 162 e pelo Código Tributário Nacional, Lei nº 5.172 de 25/10/66.

Dentre os diversos tributos existentes, aqueles diretamente aplicáveis ao projeto de uma usina termoeletrica são:

- i. Imposto sobre importação de produtos estrangeiros – II;
- ii. Imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza – IR;
- iii. Imposto sobre produtos industrializados – IPI;
- iv. Contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL;
- v. Contribuição para o programa de integração social – PIS e Contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS;
- vi. Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação – ICMS;
- vii. Imposto sobre serviços de qualquer natureza – ISS

Dentre esses, o II, IPI e ISS não são recolhidos pela usina³⁰, sendo refletidos nos custos dos insumos da usina. Sendo assim, não serão tratados nesse estudo de forma específica, pois se considerará como já inclusos nos custos dos insumos. Além disso, esses tributos não possuem o princípio da não cumulatividade³¹ e, portanto, podem ser tratados de forma inclusa na formação dos custos dos insumos.

No caso do ICMS, apesar de esse tributo ser um tributo não cumulativo, para efeitos de simplicidade, serão considerados os casos em que há diferimento³² desse tributo não havendo, portanto, circunstâncias em que há aproveitamento de créditos de ICMS no projeto, ou seja, não haverá recolhimento de ICMS pela usina e, portanto, todos os valores de ICMS incidentes sobre os insumos serão tidos como custos e já estarão considerados em seus preços de venda.

Assim, os tributos e encargos que serão tratados de forma explícita no modelo de avaliação econômica são:

- Imposto de Renda – regido pelo Regulamento do Imposto de Renda (decreto nº 3.000 de 26/03/1999, artigos 146 a 619), o Imposto de Renda é um tributo federal que incide sobre todos os ganhos e rendimentos de capital, qualquer que seja a denominação que lhes seja dada, independentemente da natureza, da espécie ou da existência de título ou contrato escrito. As pessoas jurídicas podem ser tributadas por uma das seguintes formas: (i) simples; (ii) lucro presumido; (iii) lucro real; ou (iv) lucro arbitrado. A forma aplicável aos casos aqui abordados e que será considerada nesse estudo é o lucro real.

A adoção das demais formas de tributação do imposto de renda não serão consideradas pelo fato de que a receita bruta total de usinas desse tipo geralmente é superior a R\$ 48.000.000,00 (quarenta e oito milhões de reais), caso esse em que será obrigatória a adoção do lucro real (Lei 10.637/2002).

A alíquota do Imposto de Renda é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro real, apurado de conformidade com o Regulamento. A parcela do lucro real que

³⁰ Nesse caso, usina refere-se à empresa (pessoa jurídica) responsável pela termelétrica e os tributos aqui considerados são apenas aqueles relativos à atividade de geração.

³¹ O princípio da não cumulatividade, definido no artigo 153 da Constituição Federal, implica na compensação do que for devido em cada operação (tributo incidente sobre o produto final) com o montante cobrado nas operações anteriores (tributos incidentes sobre os insumos). Dessa forma, o tributo incide apenas sobre o valor agregado aos insumos na produção do produto final.

³² Diferimento refere-se à postergação incondicional do pagamento do tributo para uma etapa posterior, transferindo a responsabilidade do tributo.

exceder ao valor de R\$ 240.000,00 (duzentos e quarenta mil reais) no período de apuração, sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento).

- CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) – De competência da União, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido é aplicada às mesmas normas de apuração estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação, com alíquota de 9%.
- COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) – De competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 7,60%.
- PIS (Contribuição para o Programa de Integração Social) – Também de competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 1,65%.
- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) – É devida à ANEEL pelas concessionárias que produzem, transmitem, distribuem, comercializam energia elétrica. A base de cálculo é o benefício econômico, sendo que o valor devido é deduzido das cotas de Reserva Global de Reversão. A taxa é de 0,5% sobre a receita.
- PDEE (Pesquisa e Desenvolvimento em Energia Elétrica) – Pela lei 9.991, de 24 de julho de 2000, as empresas devem investir anualmente parte de sua receita em projetos de pesquisa e desenvolvimento em energia elétrica. Atualmente, para empresas de geração, o percentual é de 1% da receita operacional líquida anual.

3.3.4 – Premissas Adotadas

Nesse estudo, o fluxo de caixa foi considerado a preços constantes de uma determinada época, ou seja, considera-se que a inflação atua igualmente sobre todos os parâmetros envolvidos (investimentos, custos, receitas). Isto facilita muito os cálculos, porque os efeitos da inflação passam a ser desconsiderados e as taxas de desconto utilizadas são denominadas taxas reais³³.

³³ **Taxa Real** – é a taxa de desconto (ver item 3.3.2) efetiva corrigida pela taxa inflacionária do período da operação.

Investimento

Como os demais empreendimentos energéticos voltados para a geração de energia, os custos para as termelétricas podem classificar-se em (EPE, 2007):

- Custos de investimento (custos associados à formação de capital):
 - o Custos de equipamentos;
 - o Custos de montagem dos equipamentos;
 - o Custos da construção civil;
 - o Outros custos;
 - o Custos indiretos.
- Custos de geração (custos representativos da operação da usina):
 - o Combustível;
 - o Mão de obra:
 - Operação;
 - Manutenção;
 - Administração de pessoal;
 - o Materiais de manutenção;
 - o Produtos consumidos no processo:
 - Água de alimentação e resfriamento;
 - Óleo lubrificante;
 - o Calcário e outros reagentes.
 - o Serviços diversos.

O custo de investimento de um projeto de geração de energia elétrica pode ser decomposto em custo direto (terreno, obras civis, equipamento, montagem e subestação) e custo indireto (canteiro, acampamento e administração). Segundo EPE (2007), 70% do custo de investimento em plantas convencionais a vapor, com utilização de carvão como combustível, são custos diretos, que apresentam a composição apresentada na Tabela 3.1.

Com base nos investimentos apresentados na bibliografia consultada (ver Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007) para as opções tecnológicas aqui estudadas, os valores apresentados na Tabela 3.2 serão utilizados nesse estudo. É importante observar que a bibliografia consultada utiliza moedas em épocas distintas. Para uniformizar esses valores, foi considerada a variação percentual de cada componente dessas usinas conforme os respectivos índices calculados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) na proporção apontada na Tabela 3.1 e a variação cambial do dólar,

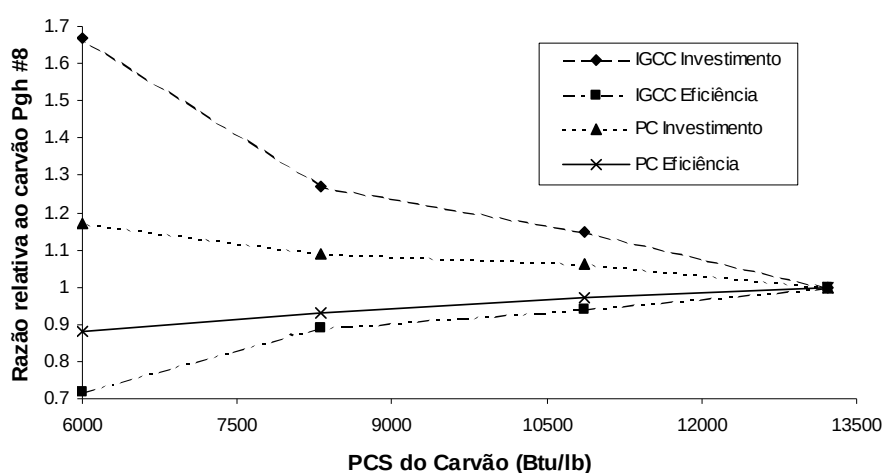
segundo as cotações médias obtidas pelo Banco Central (BCB, 2009). Os índices FGV utilizados foram: Máquinas e Equipamentos; Materiais de Construção; Mão de Obra na Construção Civil e IGP-M.

Tabela 3.1 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica a carvão.

Item de Custo	Participação
Equipamentos eletromecânicos	60%
Caldeira	27%
Turbina	21%
Tubulação e acessórios	6%
Subestação	3%
Outros equipamentos	3%
Montagem dos equipamentos	12%
Construção	21%
Obras civis	15%
Circuito de água	6%
Outros custos	7%
Terreno, benfeitorias	3%
Projeto, organização	4%

Fonte: Lora, 2004.

Além disso, segundo Rubin *et al.* (2007), a qualidade do carvão utilizado nas plantas influencia o valor do investimento e a eficiência alcançada por essa, apresentando maiores impactos sobre plantas que utilizam a tecnologia IGCC. Os carvões de baixa qualidade possuem impacto negativo sobre os custos e a eficiência das plantas devido ao maior fluxo de carvão, maiores fluxos de gases, maiores tamanhos de equipamentos, etc. (Rubin *et al.*, 2007), conforme indicado na Figura 3.1.



Fonte: Rubin *et al.*, 2007.

Nota: Valores relativos aos de uma planta operando com o carvão de Pittsburgh #8 (PCS = 30.840 kJ/kg)

Figura 3.1 – Influência da qualidade do carvão sobre os custos de investimento e eficiência das usinas a carvão.

De forma a quantificar esses efeitos nesse estudo, os valores apresentados na Tabela 3.2 são distintos para cada tipo de carvão que será estudado. Esses valores foram calculados com base em funções obtidas através da regressão dos dados apresentados na Figura 3.1 tendo como parâmetro o poder calorífico superior (PCS) do carvão. Ressalta-se que isso é apenas uma aproximação uma vez que outros fatores como o teor de cinzas e a concentração de enxofre no mineral também influenciam esses custos. Além disso, pode-se obter configurações otimizadas para cada caso específico, o que não foi feito nesse estudo para fins de simplificação.

Tabela 3.2 – Referências para o custo de investimento em plantas térmicas a carvão.

Tecnologia	Custo de Investimento (US\$/kW) com carvão de:		
	Candiota	Cambuí	África do Sul
SCPC	1.915 – 3.167	1.776 – 2.938	1.669 – 2.760
SCPC + CCS	3.081 – 4.149	2.858 – 3.850	2.686 – 3.617
IGCC	2.662 – 4.494	2.052 – 3.465	1.677 – 2.830
IGCC + CCS	3.670 – 5.526	2.829 – 4.260	2.311 – 3.480

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

Importante observar que os investimentos por unidade de capacidade (MW) tendem a diminuir na medida em que o tamanho das plantas aumenta, devido aos ganhos de escala. Outro fator que pode afetar as estimativas do investimento em plantas a carvão é a grande variação dos custos em função das datas em que são estimados. Os custos de usinas térmicas dependem, principalmente, do preço do aço e da demanda de usinas.

No caso brasileiro, ainda se devem considerar outros aspectos, tais como o risco cambial (uma parcela significativa dos equipamentos é importada) e o custo de capital adicional, devido aos fatores de risco. Entende-se que, em um contexto de maior demanda por usinas térmicas a carvão no país, definindo uma escala industrial em um patamar competitivo, os custos unitários de investimento (por kW instalado) e de operação, incluindo-se o de combustível, tenderão a diminuir.

Combustível

O combustível representa um dos fatores de maior peso no custo da energia gerada por centrais termelétricas determinado predominantemente pelo conteúdo energético (em geral, expresso em kcal/kg ou em Btu/lb) e pelo conteúdo de enxofre. No caso do carvão, a quantidade de cinzas tem importância secundária para a formação do preço.

Entre 1990 e 2002, coincidindo com a expansão da oferta e utilização do gás natural para a geração de energia elétrica, os preços internacionais do carvão eram declinantes (EPE, 2007). Esse quadro, porém, aparentemente alterou-se a partir de 2003, assumindo uma trajetória de alta que continua em 2006.

Apesar desse comportamento recente dos preços do carvão, espera-se um quadro de estabilidade face às características geopolíticas desse mineral, quais sejam, grandes reservas localizadas em diversos países no mundo.

Também no Brasil a expectativa é de estabilidade de preços, ainda que influenciados pela demanda de mercado e pelos custos inerentes a cada jazida a ser explorada (EPE, 2007). Adicionalmente, no caso do carvão, o preço do combustível posto na usina é influenciado por diversos fatores, dentre os quais se destacam:

- Natureza da mineração (céu aberto ou subsolo);
- Grau de beneficiamento requerido;
- Distância e meio de transporte;
- Quantidades contratadas (economia de escala);
- Qualidade do carvão.

A Tabela 3.3 apresenta a origem do carvão empregado em cada usina térmica brasileira bem como o preço pago por cada um deles.

Deve-se considerar que, para novos projetos termelétricos, o preço do carvão pode ser bem diferente daqueles apresentados na Tabela 3.3. Novas usinas com carvão nacional deverão continuar sendo locadas na boca da mina, porém com o projeto específico para o tipo de carvão, em alguns casos, sem o necessário beneficiamento.

Para esse estudo foram utilizados os seguintes tipos de carvão (EPE, 2007):

- Carvão nacional (Candiota) com 3.200 kcal/kg, R\$ 40,63/t;
- Carvão nacional (Cambuí) com 4.850 kcal/kg, R\$ 208,49/t;

- Carvão importado (África do Sul) com 6.700 kcal/kg, R\$ 138,00/t.

Tabela 3.3 – Origem e preços do carvão empregado em térmicas brasileiras em maio de 2005.

Usina	Contrato (t/mês)	Mina	Preços (R\$/t)
Presidente Médici	133.333	Candiota	40,63
São Jerônimo	6.500	Leão I	100,06
Jorge Lacerda	200.000	SIECESC	138,68
Charqueadas	28.886	Recreio	68,69
Figueira	6.500	Cambuí	208,49

Fonte: Carvalho, 2005.

As duas primeiras alternativas refletem as situações limite, em termos de preço, hoje observadas no país. A terceira alternativa reflete uma situação hipotética de uso de carvão importado da África do Sul (Richards Bay), a cujo preço FOB foi acrescido um custo de frete de US\$ 8,00/t (EPE, 2007).

Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção das usinas térmicas devem ser classificados em fixos e variáveis. Em adição ao custo do combustível, as parcelas variáveis, dependentes do despacho da usina, são determinantes no cálculo dos fatores de capacidade, como sugerido anteriormente.

No entanto, a diversidade de tecnologias associadas à geração térmica a carvão e, principalmente, a heterogeneidade do próprio combustível e das legislações ambientais, acabam por particularizar esses custos, tanto os fixos quanto os variáveis, dificultando a escolha de valores de referência.

A Tabela 3.4 resume os valores utilizados nesse estudo tendo como base a bibliografia consultada (ver Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006, IEA, 1997; EPE, 2007, Schaeffer, 2000, Tractebel, 2008). Conforme Rubin *et al.* (2007, 2009) e Sekar *et al.* (2007), os custos de O&M para as plantas com sistema de captura de carbono aumentam cerca de 110% em relação à mesma planta sem esse sistema para a tecnologia SCPC e 60% para IGCC. Esses percentuais foram aplicados aos valores de O&M das tecnologias sem o sistema de captura para se obter os respectivos valores com esse sistema. Vale ressaltar que os valores descritos são representativos de usinas que utilizam combustível com menor conteúdo de cinzas e enxofre (carvão importado), o que tende a reduzir os custos de O&M por MWh gerado.

Tabela 3.4 – Custos fixos e variáveis em plantas térmicas a carvão.

Tecnologia	Custo de O&M variável (US\$/MWh)	Custo de O&M fixo (US\$/kW.ano)
SCPC	1,6 – 5,2	33,1 – 43,0
SCPC + CCS	3,4 – 10,9	69,5 – 90,3
IGCC	0,9 – 4,2	35,2 – 70,8
IGCC + CCS	1,4 – 6,7	56,3 – 113,3

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2007, Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006

Custos de Transmissão

A atividade de transmissão de energia elétrica é um monopólio com tarifas reguladas. O pagamento destes custos é realizado por intermédio de tarifas de transmissão, cobrados de geradores e de cargas. Assim, um gerador cuja presença em determinado local representa um impacto ao sistema de transmissão existente estará sujeito a uma tarifa de uso de transmissão elevada, enquanto um gerador localizado em um ponto da rede onde sua presença alivia o uso do sistema estará sujeito a uma tarifa de transmissão baixa. A mesma filosofia prevalece em relação às cargas. Deve-se adicionar ao componente locacional um outro componente denominado selo, que é constante em todos os pontos do sistema. Esta parcela constitui um custo fixo, rateado igualmente entre os usuários de forma a garantir que o valor total da arrecadação com os usuários da rede básica seja igual à receita devida às concessionárias de transmissão pela disponibilização de seus ativos da rede básica (EPE, 2007). Observa-se, no entanto, que tais valores são bastante variáveis, conforme a localização da usina.

Para efeitos de simplificação, como essa tarifa depende da localização da usina, considerou-se nesse estudo um valor fixo de R\$ 2,20/kW.mês para a tarifa de transmissão.

Vida Econômica

A vida econômica de um projeto refere-se ao período de tempo durante o qual o projeto produz resultados econômicos. No caso de projetos industriais, a vida econômica geralmente adotada nos estudos de viabilidade é a vida útil média dos equipamentos. A vida útil estimada em projetos para usinas térmicas vai de 20 a 30 anos, tendo sido encontrados na bibliografia períodos de até 40 anos (Sekar *et al.*, 2007). Vale ressaltar, no entanto, que a operação de usinas térmicas pode ser prolongada por mais 25 a 30 anos, após uma completa avaliação de sua integridade

no final de sua vida útil estimada (EPE, 2007). Na análise aqui apresentada, porém, considerou-se a vida útil de 25 anos sem a extensão desse tempo.

Eficiência

Um fator que está diretamente ligado ao lucro é a eficiência da usina, estando correlacionados de forma diretamente proporcional já que o aumento na eficiência da planta implica em um menor consumo de combustível (que é um custo para a usina) para uma mesma quantidade de energia gerada (que corresponde à receita). Entretanto, é comum se observar variações na eficiência de uma usina em função da carga ou, em outras palavras, em função da potência instantânea gerada. Porém, Bresolin *et al.* (2007) mostram que uma planta a carvão tem sua eficiência térmica, mediante simulações em cargas parciais e em plena carga, dependente apenas de parâmetros da caldeira, não variando, portanto, com a carga.

Conforme discutido antes, a eficiência é uma função do combustível fornecido, além da tecnologia utilizada, conforme apontado por Rubin *et al.* (2007). De forma similar aos custos de investimento, as eficiências informadas na bibliografia consultada foi adaptada de acordo com o tipo de carvão utilizado com base em seu PCI, tendo como resultado os valores apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Eficiência de cada tecnologia.

Tecnologia	Eficiência		
	Candiota	Cambuí	África do Sul
SCPC	34,3% – 34,7%	36,8% – 37,2%	38,7% – 39,1%
SCPC + CCS	24,5% – 26,4%	26,2% – 28,3%	27,6% – 29,8%
IGCC	27,0% – 28,7%	32,4% – 34,4%	36,5% – 38,8%
IGCC + CCS	23,4% – 24,7%	28,0% – 29,5%	31,6% – 33,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

O consumo próprio (cargas internas da usina) varia em função da tecnologia utilizada e da configuração da planta. Nesse estudo, porém, foi considerado um consumo de 8% da potência instalada, independentemente da tecnologia.

Outras Premissas

As demais premissas utilizadas no modelo estão sumarizadas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Premissas gerais utilizadas no modelo de avaliação econômica.

Premissa	Valor
Prazo de implantação SCPC	3 anos
Prazo de implantação IGCC	4 anos
Fator de carga	75%
Custos administrativos	R\$ 2,0 milhões/ano
Seguros	0,4% sobre investimento/ano

Tabela 3.6 (cont.)

Cronograma de desembolso SCPC (invest.)	30% - 40% - 30%
Cronograma de desembolso IGCC (invest.)	20% - 30% - 30% - 20%
PIS/COFINS sobre investimento	9,25%
ICMS sobre investimento	7,0%
Depreciação (obras civis e serviços)	5% a.a.
Depreciação (máquinas e equipamentos)	10% a.a.
Percentual de máquinas e equipamentos	60%
Cotação do Dólar	R\$ 2,20/US\$
Índice deflacionário	4% a.a.
Prazos médios de pagamentos	30 dias
Prazos médios de recebimentos	30 dias

Fonte: Elaboração própria

3.4 – Metodologia

Para o cálculo da tarifa de equilíbrio será utilizado como critério de avaliação o Valor Presente Líquido. Segundo este critério, o investimento só deve ser realizado quando o valor dos fluxos de caixa futuros do investimento for maior que o custo de investimento (Pindyck e Rubinfeld, 2005). A utilidade do critério do VPL é que todo o fluxo de caixa do projeto, incluindo investimentos, receitas e custos, é transformado em um valor monetário que pode ser comparado a outros projetos (Robertson, 1999). O VPL é calculado da seguinte forma:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^T \frac{S_t}{(1+k)^t} \quad (3.2)$$

onde:

- I Investimento
- k Taxa de desconto
- T Vida econômica
- S Fluxo de caixa livre

A equação representa o benefício líquido que será obtido pela empresa como resultado do seu investimento (Pindyck e Rubinfeld, 2005). Assim, o investimento considerado no estudo terá um resultado viável economicamente apenas quando o resultado da equação não for negativo ($VPL \geq 0$). Um VPL nulo indica que o capital investido está sendo remunerado pela taxa mínima de atratividade (a taxa de desconto) sem nenhum ganho econômico adicional.

Para o cálculo da tarifa de equilíbrio será utilizada como critério a obtenção de um VPL nulo considerando-se a operação da usina térmica em plena carga, ou seja, em sua máxima capacidade de geração.

Essa tarifa pode ser expressa como uma tarifa monômia (em R\$/MWh) ou pode ser desagregada numa tarifa binômia equivalente, onde uma parcela representaria o custo anualizado do capital (R\$/kW-ano) e outra parcela representaria o custo variável esperado de geração (R\$/MWh).

Para esse estudo, será calculada a tarifa de equilíbrio, ou seja, a tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, considerados todos os impostos e encargos incidentes sobre a atividade, e sua decomposição em três parcelas: uma parcela que representam os custos fixos (incluindo-se a remuneração do capital investido); uma outra parcela que representam os custos variáveis de operação e, finalmente, uma parcela representando os tributos aqui considerados. A soma das duas primeiras parcelas resulta no custo de produção.

3.4.1 – Modelo de Avaliação Econômico-Financeira

O modelo econômico utilizado nesse estudo é um modelo anual em que os fluxos são considerados em final de período, ou seja, todas as receitas e custos ocorridos em um determinado ano são concentrados no final do respectivo ano.

O modelo possui a configuração apresentada na Tabela 3.7 onde são mostrados os cálculos feitos em cada ano.

Tabela 3.7 – Modelo econômico utilizado nas avaliações.

Receita Bruta Total
(-) PIS/COFINS
(-) PDSE
(-) ICMS
(=) Receita Líquida Total
(-) Custos e Despesas Fixas

- (-) Custos e Despesas Variáveis
- (+) Crédito de PIS sobre Custos
- (=) Lucro Bruto
 - (-) Depreciação
 - (+) Crédito de PIS sobre Depreciação
- (=) Lucro Líquido antes do IR
 - (-) Imposto de Renda/CSLL
- (=) Lucro Líquido
 - (+) Depreciação
 - (-) Investimento
 - (+) Crédito ICMS Investimento
 - (+) Crédito PIS/COFINS Equipamentos
 - (+/-) Variação do Capital de Giro
- (=) Fluxo de Caixa Livre

3.4.2 – *Análise de Sensibilidade*

A análise de sensibilidade tem como objetivo identificar o grau de influência que cada parâmetro exerce sobre os resultados de um modelo. Dentre as forma possíveis, será utilizada nesse trabalho o **Diagrama Tornado**.

Esse diagrama é obtido fixando-se todos os parâmetros exceto um que irá variar dentro de uma faixa percentual pré-definida. Esse passo é repetido para cada parâmetro que se deseja avaliar sua influência sobre o resultado do modelo.

Os resultados dessa análise são traçados em um gráfico de barras horizontais em que o eixo das abscissas representa o impacto de cada parâmetro sobre o resultado. O gráfico é arranjado de forma que as variáveis de maior impacto sejam traçadas na parte superior dando, assim, o formato de um “tornado”.

3.4.3 – *Análise de Risco*

Para se ter uma melhor compreensão da análise de risco é necessária uma melhor compreensão dos termos *risco* e *incerteza*. Aqui esses termos serão utilizados para se referir aos resultados e implicações de algum evento futuro. *Incerteza* irá descrever e se referirá a gama de possíveis resultados enquanto *risco* irá descrever aos ganhos ou perdas potenciais associados a um resultado particular (Murtha, 2008).

A análise de risco consiste em se avaliar as probabilidades de ganhos ou perdas potenciais envolvidos em eventos futuros que possuem alguma medida quantitativa, descrevendo a gama de possíveis resultados e suas respectivas consequências. Normalmente essas análises se baseiam em dados históricos que possam ser

quantificados, porém seu valor exato é incerto. Uma estimativa pobre dessas variáveis traz algumas desvantagens. Sob o ponto de vista do investidor, subestimar pode significar em falta de recursos para as atividades programadas enquanto que superestimar pode representar a perda de oportunidades em outros investimentos.

Para isso, os modelos empregados deixam de utilizar um número e passam a fazê-lo com uma distribuição de probabilidade. Ao restringir o modelo de forma que cada parâmetro assuma um único valor, esse é definido como modelo determinístico. Por outro lado, ao permitir que esses parâmetros sejam representados por variáveis aleatórias ou distribuições de probabilidade, o modelo é conhecido como estocástico ou probabilístico.

O cálculo de modelos estocásticos é uma tarefa complexa sem o auxílio computacional. Para tal, será utilizada a simulação de Monte Carlo que consiste basicamente em escolher um valor aleatório para cada uma das variáveis estocásticas de acordo com sua respectiva probabilidade de ocorrência. Esse processo é repetido diversas vezes enquanto são armazenados os resultados obtidos. Se houver algum tipo de dependência entre as variáveis estocásticas, deve-se ajustar o processo de amostragem de forma que isso seja levado em consideração o que, para esse estudo, não foi necessário. A partir dos resultados obtidos, obtém-se um histograma que mostra a distribuição de probabilidades de ocorrência dos valores de saída do modelo (Murtha, 2008).

Para tanto, é importante obter os parâmetros das funções de distribuição de cada variável, ou seja, tipo de função (normal, log-normal, binomial, triangular, uniforme, etc.), faixa (valores permitidos para cada variável) e outros parâmetros que depende do tipo de distribuição escolhida. Há três formas de se obter isso: dados históricos, princípios fundamentais ou opinião de profissionais experientes. Para serem úteis, os dados históricos devem ser apropriados e, quando isso ocorre, não apenas a faixa de valores deve ser utilizada, mas também o tipo de distribuição de probabilidades e seus parâmetros podem ser obtidos desses dados. Em alguns casos, ao menos o tipo ou formato da distribuição pode ser inferido a partir de princípios básicos.

Além disso, deve-se também definir se há alguma dependência entre essas variáveis e, caso exista, quantificá-la. Para efeitos de simplificação, não foi considerada nesse trabalho nenhum tipo de dependência entre as variáveis.

Tabela 3.8 – Parâmetros e distribuições utilizadas para as variáveis estocásticas.

Variável Estocástica	Distribuição	Parâmetros		
		Mínimo	Mais provável	Máximo
SCPC				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	1.915	2.200	3.167
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	1.776	2.042	2.938
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	1.669	1.918	2.760
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	33,1		43,0
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	1,6		5,2
Eficiência da planta ¹	Uniforme	34,3%		34,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	36,8%		37,2%
Eficiência da planta ³	Uniforme	38,7%		39,1%
SCPC + CCS				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	3.081	3.578	4.149
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.858	3.320	3.850
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	2.686	3.119	3.617
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	69,5		90,3
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	3,4		10,9
Eficiência da planta ¹	Uniforme	24,5%		26,4%
Eficiência da planta ²	Uniforme	26,2%		28,3%
Eficiência da planta ³	Uniforme	27,6%		29,8%
IGCC				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	2.662	3.407	4.494
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.052	2.627	3.465
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	1.677	2.146	2.830
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	35,2		70,8
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	0,9		4,2
Eficiência da planta ¹	Uniforme	27,0%		28,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	32,4%		34,4%
Eficiência da planta ³	Uniforme	36,5%		38,8%
IGCC + CCS				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	3.670	4.514	5.526
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.829	3.480	4.260
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	2.311	2.843	3.480
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	56,3		113,3
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	1,4		6,7
Eficiência da planta ¹	Uniforme	23,4%		24,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	28,0%		29,5%
Eficiência da planta ³	Uniforme	31,6%		33,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

Notas: (1) Operando com carvão de Candiota.

(2) Operando com carvão de Cambuí.

(3) Operando com carvão da África do Sul.

Feretic *et al.* (2005) realizam uma comparação entre a geração elétrica a partir do carvão, gás natural e energia nuclear na Croácia utilizando essa metodologia. Baseando-se nesse estudo, foram utilizadas no presente estudo as mesmas distribuições feitas por Feretic *et al.* (2005) para o caso específico do carvão mineral, as quais estão sumarizadas na Tabela 3.8, onde são apresentados também os parâmetros dessas distribuições.

Os parâmetros aqui possuem as mesmas faixas apresentadas nas Tabelas 3.2, 3.4 e 3.5 e seus valores estão baseados na bibliografia consultada (Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006, IEA, 1997, EPE, 2007, Rubin *et al.*, 2007, 2009, Schaeffer, 2000, Sekar *et al.*, 2007, Tractebel, 2008).

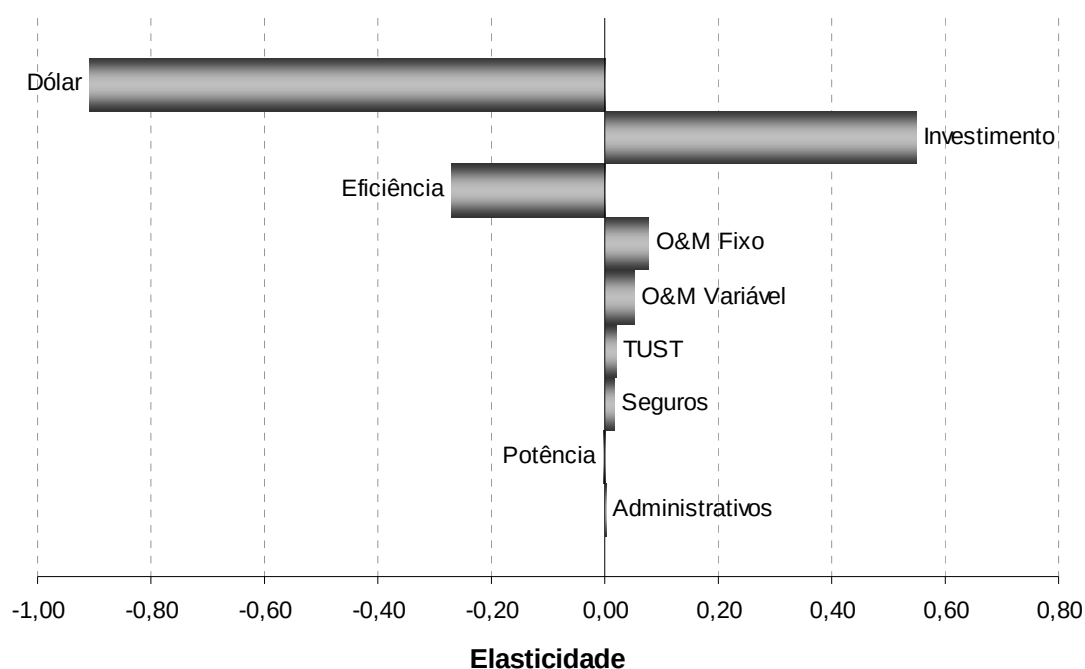
Para a simulação dessas distribuições, foi utilizado o equacionamento apresentado no Apêndice A que requer apenas um gerador de números aleatórios entre 0 e 1.

3.5 – Resultados

3.5.1 – Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade feita para cada tecnologia utilizando o modelo aqui proposto apontou os resultados apresentados no gráfico da Figura 3.2, para o caso da tecnologia SCPC (sem CCS). Como pode ser observado, a variável de maior impacto sobre os resultados é o investimento, seguido da cotação do dólar e da eficiência da planta. As outras variáveis possuem significância reduzida.

O gráfico da Figura 3.2 foi construído a partir das elasticidades obtidas pela razão entre a variação no preço final da energia sobre a variação no valor da respectiva variável. Esses resultados foram obtidos através de uma variação de +/- 10% dessas variáveis, mantendo-se as demais constantes.



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura 3.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.

Uma explicação para esses resultados é dada a seguir:

- Investimento – esse resultado mostra que o investimento possui grande influência sobre os resultados para esse tipo de térmica, ou seja, são projetos de capital intensivo.
- Dólar – essa variável possui grande influência nos resultados devido ao fato de que, nas simulações feitas nesse estudo, todo o investimento foi considerado como importado e, como já visto aqui, o investimento é a variável de maior influência sobre os resultados. A elasticidade apresenta-se negativa devido ao fato de que, como os custos de energia são apresentados em dólar nesse estudo, um aumento na taxa cambial implica em redução dos custos em reais sem alterar a receita (considerada em dólar).
- Eficiência – os custos com combustível representam uma parcela significativa dos resultados, representando, depois do investimento, o principal fator na formação do custo de geração. Porém, sua influência não é tão significativa quanto os investimentos.

Nota-se no gráfico apresentado na Figura 3.2 que a elasticidade do investimento é aproximadamente o dobro do combustível (eficiência), indicando certa similaridade com térmicas nucleares e hidrelétricas em que, apesar dos baixos custos com combustível, requer grandes investimentos. Resultados similares foram obtidos para as demais opções tecnológicas aqui avaliadas, os quais se encontram no Apêndice B.

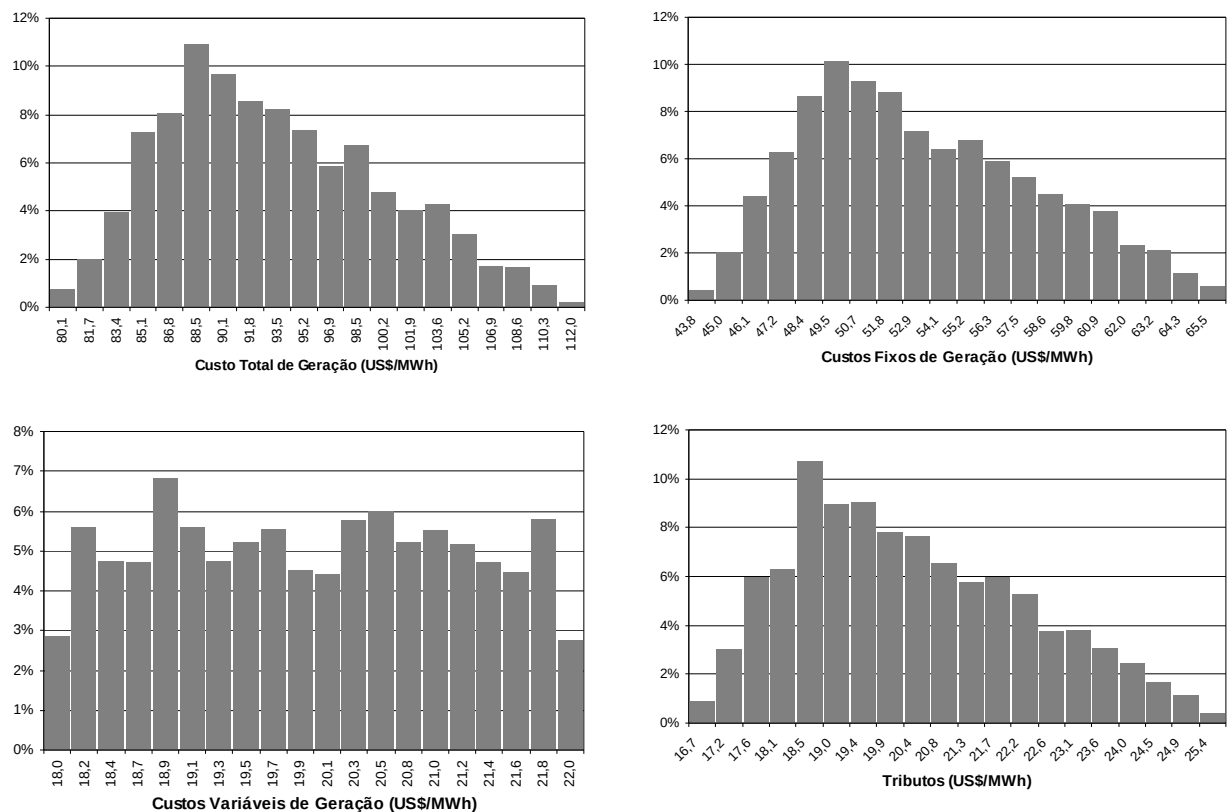
3.5.2 – Análise de Risco e Custos de Geração

A seguir são apresentados os resultados obtidos com as simulações de Monte Carlo utilizando o modelo de avaliação econômica apresentado na seção 3.4.1.

Como o número de gráficos gerados é grande, serão apresentados apenas os gráficos gerados para a taxa de desconto de 8% a.a. e para a mina Candiota. Todos os resultados obtidos estão representados graficamente no Apêndice C. Para as demais simulações, serão apresentados apenas os valores médios e seus respectivos desvios padrões.

Tecnologia SCPC

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.3.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.3 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.9, 3.10, 3.11 e 3.12 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.9 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	92,52 (6,88)	105,49 (8,17)	120,46 (9,83)
	Cambuí	126,80 (6,47)	139,50 (7,91)	152,90 (9,31)
	África do Sul	92,47 (6,18)	104,24 (7,33)	116,99 (8,79)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.10 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	52,59 (4,86)	60,72 (5,63)	70,09 (6,66)
	Cambuí	49,30 (4,50)	57,35 (5,49)	65,68 (6,34)
	África do Sul	46,89 (4,29)	54,33 (5,07)	62,31 (5,97)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.11 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	19,90 (1,16)	19,92 (1,16)	19,94 (1,16)
	Cambuí	54,65 (1,17)	54,65 (1,18)	54,67 (1,19)
	África do Sul	27,02 (1,18)	27,01 (1,18)	26,99 (1,16)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.12 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

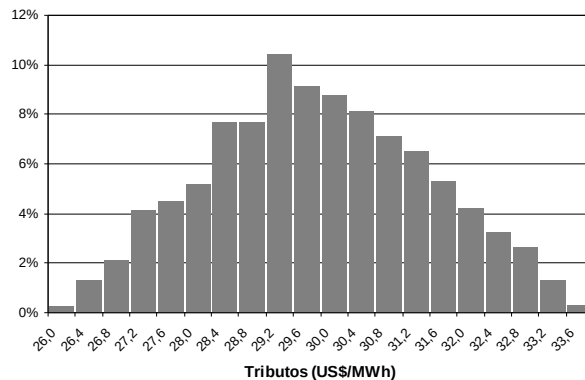
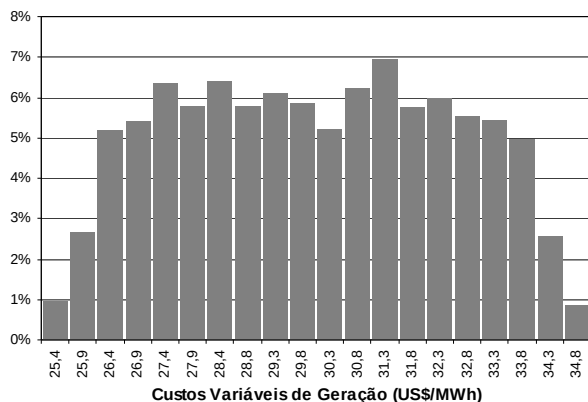
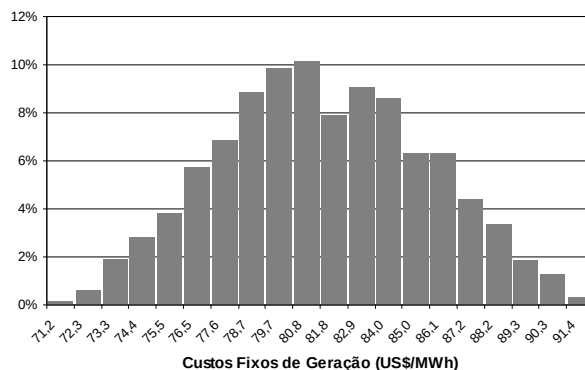
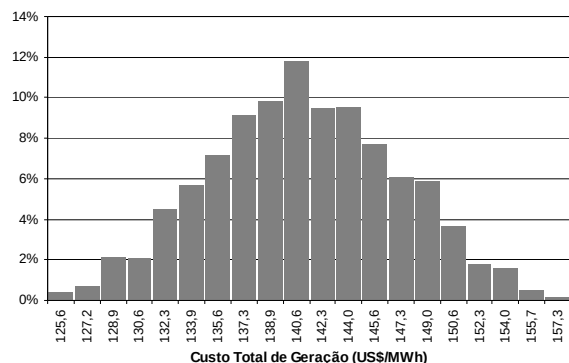
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	20,03 (1,97)	24,85 (2,45)	30,44 (3,07)
	Cambuí	22,84 (1,83)	27,51 (2,39)	32,55 (2,91)
	África do Sul	18,55 (1,74)	22,90 (2,20)	27,69 (2,74)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia SCPC + CCS

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.4.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.4 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.13, 3.14, 3.15 e 3.16 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.13 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	140,24 (6,05)	159,82 (7,15)	181,91 (8,37)
	Cambuí	186,44 (6,10)	205,06 (7,07)	225,15 (8,20)
	África do Sul	139,25 (5,74)	156,70 (6,46)	175,59 (7,63)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.14 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	80,90 (4,04)	93,19 (4,71)	106,98 (5,47)
	Cambuí	76,12 (3,78)	87,93 (4,57)	100,41 (5,30)
	África do Sul	72,49 (3,64)	83,51 (4,24)	95,37 (4,96)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.15 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	29,81 (2,44)	29,86 (2,46)	29,89 (2,47)
	Cambuí	77,10 (2,84)	77,05 (2,89)	77,11 (2,92)
	África do Sul	39,51 (2,52)	39,50 (2,55)	39,43 (2,51)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.16 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

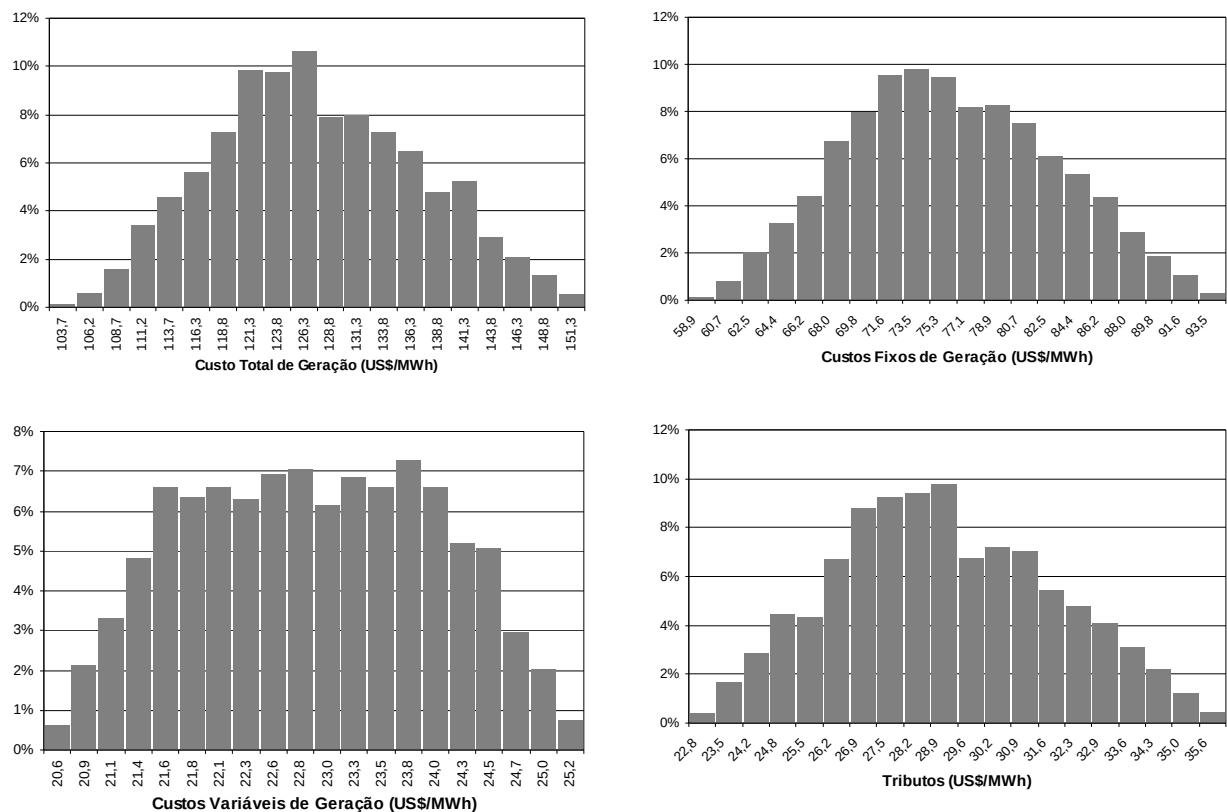
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	29,53 (1,60)	36,78 (2,00)	45,03 (2,49)
	Cambuí	33,22 (1,50)	40,08 (1,96)	47,62 (2,39)
	África do Sul	27,25 (1,43)	33,68 (1,78)	40,80 (2,24)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia IGCC

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.5.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.5 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.17, 3.18, 3.19 e 3.20 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.17 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	126,25 (9,70)	145,07 (11,56)	166,79 (13,76)
	Cambuí	146,33 (7,74)	161,62 (9,42)	177,79 (10,96)
	África do Sul	97,57 (6,30)	109,42 (7,48)	123,12 (8,80)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.18 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	74,88 (6,97)	86,68 (8,11)	100,28 (9,44)
	Cambuí	60,18 (5,49)	69,90 (6,62)	79,95 (7,56)
	África do Sul	51,33 (4,59)	58,75 (5,29)	67,32 (6,08)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.19 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	22,80 (1,11)	22,82 (1,12)	22,83 (1,12)
	CambuÍ	59,23 (1,43)	59,19 (1,46)	59,20 (1,46)
	África do Sul	26,79 (1,13)	26,81 (1,14)	26,83 (1,14)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.20 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

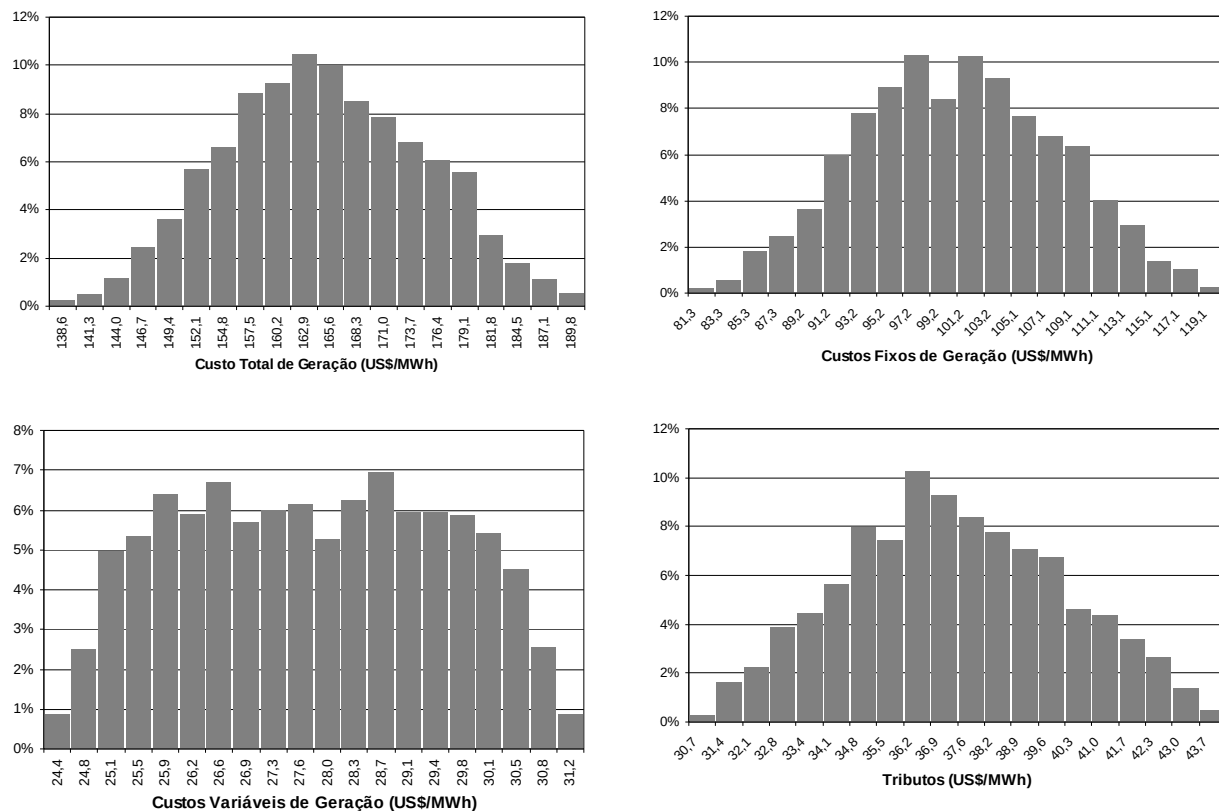
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	28,57 (2,76)	35,57 (3,44)	43,68 (4,30)
	CambuÍ	26,92 (2,14)	32,53 (2,79)	38,64 (3,38)
	África do Sul	19,45 (1,74)	23,86 (2,17)	28,97 (2,70)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia IGCC + CCS

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.6.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.6 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.21, 3.22, 3.23 e 3.24 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.21 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	163,60 (10,07)	188,20 (11,98)	216,29 (14,09)
	Cambuí	184,25 (8,24)	204,02 (9,82)	225,04 (11,49)
	África do Sul	125,79 (7,12)	141,81 (8,11)	159,15 (9,52)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.22 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	99,21 (7,34)	114,64 (8,49)	132,21 (9,74)
	Cambuí	80,18 (5,93)	92,74 (7,01)	105,79 (8,04)
	África do Sul	68,57 (5,22)	78,70 (5,89)	89,56 (6,70)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.23 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	27,62 (1,73)	27,65 (1,75)	27,68 (1,75)
	Cambuí	70,01 (1,96)	69,97 (1,99)	70,01 (2,01)
	África do Sul	32,38 (1,77)	32,37 (1,78)	32,32 (1,76)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.24 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	36,77 (2,78)	45,91 (3,48)	56,40 (4,33)
	Cambuí	34,06 (2,15)	41,32 (2,81)	49,24 (3,44)
	África do Sul	24,84 (1,79)	30,74 (2,24)	37,26 (2,81)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Análise dos Resultados

Podem-se obter algumas conclusões observando os resultados apresentados acima. Primeiramente, cabe observar que os custos de geração (Tabelas 3.9, 3.13, 3.17 e 3.21) são uma composição dos custos fixos de geração (Tabelas 3.10, 3.14, 3.18 e 3.22), dos custos variáveis de geração (Tabelas 3.11, 3.15, 3.19 e 3.23) e dos tributos (Tabelas 3.12, 3.16, 3.20 e 3.24). Os custos fixos e variáveis de geração possuem

comportamentos específicos em função do carvão utilizado e da taxa de mínima atratividade.

Como era de se esperar, a TMA influencia apenas os custos fixos de geração, pois são esses custos que irão remunerar o capital investido. Por outro lado, os custos variáveis não dependem dessa taxa, tendo sua variação em função do carvão utilizado que têm relação direta através da Equação 3.3:

$$C_{comb} = \frac{HR}{PC_{comb}} \cdot P_{comb} \quad (3.3)$$

onde: C_{comb} = Custos variáveis com combustível
HR = Heat Rate (consumo específico da planta)
 PC_{comb} = Poder calorífico do combustível
 P_{comb} = Preço do combustível

Como pode ser observado nessa equação, a variação dos preços de combustível e de seu conteúdo energético medido por seu poder calorífico altera os custos variáveis com combustível que, somado aos custos variáveis de operação e manutenção, constitui os custos variáveis de geração.

A Equação 3.3 ajuda também a explicar outro fato que pode ser observado nos resultados apresentados. Nota-se que os custos variáveis sofrem influência direta da tecnologia utilizada e se apresentam mais baixos na tecnologia SCPC, seguida pelas tecnologias IGCC, IGCC + CCS e, por último, SCPC + CCS. Cabe notar que essa ordem é justamente a ordem decrescente de eficiências médias e, conseqüentemente, a ordem crescente de consumo específico, ou *heat rate*.

Finalmente, outra observação notável nos resultados é que os custos fixos dependem da tecnologia utilizada, aumentando à medida que os custos médios específicos de investimento aumentam, como era de se esperar.

Assim, têm-se dois efeitos contrários que se somam: maiores investimentos em plantas com maiores eficiências *versus* menores investimentos em plantas com menores eficiências. Como foi observado na análise de sensibilidade, o elemento de maior influência sobre o custo total de energia é o investimento. Dessa forma, as usinas que utilizam a tecnologia de carvão pulverizado são aquelas que apresentam os menores custos de geração. E, como é apontado por Rubin *et al.* (2007) e Sekar *et al.* (2007), o emprego de sistemas de captura de carbono aumenta consideravelmente

os custos de geração. Em termos do custo total de geração, esse aumento foi em torno de 50% para SCPC e 30% para IGCC.

3.5.3 – Síntese dos Resultados

A Tabela 3.25 abaixo resume os resultados (valores médios) apresentados na seção anterior.

Tabela 3.25 – Síntese dos resultados das simulações.

Mina: Candiota												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	92,5	52,6	19,9	20,0	105,5	60,7	19,9	24,9	120,5	70,1	19,9	30,4
SCPC+CCS	140,2	80,9	29,8	29,5	159,8	93,2	29,9	36,8	181,9	107,0	29,9	45,0
IGCC	126,3	74,9	22,8	28,6	145,1	86,7	22,8	35,6	166,8	100,3	22,8	43,7
IGCC+CCS	163,6	99,2	27,6	36,8	188,2	114,6	27,7	45,9	216,3	132,2	27,7	56,4
Mina: Cambuí												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	126,8	49,3	54,7	22,8	139,5	57,4	54,7	27,5	152,9	65,7	54,7	32,6
SCPC+CCS	186,4	76,1	77,1	33,2	205,1	87,9	77,1	40,1	225,2	100,4	77,1	47,6
IGCC	146,3	60,2	59,2	26,9	161,6	69,9	59,2	32,5	177,8	80,0	59,2	38,6
IGCC+CCS	184,3	80,2	70,0	34,1	204,0	92,7	70,0	41,3	225,0	105,8	70,0	49,2
Mina: África do Sul												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	92,5	46,9	27,0	18,6	104,2	54,3	27,0	22,9	117,0	62,3	27,0	27,7
SCPC+CCS	139,3	72,5	39,5	27,3	156,7	83,5	39,5	33,7	175,6	95,4	39,4	40,8
IGCC	97,6	51,3	26,8	19,5	109,4	58,8	26,8	23,9	123,1	67,3	26,8	29,0
IGCC+CCS	125,8	68,6	32,4	24,8	141,8	78,7	32,4	30,7	159,2	89,6	32,3	37,3

Fonte: Elaboração própria.

Notas: A = Custo Total de Geração (US\$/MWh)
 B = Custo Fixo de Geração (US\$/MWh)
 C = Custo Variável de Geração (US\$/MWh)
 D = Tributos (US\$/MWh)

A título de comparação, a EPE (2007) calculou os custos de geração de outras fontes, as quais encontram-se resumidas na Tabela 3.26. Nota-se que os custos de geração com carvão calculados pela EPE são da mesma ordem de grandeza que as demais fontes térmicas apresentadas nessa tabela. Cumpre observar que os custos calculados nesse estudo são superiores aos apresentados nessa tabela. O principal motivo disso é o fato de se estar sendo considerado o emprego de tecnologias mais eficientes, implicando, assim, em valores de investimento superiores àqueles adotados pela EPE.

Tabela 3.26 – Custos de geração elétrica (R\$/MWh) para algumas fontes no Brasil, segundo EPE.

Fonte	TMA = 8%	TMA = 10%	TMA = 12%
Nuclear	142,53 – 192,30	163,88 – 230,07	188,07 – 272,88
Óleo Combustível	116,80 – 158,30	125,00 – 174,70	133,80 – 192,30
Óleo Diesel	120,30 – 165,10	129,20 – 182,80	138,70 – 201,80
Gás Natural Ciclo Simples ¹	139,21 – 157,00	141,24 – 163,10	143,42 – 169,62
Gás Natural Ciclo Simples ²	183,41 – 200,27	185,34 – 206,04	187,40 – 212,22
Gás Natural Ciclo Combinado ¹	131,69 – 149,48	135,88 – 157,87	140,41 – 166,92
Gás Natural Ciclo Combinado ²	151,78 – 168,87	155,81 – 176,93	160,16 – 185,63
Carvão Mineral ³	109,51 – 146,18	121,18 – 167,18	134,06 – 190,36
Carvão Mineral ⁴	179,87 – 219,27	192,41 – 241,84	206,24 – 266,74
Carvão Mineral ⁵	123,66 – 161,00	135,54 – 182,38	148,65 – 205,98
Hidrelétrica	68,70 – 114,20	81,80 – 138,80	96,00 – 165,40

Fonte: EPE, 2007.

Notas: (1) Fator de capacidade mínimo de 50%
(2) Fator de capacidade mínimo de 70%
(3) Utilizando carvão da mina de Candiota
(4) Utilizando carvão da mina de Cambuí
(5) Utilizando carvão da África do Sul

Esses resultados indicam que, no curto prazo, a geração termelétrica com carvão não se apresenta competitiva frente às demais fontes de geração quando se utilizam tecnologias mais avançadas que resultam em maiores eficiências e menores impactos ambientais. A introdução de sistemas de captação de carbono acentua ainda mais esse aspecto não devendo, portanto, ser avaliada somente sob o ponto de vista do custo de geração³⁴.

³⁴ Para uma discussão mais detalhada sobre a introdução de sistemas de captura de carbono na geração termelétrica, vide Rubin *et al.* (2007) e Sekar *et al.* (2007).

Capítulo IV

Considerações Finais e Conclusões

Como foi visto, o carvão é o combustível fóssil que possui as maiores reservas mundiais ocorrendo em cerca de 70 países de todos os continentes. Fato esse que lhe atribui uma condição de fonte relativamente segura, por diluir a dependência em relação ao petróleo e ao gás natural. Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo a longo prazo a mais importante reserva energética mundial. É também a principal fonte de geração de energia elétrica no mundo representando cerca de 40% da matriz elétrica mundial. O carvão mineral serviu como principal fonte de energia para a humanidade entre o final do século 19 e a primeira metade do século 20 quando impulsionou a Revolução Industrial. Assim, o carvão mineral desempenhou e deverá continuar a desempenhar um papel importante como fonte primária de energia no mundo.

No Brasil, no entanto, esse energético possui papel inexpressivo na geração elétrica, representando pouco mais de 1,5% da energia gerada. A forte dependência da matriz elétrica brasileira dos recursos hídricos impõe ao sistema a necessidade de um planejamento adequado para a redução dos riscos de suprimento, como ocorreu no ano de 2001 quando o sistema elétrico brasileiro passou por uma crise de abastecimento.

No que tange às questões ambientais, o carvão tem sofrido pressões ambientalistas intensas face às questões voltadas para o aquecimento global. Diante desse quadro, o tema energia demonstra sua importância e mais particularmente a participação do carvão na matriz energética brasileira. É nítida a necessidade de se buscar o desenvolvimento econômico e social sem, contudo, se esquecer do compromisso com as futuras gerações, atendendo, assim, aos preceitos do conceito de desenvolvimento sustentável.

Nesse cenário, foi possível observar um forte progresso da tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais na mineração e queima do carvão, ocorrido nos últimos anos, objetivando-se viabilizar um uso mais intenso do carvão com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na

eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias de “queima limpa” desse energético (Clean Coal Technologies) (DOE, 2009; IEA, 2008).

Além disso, a dificuldade tecnológica das fontes renováveis em aumentar sua participação na matriz energética mundial, faz com que não haja nenhuma perspectiva, mesmo a longo prazo, de dispensar os combustíveis fósseis como base energética da sociedade industrial moderna (DNPM, 2001).

A manutenção dos padrões atuais de produção e consumo de energia é insustentável, o que exige um esforço no sentido de se adotar técnicas mais apropriadas. Somado a isso, países importadores de energia estão cada vez mais preocupados com a segurança energética. O estudo elaborado pela IEA (IEA, 2008) indica que, para que esses critérios de segurança energética e meio ambiente sejam atendidos de forma satisfatória, é necessário realizar uma “*revolução tecnológica*” além de grandes investimentos em novas tecnologias e em pesquisa e desenvolvimento.

O Brasil não possui metas para redução de emissões de gases de efeito estufa, porém isto é uma possibilidade para o período pós-2012. Sendo assim, torna-se importante o estudo de alternativas para reduzir as emissões (Costa, 2009).

O foco do presente estudo foi a análise das perspectivas da geração termelétrica com carvão no Brasil diante desse cenário. Se, por um lado, há a necessidade de se diversificar a matriz elétrica nacional buscando minimizar os riscos de suprimento, além de reduzir a exposição do país aos riscos de suprimento e preços internacionais, há também a preocupação com as questões ambientais que vêm adquirindo importância cada vez maior no cenário mundial.

Foram apresentados no Capítulo I alguns estudos (EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008; EPE, 2008) que tratam das perspectivas futuras energéticas no mundo. Verificou-se que esses estudos apontam para um crescimento da demanda mundial de energia primária onde o carvão apresenta um papel significativo, mesmo para cenários de forte preocupação com as questões ambientais. Nesse sentido, foi apontada a importância das tecnologias de maior eficiência e menor emissão (EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008).

No Brasil, porém, observa-se uma redução da participação do carvão na matriz elétrica nos estudos que abrangem o caso brasileiro. Isso se deve principalmente à grande disponibilidade de energia hidráulica no país, o que faz com que a geração

térmica tenha um papel complementar, garantindo o suprimento em períodos de estiagem. Nesse aspecto, o carvão não é a fonte mais adequada face à sua dificuldade técnica de retomada de carga ou mesmo de acompanhamento da curva de demanda (operação “em pico”).

No segundo capítulo, as tecnologias de geração de energia com carvão disponíveis no horizonte de estudo foram apresentadas, abordando, inclusive, os seus respectivos impactos ambientais. Foi feito também uma breve apresentação das técnicas atuais de mineração de forma a abordar os impactos do carvão desde sua mineração até a disposição final dos resíduos da geração termelétrica. Verificou-se que as tecnologias disponíveis são capazes de reduzir significativamente as emissões gasosas e os impactos causados por esse tipo de geração. Porém, algumas dessas tecnologias (como é o caso dos sistemas de CCS e IGCC) ainda carecem de maior desenvolvimento.

Finalmente, o terceiro capítulo analisou algumas opções tecnológicas quanto à sua viabilidade econômica através do cálculo do custo de geração de cada alternativa. Verificou-se que, no curto prazo, a geração termelétrica com carvão não se apresenta competitiva frente às demais fontes de geração quando se utilizam tecnologias mais avançadas que resultam em maiores eficiências e menores impactos ambientais. A introdução de sistemas de captação de carbono acentua ainda mais esse aspecto não devendo, portanto, ser avaliada somente sob o ponto de vista do custo de geração.

Por outro lado, a possibilidade de se introduzir posteriormente o sistema CCS minimiza os riscos de uma legislação mais restritiva no futuro. Nesse aspecto, a tecnologia IGCC apresenta melhores vantagens, pois, conforme apontado por Rubin (2007), a introdução do sistema CCS a uma planta que utiliza essa tecnologia implica em um aumento de 30% no seu custo de investimento enquanto que, para uma planta utilizando a tecnologia SCPC, esse aumento é da ordem de 60%.

Diante isso, é de se esperar que, no horizonte desse estudo, o carvão não venha adquirir uma representação maior na matriz elétrica. Apesar disso, o carvão não perde sua importância no cenário nacional desde que haja uma maior preocupação com a questão da segurança energética, já que, mesmo para o carvão importado, esse energético é o que apresenta as maiores reservas frente aos demais energéticos e possui vantagens quanto à distribuição mundial dessas reservas. Assim, um possível cenário em que o carvão adquira uma maior importância é aquele em que se observa

um esgotamento do potencial hídrico onde, nesse caso, a geração térmica com carvão assumiria o papel de geração em base.

Sob o aspecto técnico, as características do carvão nacional devem trazer inicialmente alguma dificuldade na implantação do IGCC, o que exigiria maior esforço no desenvolvimento de tecnologias específicas para carvões de baixa qualidade como o brasileiro ou o indiano.

Uma questão importante é que todos os custos aqui apresentados são aproximados. Assim, para calcular o custo real de cada projeto relacionado à térmica com carvão devem ser feitas análises específicas levando em consideração todos os aspectos particulares de cada projeto. Aspectos como: negociações diretas com fornecedores, obtenção de incentivos fiscais, especificidades de cada projeto como distâncias da planta até a fonte de captação d'água, distância da subestação da usina até o ponto de conexão e o respectivo traçado da linha de transmissão que fará a conexão, logística de transporte do combustível até os silos de alimentação da caldeira, etc.

Essa dissertação não avaliou as consequências de se introduzir no país a geração térmica com cada uma das opções tecnológicas aqui discutidas. Portanto, uma ideia para um futuro estudo seria a realização de uma simulação dessas opções tecnológicas no país, inclusive avaliando-se a utilização do carvão nacional e importado.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, M. R., SAVI, E. M. de S., 2006, **Project Finance: Uma Sistematização dos Métodos Financeiros para Avaliar as Estruturas de Financiamento**, XXVI ENEGEP – 9 a 11 de outubro, Fortaleza.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília. Disponível em:
<www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm>.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>. Acesso em: 12 fev. 2009.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Informações Técnicas: Eficiência Energética**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=27&idPerfil=2>. Acesso em: 14 mai. 2009.
- BABBITT, Callie W.; LINDNER, Angela S., 2005, “A life cycle inventory of coal used for electricity production in Florida”, **Journal of Cleaner Production** v. 13, n. 9 (Jul), pp. 903-912.
- BCB - Banco Central do Brasil, 2008, **Focus – Relatório de Mercado**, Disponível em: <www4.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>. Acesso em: 26 mai. 2009.
- BCB - Banco Central do Brasil, 2009, **Focus – Relatório de Mercado**, Disponível em: <www4.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>. Acesso em: 26 mai. 2009.
- BERGERSON, J.A., LAVE, L.B., 2007, “Baseload Coal Investment Decisions under Uncertain Carbon Legislation”, **Environmental Science & Technology** v. 41, n. 10, pp. 3431-3436.
- BERNSTEIN, Peter L., 1997, **Desafio aos Deuses: A Fascinante História do Risco**. 2 ed. Editora Campus.
- BLACK, F., SCHOLES, M., 1973, “The Pricing of Options and Corporate Liabilities”, **Journal of Political Economy** I v. 81, pp. 637–659.

- BLYTH, William, BRADLEY, Richard, BUNN, Derek, *et al.*, 2007, "Investment Risks Under Uncertain Climate Change Policy", **Energy Policy** v. 35, n. 11 (Nov), pp. 5766-5773.
- BP – British Petroleum, 2008, **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- BRESOLIN, Cirilo S., DA COSTA, Joao C. Diniz, RUDOLPH, Victor, *et al.*, 2007, "Fourier Transform Method for Sensitivity Analysis in Coal Fired Power Plant", **Energy Conversion and Management** v. 48, n. 10 (Out), pp. 2699-2707.
- CARVALHO, C. H. B., 2005, **Oportunidades de Negócios no Setor Elétrico com o Uso do Carvão Mineral Nacional** In: Apresentação. Ministério de Minas e Energia.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **Leilões de Energia Nova**, Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. **Qualidade do Ar**. Disponível em: <http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/ar_saude.asp>. Acesso em: 20 fev. 2009.
- COLLOT, Anne-Gaëlle., 2006, "Matching Gasification Technologies to Coal Properties", **International Journal of Coal Geology** v. 65, pp. 191-212.
- CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, Resolução CONAMA nº 01 de 23 de janeiro de 1986, Artigo 1º.
- COSTA, Isabella V.L., 2009, **Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- DAMODARAN, Aswath, 2002, **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**. 2 ed. Editora John Wiley & Sons.
- DE LUCA, Francisco J., 2001, **Modelo Cluster Eco-Industrial de Desenvolvimento Regional: O Pólo da Mineração do Carvão no Sul de Santa Catarina**, Dissertação de D.Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, 2001, **Balanço Mineral Brasileiro**, Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 16 mai. 2009.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, 2006, “Parte III – Estatística por Substâncias” In: **Anuário Mineral Brasileiro**, Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 16 mai. 2009.

DOE – U.S. Department of Energy, **Clean Coal Technology & The Clean Coal Power Initiative**, Disponível em: <www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/cleancoal/>. Acesso em: 18 mai. 2009

DURAND, D., 1952, “Cost of Debt and Equity Funds for Business: Trends and Problems of Measurement”. **Conference on Research on Business Finance**, New York, USA.

EIA - Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2008, **International Energy Outlook 2008**. Disponível em: <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo>. Acesso em: 18 mai. 2009.

ELETROBRAS, **PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica**, Disponível em: <www.procel.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2009.

ELETROBRAS, **PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**, Disponível em: <www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo** Nota Técnica EPE-DEE-RE-023/2005-R1. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, “Projeções” In: **Plano Nacional de Energia 2030**, Capítulo 2, Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, “Geração Termelétrica - Carvão Mineral” In: **Plano Nacional de Energia 2030**, Capítulo 6, Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br>

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **Projeções da Demanda de Energia Elétrica para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional**, Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPRI – Electric Power Research Institute, 2002, **Atmospheric Fluidized-Bed Combustion Guidebook – 2002 Update**. California, EUA.

EPRI – Electric Power Research Institute, 2006, **Updated Cost and Performance Estimates for Clean Coal Technologies including CO2 Capture – 2004**. California, EUA.

Ernst & Young Brasil, 2008, **Brasil Sustentável – Desafios do Mercado de Energia**.

FERETIC, Danilo; TOMSIC, Zeljko, 2005, “Probabilistic Analysis of Electrical Energy Costs Comparing: Production Costs for Gas, Coal and Nuclear Power Plants”, **Energy Policy** v. 33, n. 1 (Jan), pp. 5-13.

FMI – Fundo Monetário Internacional, 2009, **World Economic Outlook 2009: Crisis and Recovery**. Disponível em: <www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/index.htm>. Acesso em: 20 mai. 2009.

FWC – Foster Wheeler Corporation, **The Global Power Group**, Disponível em: <www.fwc.com>. Acesso em: 18 mai. 2009.

IAEA – International Atomic Energy Agency, 2006, **Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development**. 1 ed. Austria, IAEA.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, **Instrução Normativa nº 7**, 13 de abril de 2009.

IEA – International Energy Agency, 1997, **Energy Technologies for the 21st Century**, Disponível em: <www.iea.org/techno/index.htm>.

IEA – International Energy Agency, 2003, **Energy to 2050 – Scenarios for a Sustainable Future**.

IEA – International Energy Agency, 2006, **World Energy Outlook 2006**. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org>

IEA – International Energy Agency, 2008, **Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050**.

IEA – International Energy Agency, 2008, **World Energy Outlook 2008**. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org>

IEA – International Energy Agency - Clean Coal Centre. Disponível em: <www.iea-coal.co.uk>. Acesso em: 18 fev. 2009.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, **Eficiência Energética**. Disponível em: <www.inmetro.gov.br/qualidade/eficiencia.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, **Programa Brasileiro de Etiquetagem**. Disponível em: <www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponível em: <www.ipcc.ch>. Acesso em: 18 fev. 2009.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007, **Sumário para os Formuladores de Políticas: Contribuição do Grupo de Trabalho II ao Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima**, Disponível em: <www.mct.gov.br/clima> (versão traduzida para o português).

LORA, E. E. S; DO NASCIMENTO, M. A. R., 2004, **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto, Operação**. 1 e 2 Vols. Editora Interciência.

MERTON, R., 1973, “The Theory of Rational Option Pricing”, **Journal of Economic Management Science** v. 4, pp. 141–183.

MINCHENER, Andrew J., 2005, **Coal Gasification for Advanced Power Generation**.

MIT – Massachusetts Institute of Technology, 2007, **The Future of Coal: Options for a Carbon-Constrained World**. 1 ed.

- MME – Ministério de Minas e Energia, **CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural**. Disponível em: <www.conpet.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2009
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H., 1958, “The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment”, **American Economic Review**, v. 48, pp. 261-297.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H., 1963, “Corporate Income Taxes and Cost of Capital: A Correction”, **American Economic Review**, v. 53, pp. 433-443.
- MONTEIRO, Kathia Vasconcelos (Coord.), 2004, **Carvão: O Combustível de Ontem**. 1 ed. Porto Alegre, Núcleo Amigos da Terra Brasil.
- MOREIRA, H. Cabral, 1999, **Project Finance**, In: Palestra ministrada para os alunos do Curso de Avaliação de Empresas e Projetos da EPGE/FGV-RIO, BNDES.
- MURTHA, James A., 2008, **Decisions Involving Uncertainty: An @RISK Tutorial for the Petroleum Industry**. 1 ed. EUA, Palisade Corporation.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Histórico da Operação**. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 20 fev. 2009.
- PAC - Programa de Aceleração do Crescimento – Disponível em: <www.brasil.gov.br/pac>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A., **Gás Chega de Navio ao Brasil**, Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- RUBIN, Eduard S., YEH, Sonia, ANTES, Matt, *et al.*, 2007, “Use of Experience Curves to Estimate the Future Cost of Power Plants with CO₂ Capture” In: **International Journal of Greenhouse Gas Control I**, pp. 188-197. Disponível em: <www.sciencedirect.com>
- RUBIN, Eduard S., CHEN, Chao, RAO, Anand, B., 2007, “Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage”, **Energy Policy** v. 35, n. 4 (Abr), pp. 4444-4454.
- RUBIN, Eduard S., CHEN, Chao, 2009, “CO₂ Control Technology Effects on IGCC Plant Performance and Cost”, **Energy Policy** v. 37, pp. 915-924.

SCHAEFFER, Roberto, SZKLO, Alexandre Salem, LOGAN, Jeffrey, *et al.*, 2000, **Developing Countries & Global Climate Change - Electric Power Options in Brazil**.

SEKAR, Ram C., PARSONS, John E., HERZOG, Howard J., *et al.*, 2007, "Future Carbon Regulations and Current Investments in Alternative Coal-Fired Power Plant Technologies", **Energy Policy** v. 35, n. 2 (Fev), pp. 1064-1074.

SINGH, D., CROISET, E., DOUGLAS, P.L., *et al.*, 2003, "Techno-Economic Study of CO₂ Capture from an Existing Coal-Fired Power Plant: MEA Scrubbing Vs. O₂/CO₂ Recycle Combustion", **Energy Conversion and Management** v. 44, n.19 (Nov), pp. 3073-3091.

SPEIGHT, James G., 2005, **Handbook of Coal Analysis**. 1 ed. John Wiley and Sons.

TEIXEIRA, Elba Calesso; PIRES, Marçal José Rodrigues (Coord.), 2002, **Meio Ambiente e carvão: impactos da exploração e utilização**. Porto Alegre, FINEP/CAPES/PADCT/GTM/ PUCRS/UFSC/FEPAM (Cadernos de Planejamento e Gestão, 2).

Tractebel Energia, 2008, **Geração Termelétrica a Carvão – Desenvolvimento de Novos Projetos**.

TZIMAS, Evangelos, MERCIER, Arnaud, CORMOS, Calin-Cristian, *et al.* "Trade-off in Emissions of Acid Gas Pollutants and of Carbon Dioxide in Fossil Fuel Power Plants with Carbon Capture", **Energy Policy** v. 35, n. 8 (Ago), pp. 3991-3998.

USITESC – Usina Termelétrica Sul Catarinense S.A. Disponível em: <www.carboniferacriciuma.com.br/site/ped/usitesc> e <www.carboniferametropolitana.com.br/usitesc.htm>. Acesso em: 14 mai. 2009.

WCI – World Coal Institute, 2007, **Coal Meeting the Climate Challenge: Technology to Reduce Greenhouse Gas Emissions**.

WCI – World Coal Institute, **Coal Facts 2008**. Disponível em: <www.worldcoal.org>. Acesso em: 18 mai. 2009.

WCI – World Coal Institute, **The Coal Resource**. Disponível em: <www.worldcoal.org>. Acesso em: 18 mai. 2009.

Apêndice A

Modelo Matemático para Funções de Distribuições

A.1 – Introdução

A geração de números aleatórios que seguem uma função de probabilidade de distribuição (PDF – Probability Distribution Function) pode ser obtida através de um gerador de números aleatórios entre 0 e 1. Esse gerador, por sua vez, é implementado em diversas linguagens de programação, inclusive em programas de planilhas eletrônicas como o Microsoft Excel.

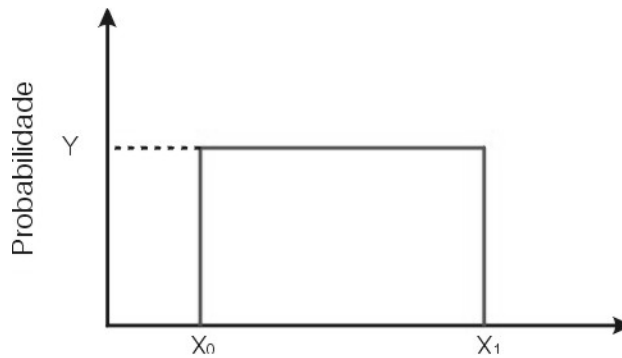
Para se obter uma função que, a partir de um gerador de número aleatório entre 0 e 1, obtenha uma distribuição definida, os seguintes passos devem ser seguidos:

- i. Determinar a função de probabilidades de distribuição (PDF) e seus parâmetros;
- ii. A partir da PDF, determinar a função de distribuição cumulativa (CDF – Cumulative Distribution Function). Essa função é simplesmente a integral da PDF e dá, para cada valor da variável estocástica, a probabilidade de se obter um valor menor que o informado. O valor de saída dessa função é um valor entre 0 e 1.
- iii. Determinar a função inversa da CDF. Essa função inversa terá como domínio a faixa entre 0 e 1. Essa função inversa é que irá gerar a distribuição PDF a partir de um gerador de números aleatórios.

O presente estudo utiliza apenas dois tipos de PDF: triangular e uniforme. Nas seções seguintes serão feitas as etapas enumeradas acima no intuito de se obter as funções geradoras de números aleatórios segundo essas funções de distribuição de probabilidades.

A.2 – Distribuição Uniforme

A função de distribuição uniforme é a mais simples. Seu formato é apresentado no gráfico da Figura A.1 onde estão indicados os seus principais parâmetros.



Fonte: Elaboração própria
Figura A.1 – Função de distribuição de probabilidades uniforme.

A probabilidade Y é dada por:

$$Y = \frac{1}{X_1 - X_0}$$

Calculando-se sua CDF:

$$y = CDF(x) = \int_{X_0}^x Y \cdot dx = Y(x - X_0) = \frac{x - X_0}{X_1 - X_0}$$

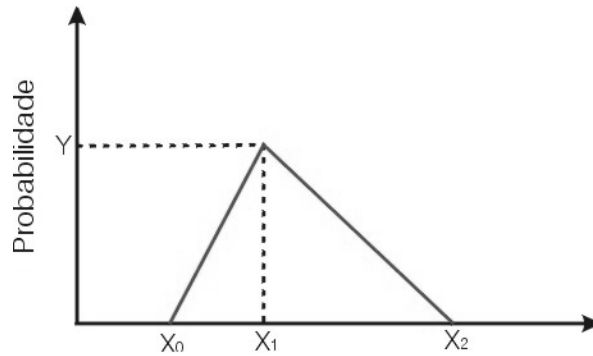
e a função inversa da CDF:

$$x = CDF^{-1}(y) = y(X_1 - X_0) + X_0$$

onde $y \in [0,1] \Rightarrow x \in [X_0, X_1]$

A.2 – Distribuição Triangular

A função de distribuição triangular acrescenta um certo grau de complexidade já que é uma função não contínua. Apesar disso, a determinação da função inversa de sua CDF não é uma tarefa difícil. Seu formato é apresentado no gráfico da Figura A.2 onde estão indicados os seus principais parâmetros.



Fonte: Elaboração própria

Figura A.2 – Função de distribuição de probabilidades triangular.

Sabe-se que a área sob o gráfico deve ser unitário, ou seja:

$$\frac{(X_1 - X_0)Y}{2} + \frac{(X_2 - X_1)Y}{2} = 1$$

$$Y(X_1 - X_0 + X_2 - X_1) = 2$$

$$Y = \frac{2}{X_2 - X_0}$$

A função triangular pode ser considerada como duas equações de reta com inclinações m_1 e m_2 e coeficientes angulares b_1 e b_2 :

$$m_1 = \frac{Y}{X_1 - X_0}$$

$$m_1 \cdot X_0 + b_1 = 0 \Rightarrow b_1 = -m_1 \cdot X_0$$

$$m_2 = \frac{Y}{X_1 - X_2}$$

$$m_2 \cdot X_2 + b_2 = 0 \Rightarrow b_2 = -m_2 \cdot X_2$$

Se $x \leq X_1$,

$$y = CDF(x) = \int_{X_0}^x (m_1 \cdot x + b_1) \cdot dx$$

$$y = m_1 \cdot \frac{x^2}{2} \Big|_{X_0}^x + b_1 \cdot x \Big|_{X_0}^x = \frac{m_1}{2} (x^2 - X_0^2) + b_1 (x - X_0)$$

$$y = \frac{m_1}{2} (x + X_0)(x - X_0) - m_1 X_0 (x - X_0)$$

$$y = \frac{m_1}{2} (x - X_0)^2$$

$$x = \sqrt{\frac{2y}{m_1}} + X_0, \text{ para } y \leq \frac{Y(X_1 - X_0)}{2}$$

Se $x > X_1$,

$$y = CDF(x) = 1 - \int_x^{X_2} (m_2 \cdot x + b_2) \cdot dx$$

$$y = 1 - m_2 \cdot \frac{x^2}{2} \Big|_x^{X_2} - b_2 \cdot x \Big|_x^{X_2} = 1 - \frac{m_2}{2} (X_2^2 - x^2) - b_2 (X_2 - x)$$

$$y = 1 - \frac{m_2}{2} (X_2 + x)(X_2 - x) + m_2 X_2 (X_2 - x)$$

$$y = 1 + \frac{m_2}{2} (x - X_2)^2$$

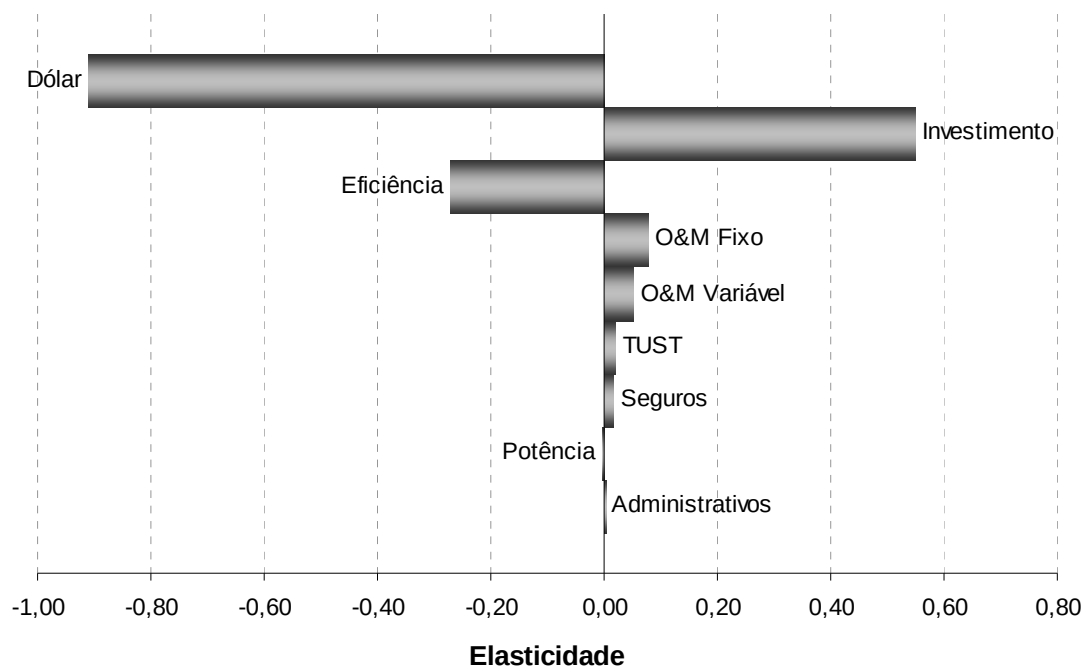
$$x = X_2 - \sqrt{\frac{2(y-1)}{m_2}}, \text{ para } y > \frac{Y(X_1 - X_0)}{2}$$

Apêndice B

Resultados das Análises de Sensibilidade

Nessa seção são apresentados os resultados obtidos com as análises de sensibilidade para todas as opções tecnológicas aqui avaliadas.

B.1 – SCPC

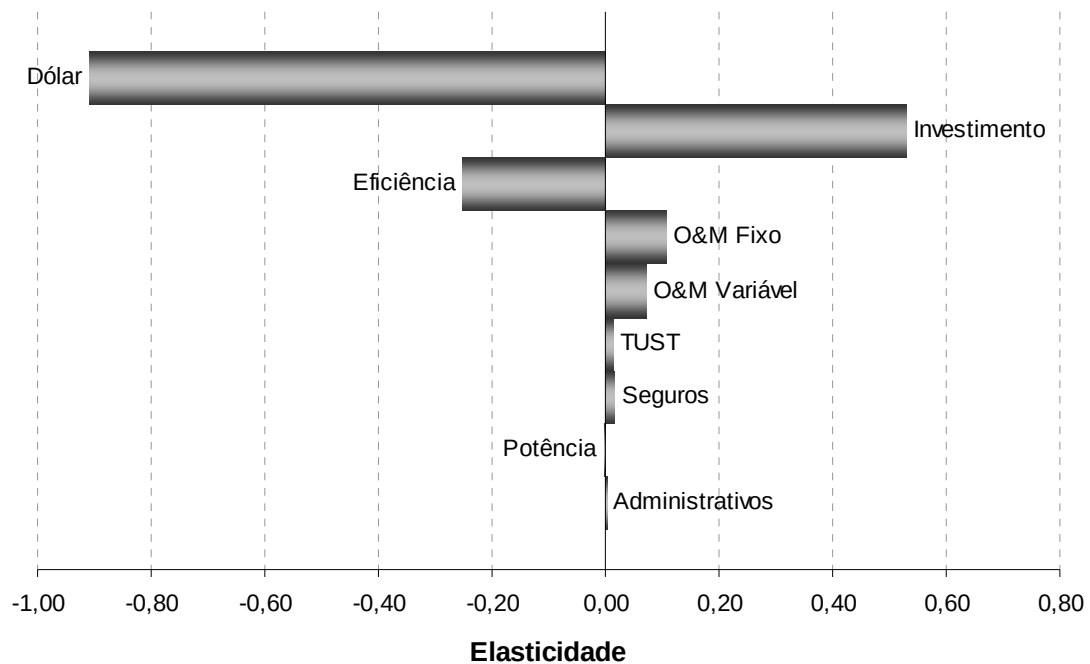


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.1 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.

B.2 – SCPC + CCS

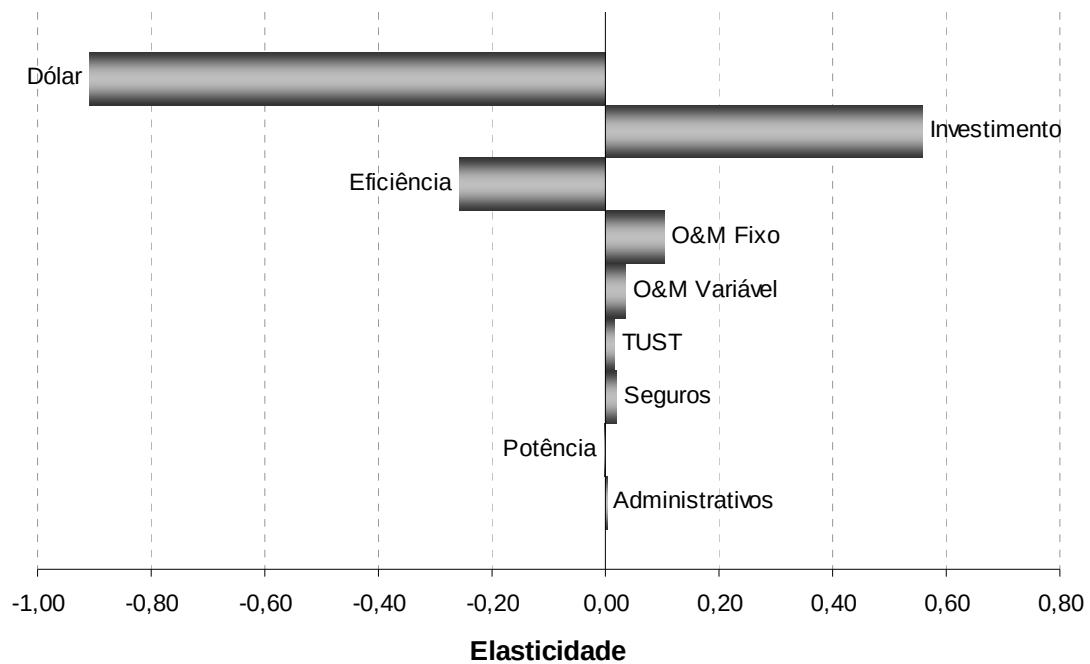


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC com sistema de captura de carbono.

B.3 – IGCC

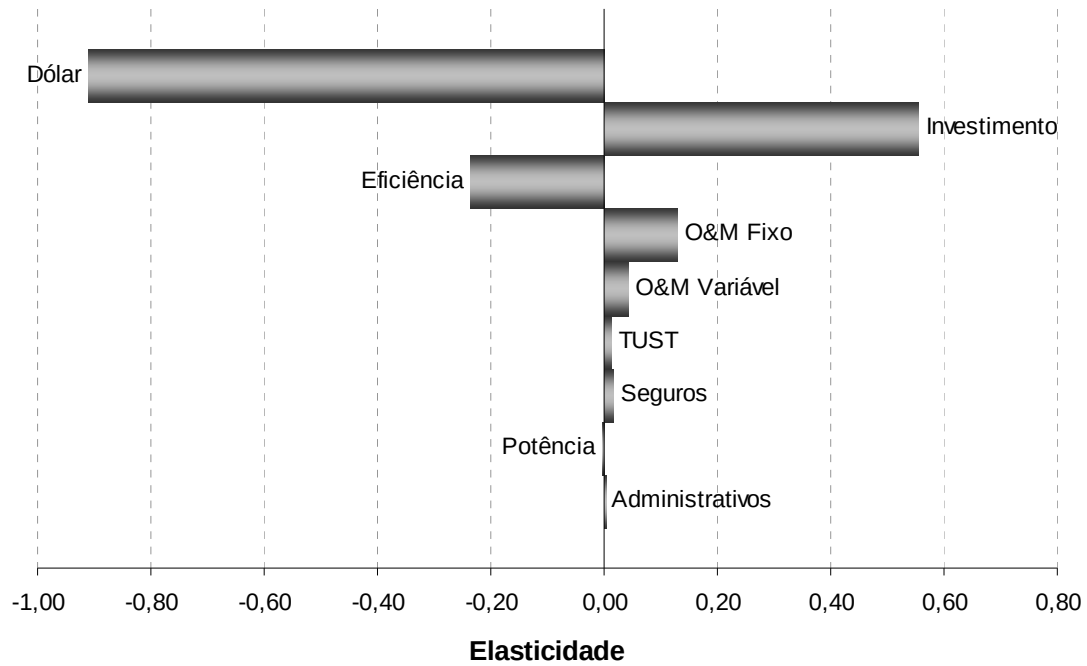


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.3 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC.

B.4 – IGCC + CCS



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.4 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC com sistema de captura de carbono.

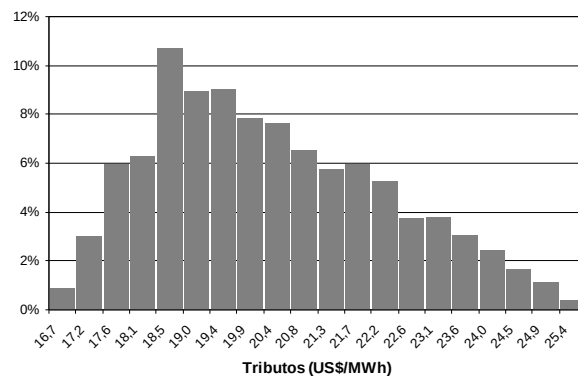
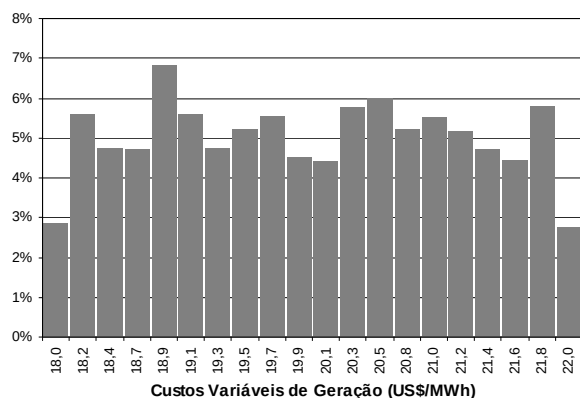
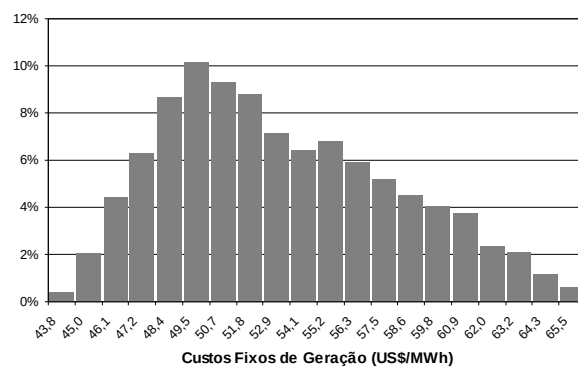
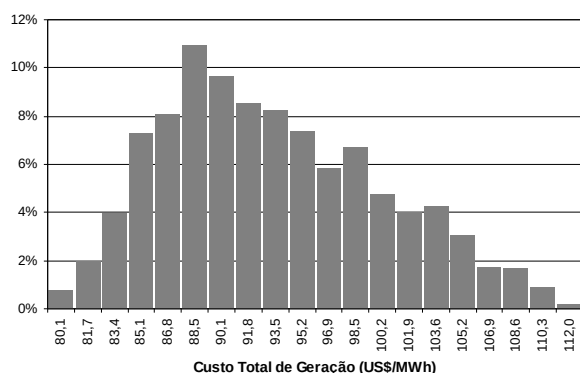
Apêndice C

Resultados das Simulações de Monte Carlo

Nessa seção são apresentados todos os gráficos gerados pelas simulações feitas utilizando o método de Monte Carlo, cujos resultados foram introduzidos de forma resumida no Capítulo III.

C.1 – SCPC

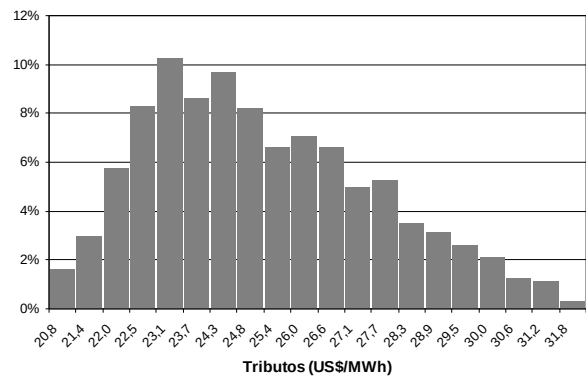
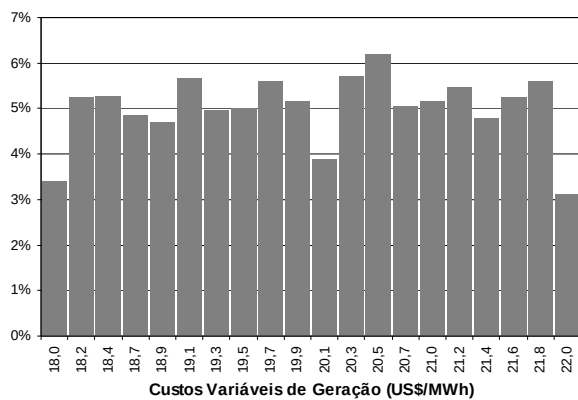
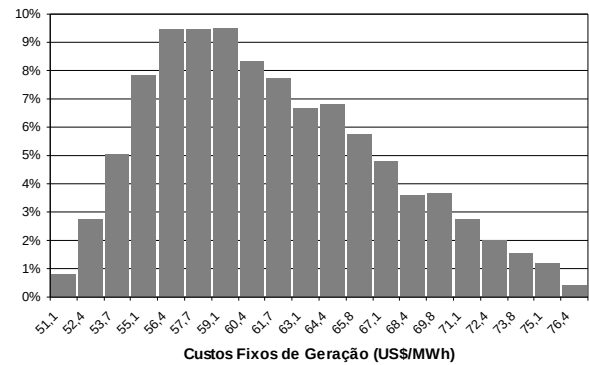
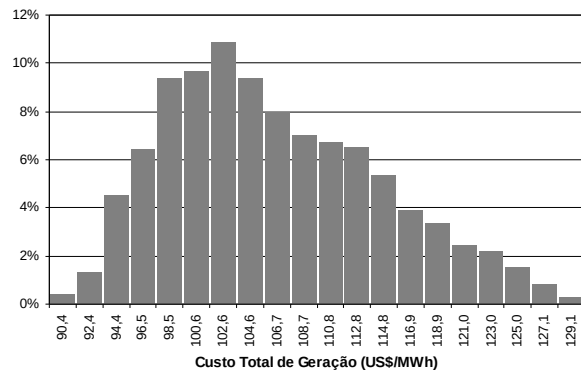
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.1 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 8%.

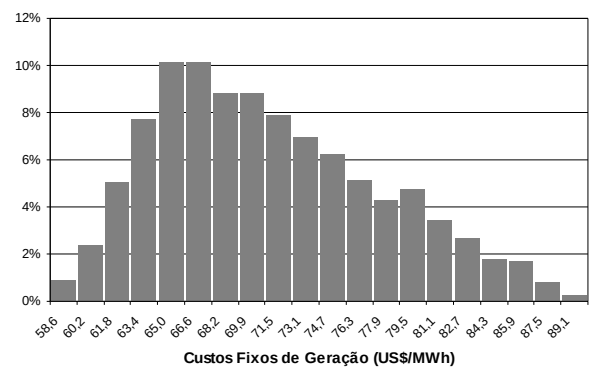
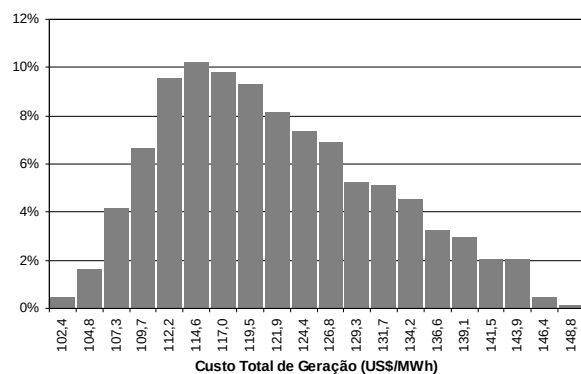
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.2 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.3 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.

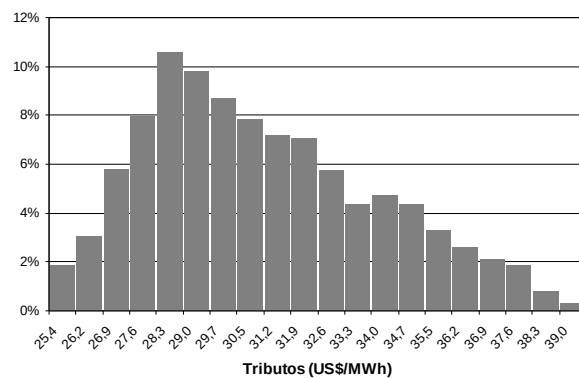
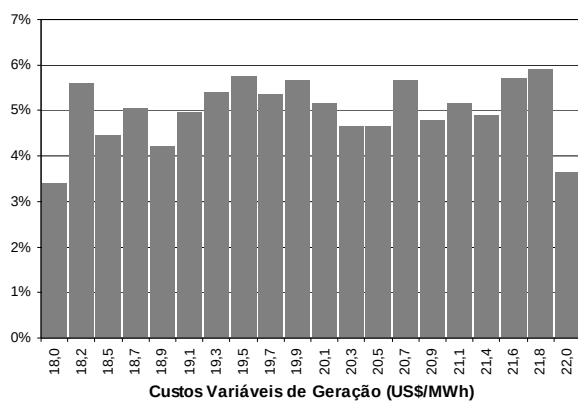
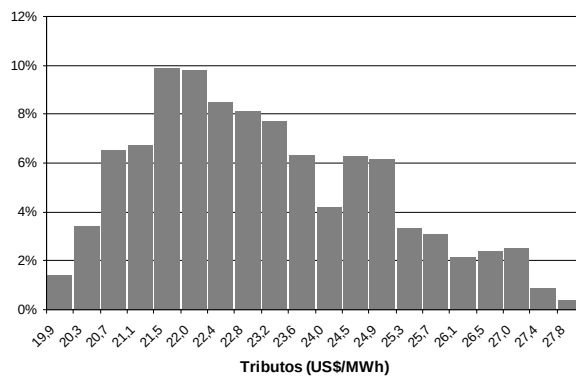
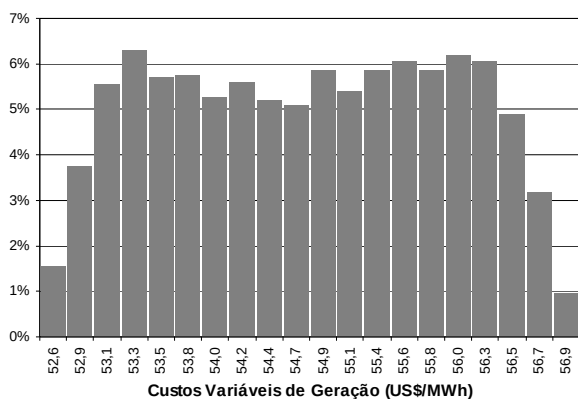
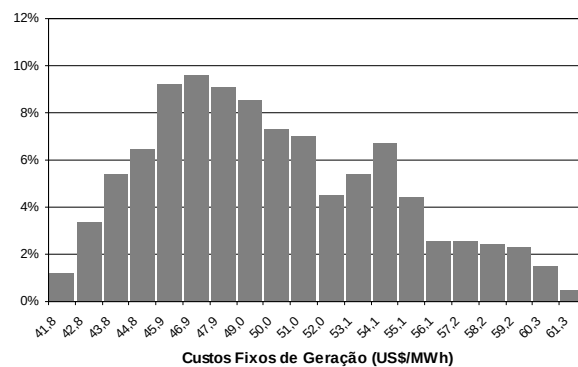
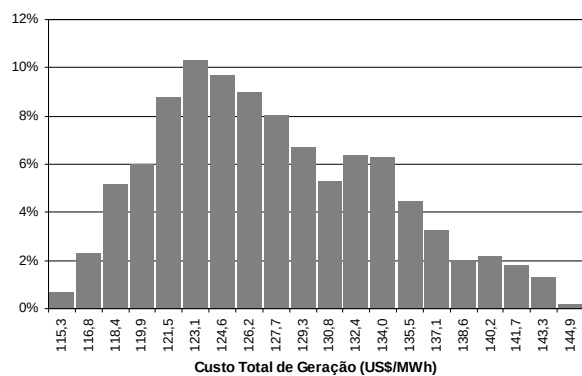


Figura C.3 – (cont.)

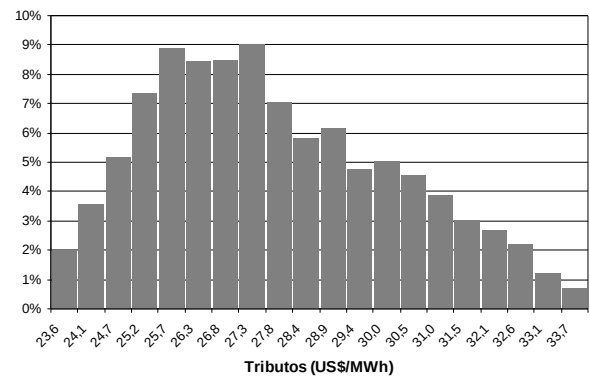
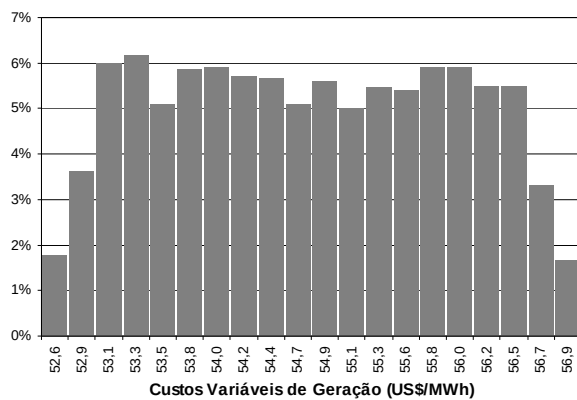
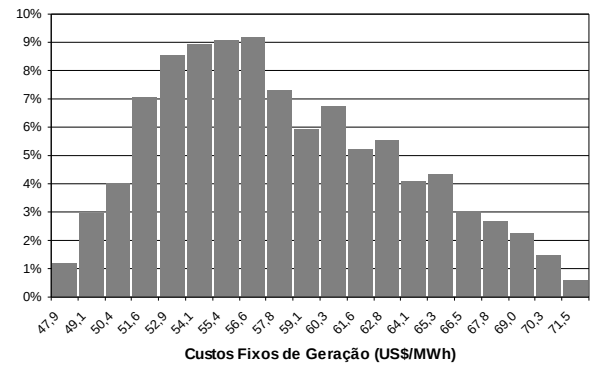
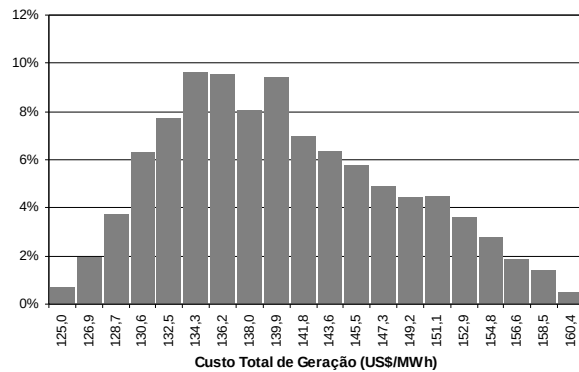
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.4 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 8%.

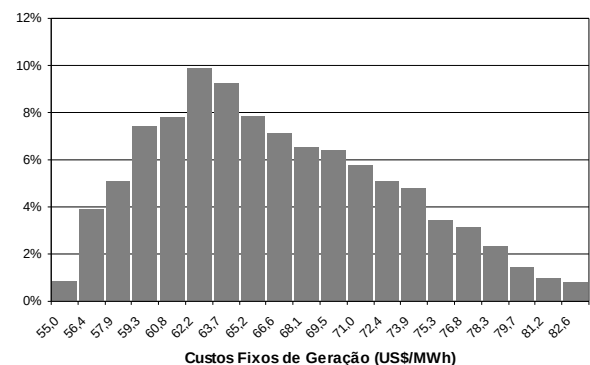
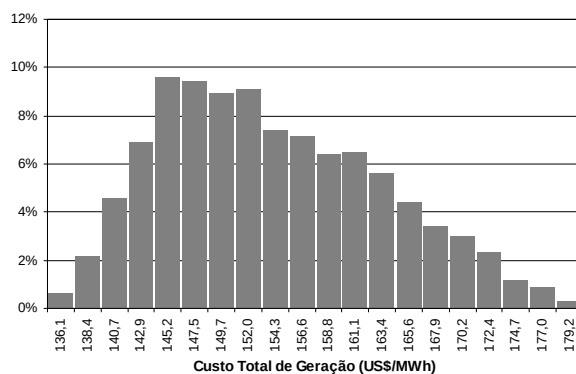
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.5 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.6 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 12%.

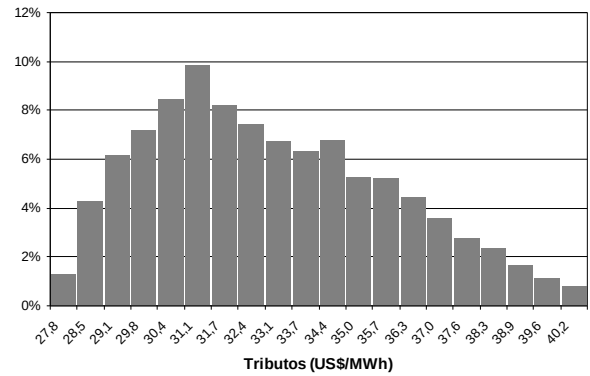
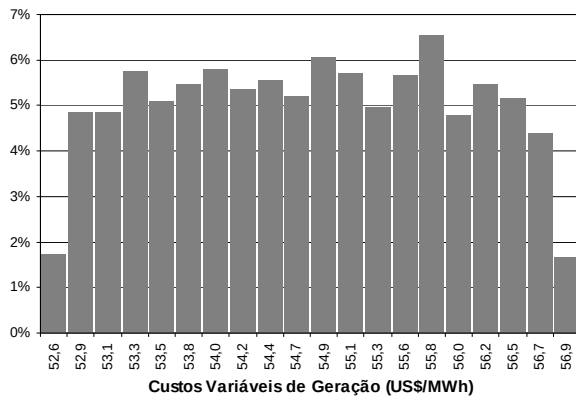
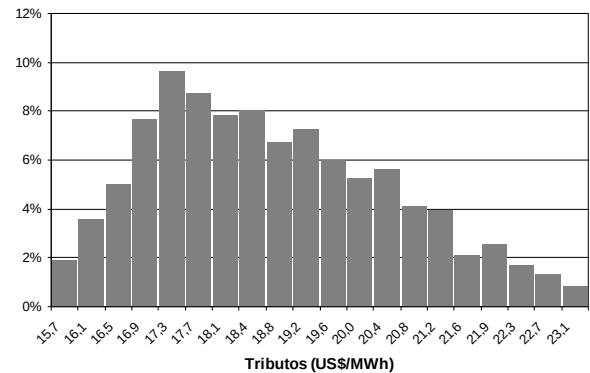
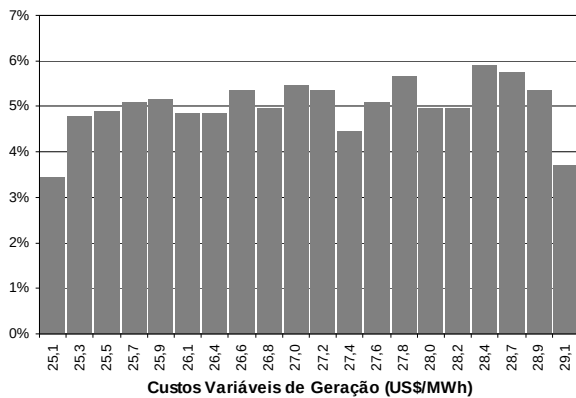
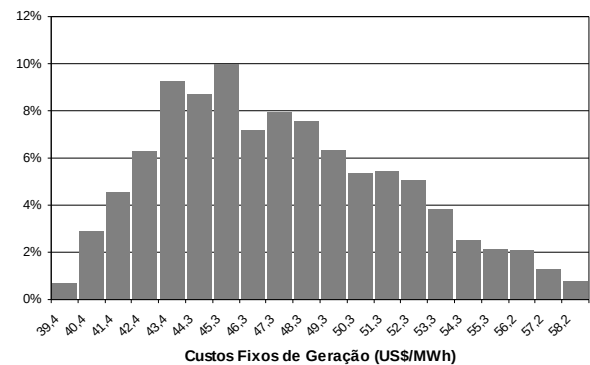
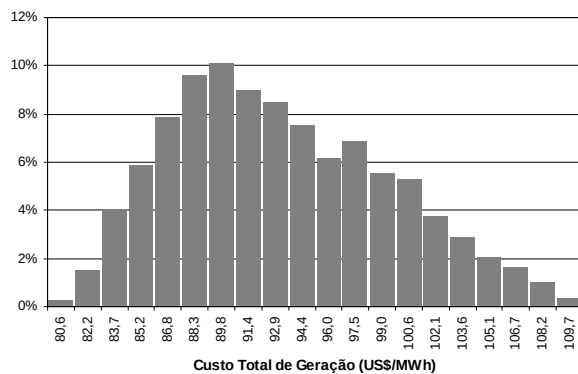


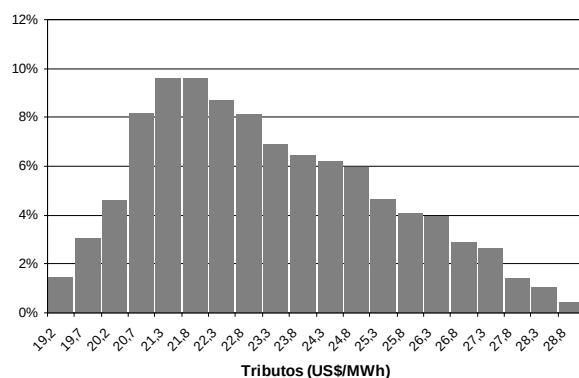
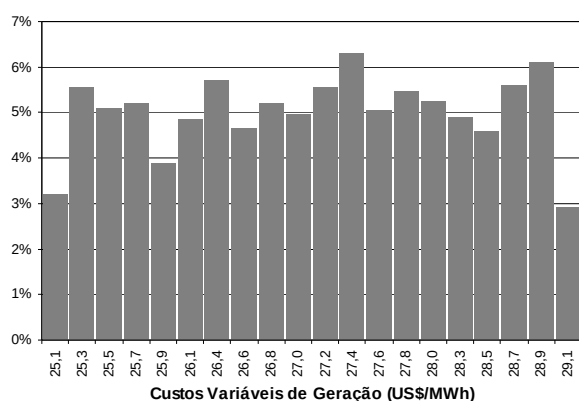
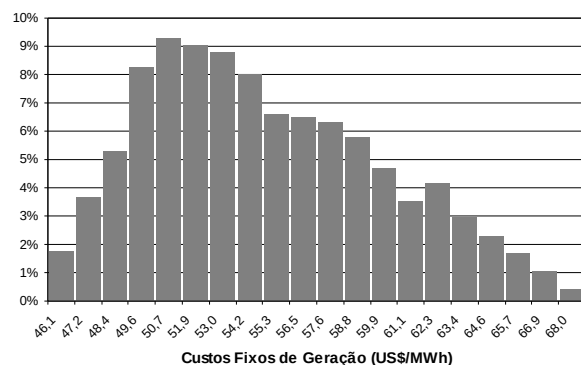
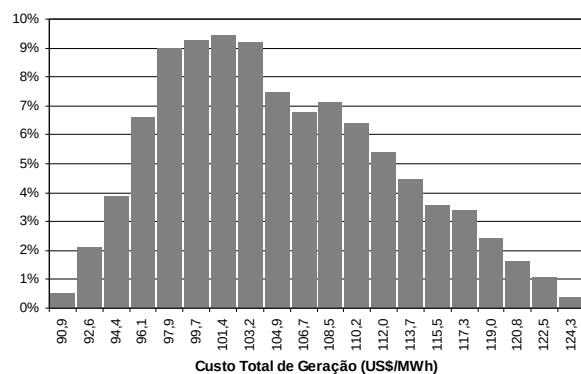
Figura C.6 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
 Figura C.7 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 8%.

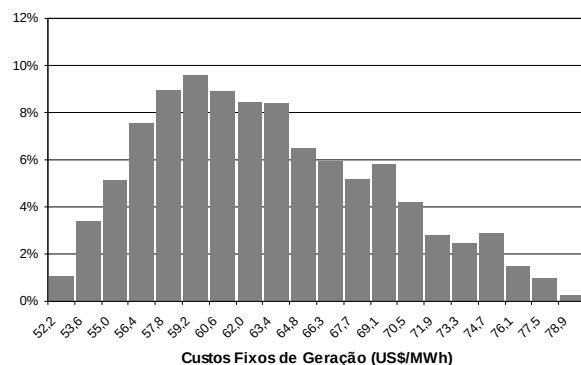
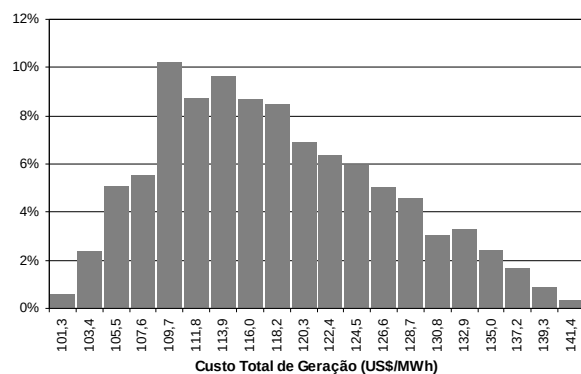
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.8 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.9 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 12%.

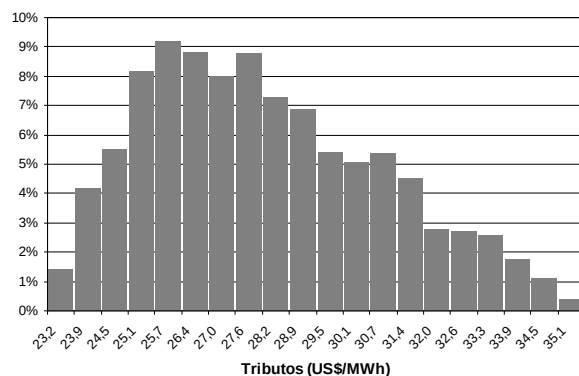
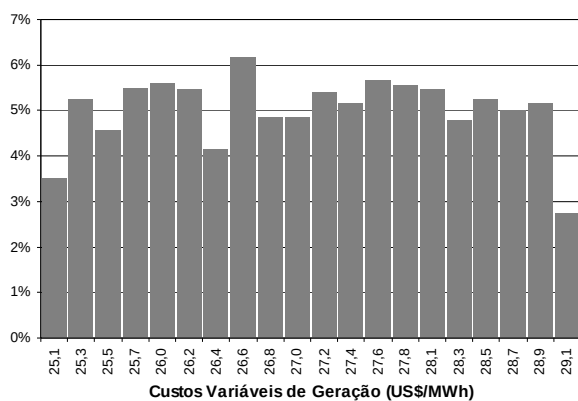
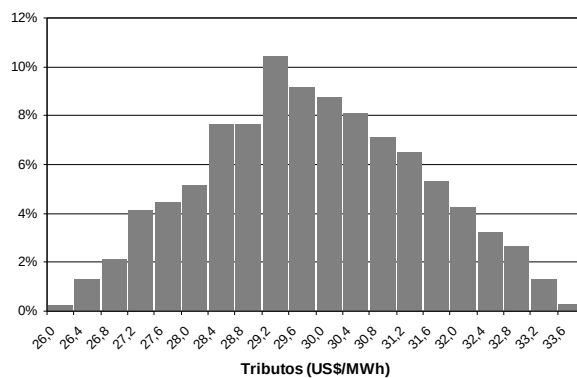
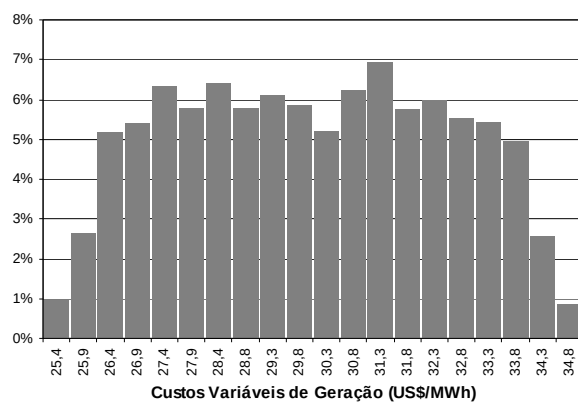
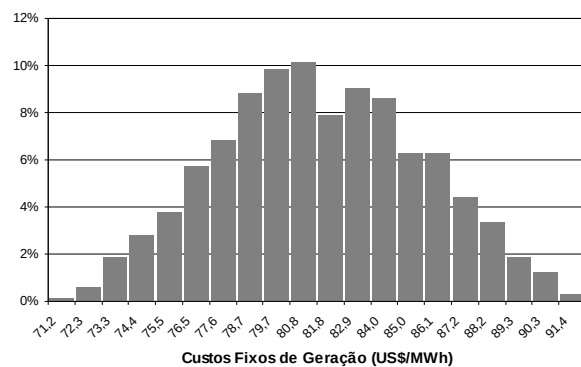
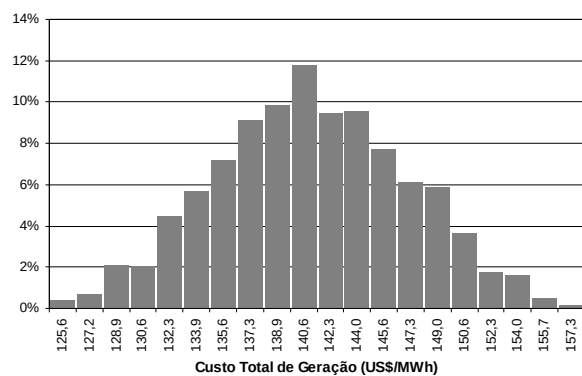


Figura C.9 – (cont.)

C.2 – SCPC + CCS

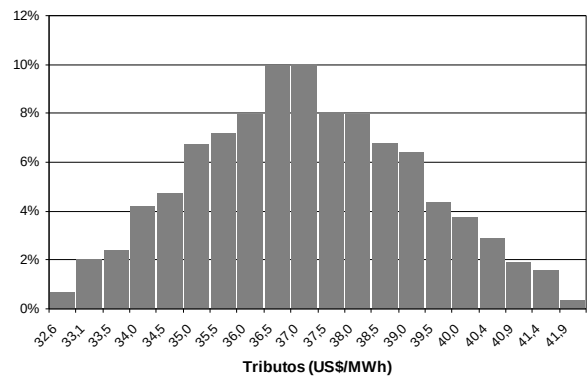
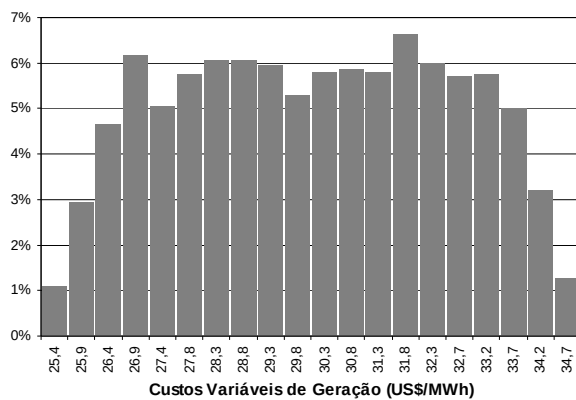
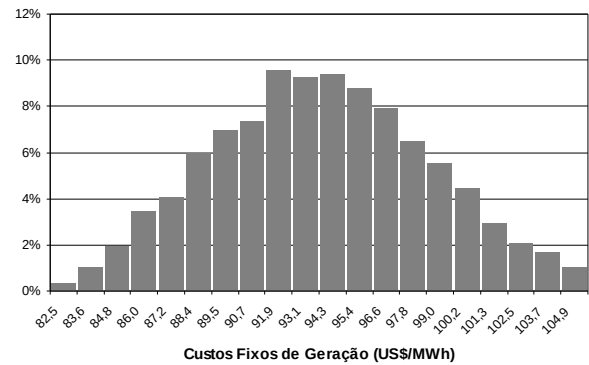
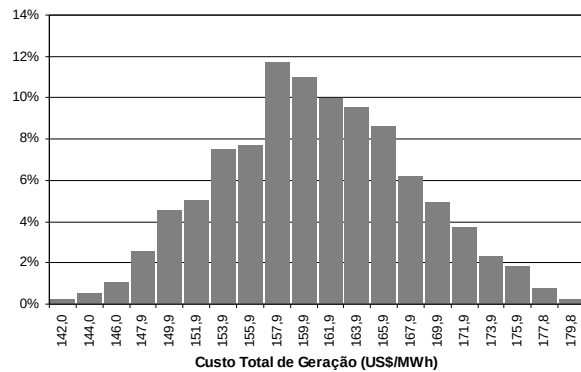
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.10 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.

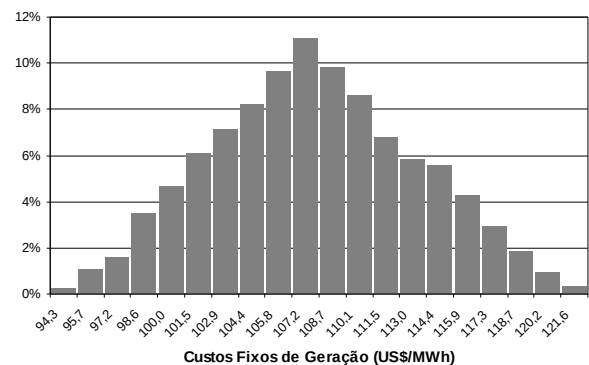
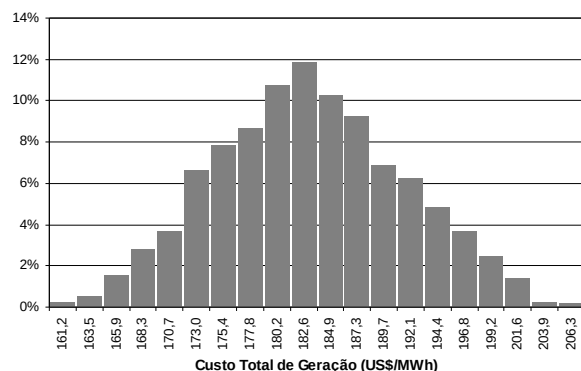
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.11 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.12 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

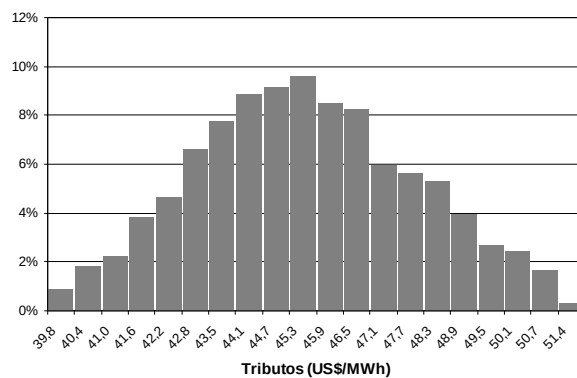
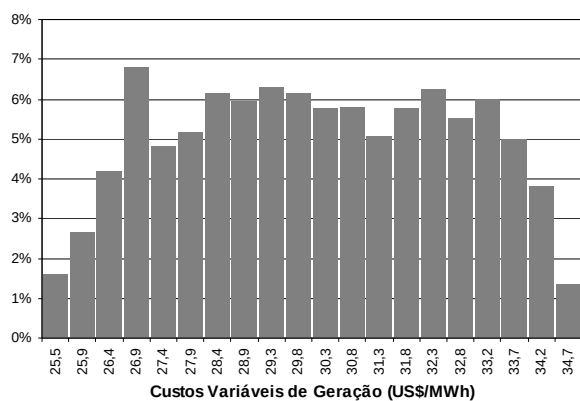
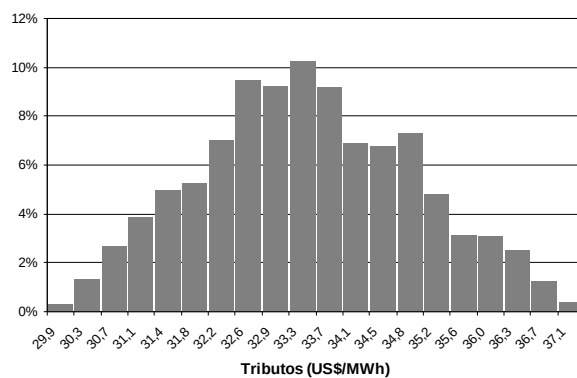
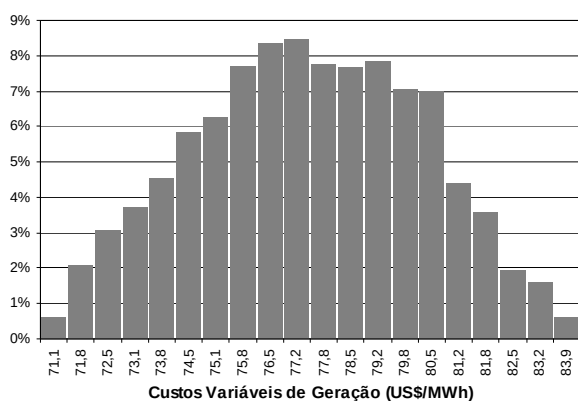
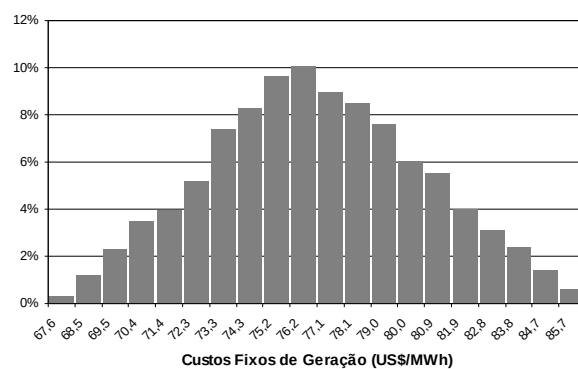
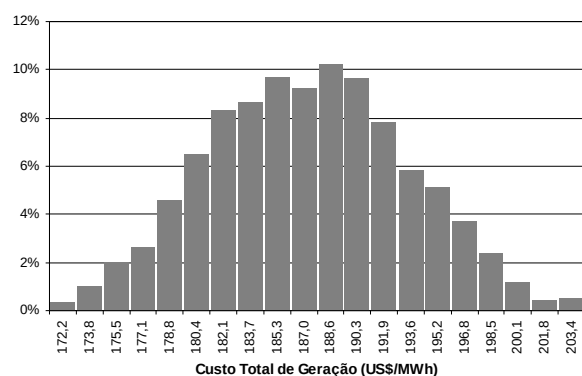


Figura C.12 – (cont.)

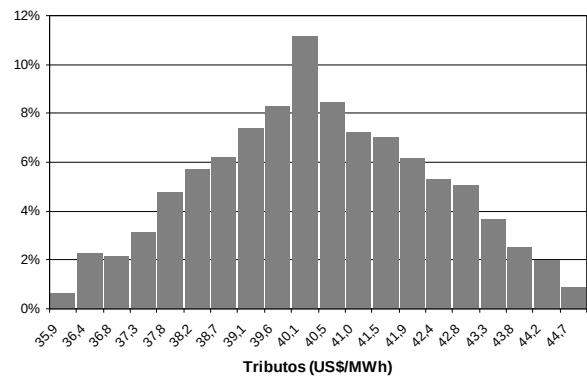
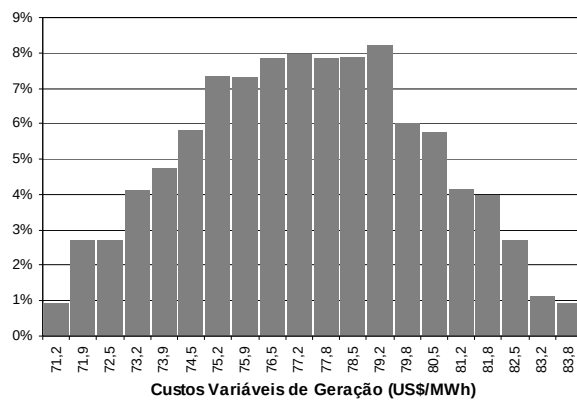
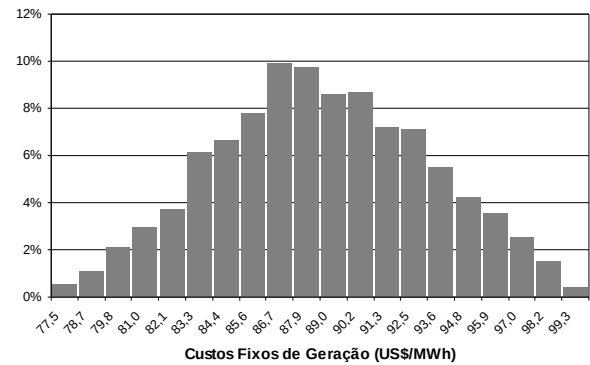
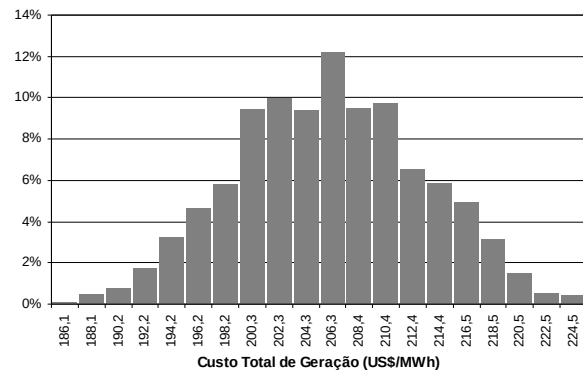
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.13 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.

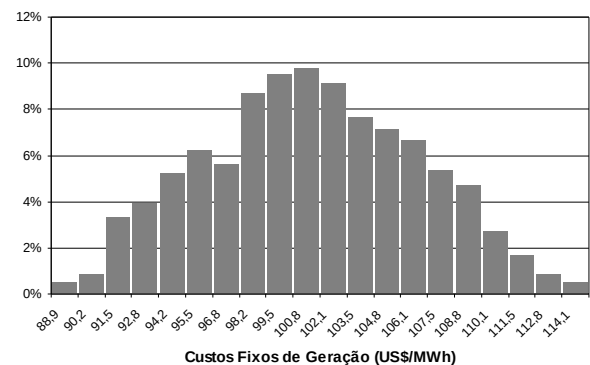
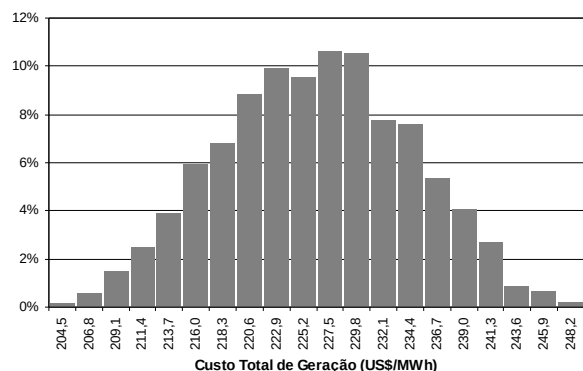
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.14 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.15 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

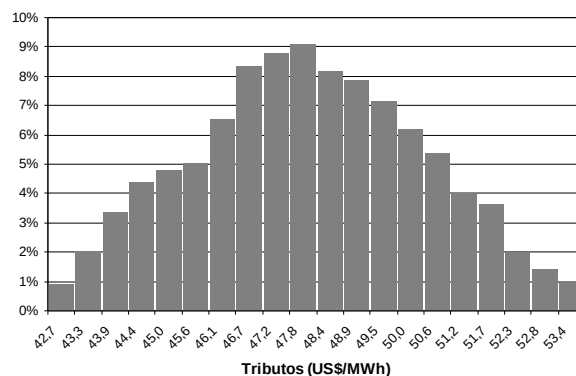
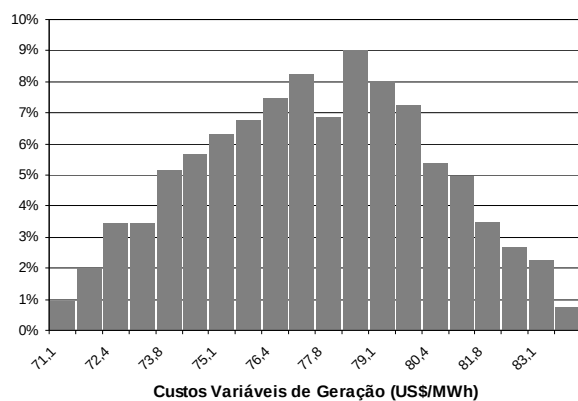
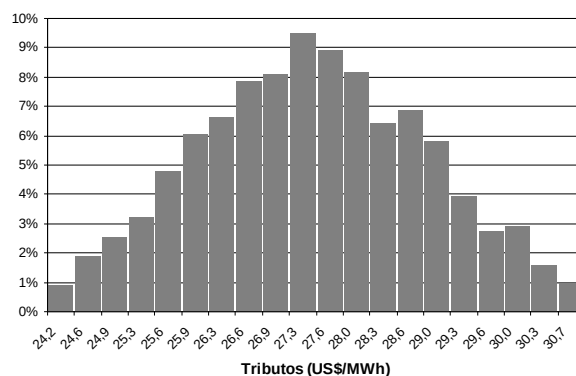
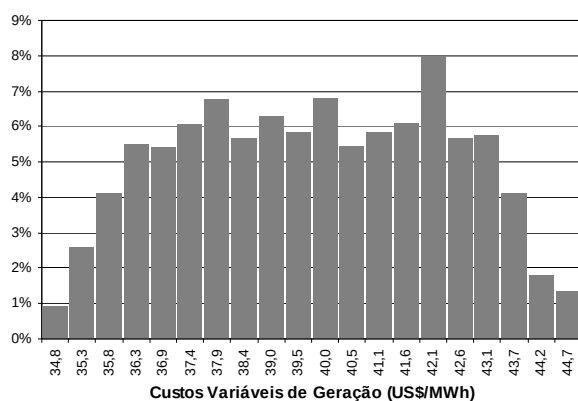
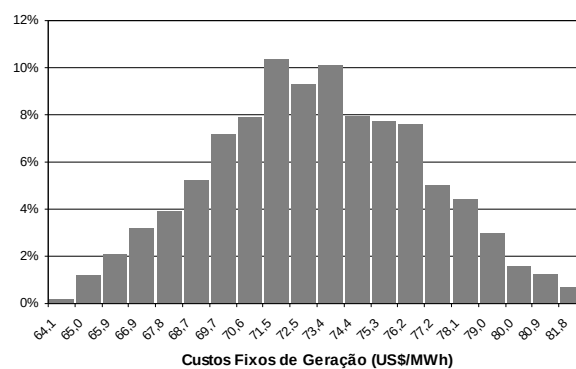
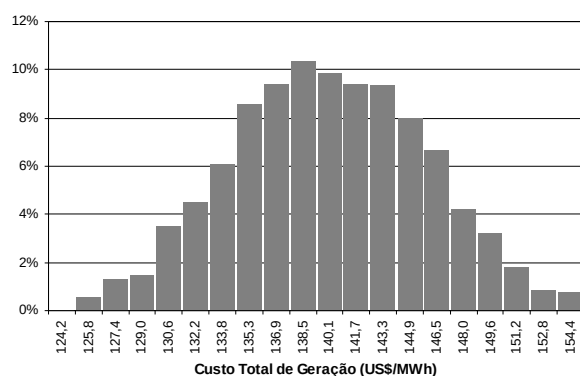


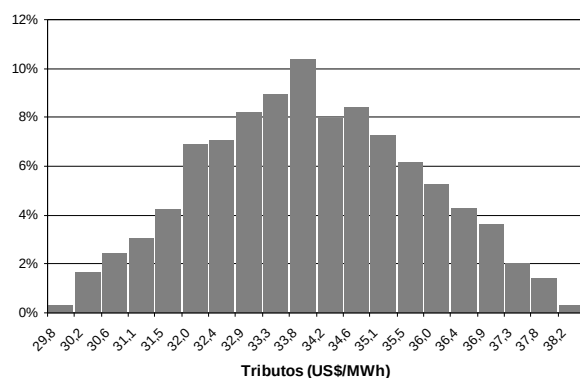
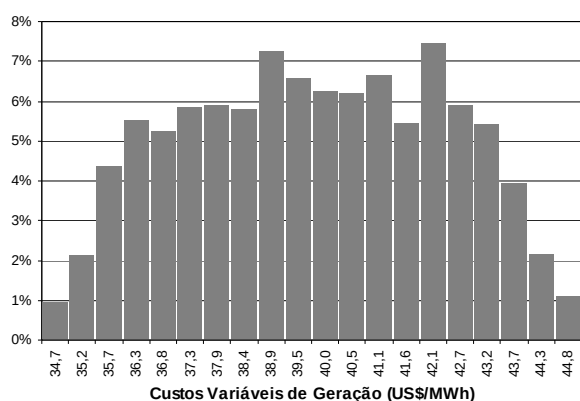
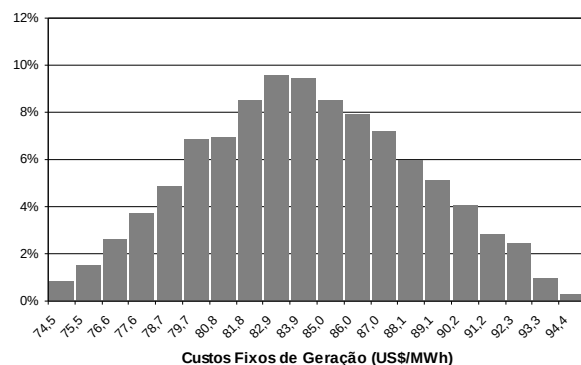
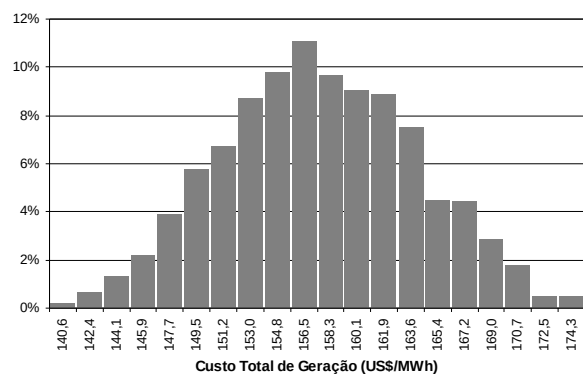
Figura C.15 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
 Figura C.16 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.

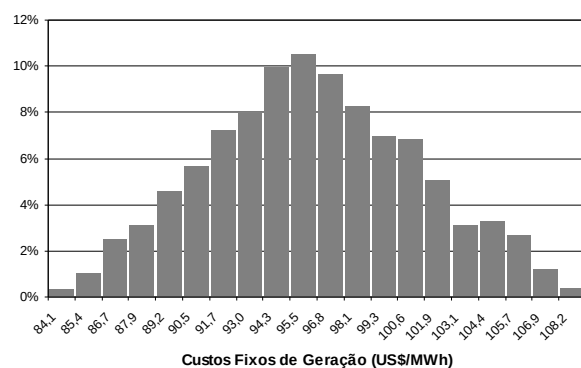
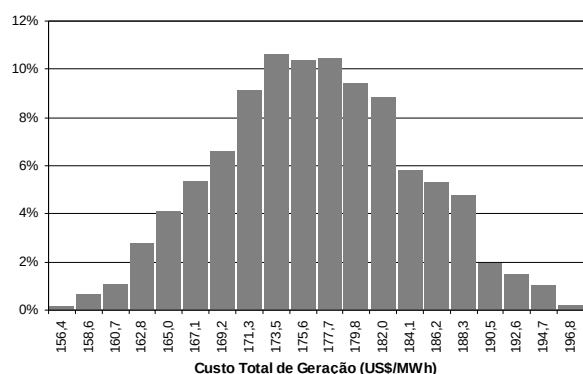
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.17 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.18 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.

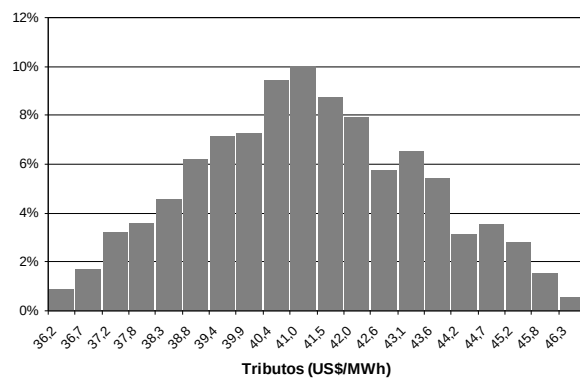
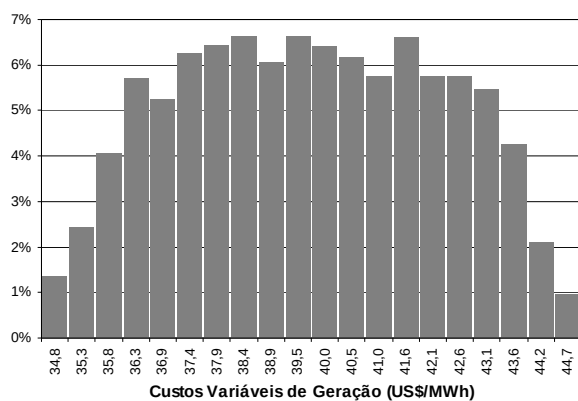
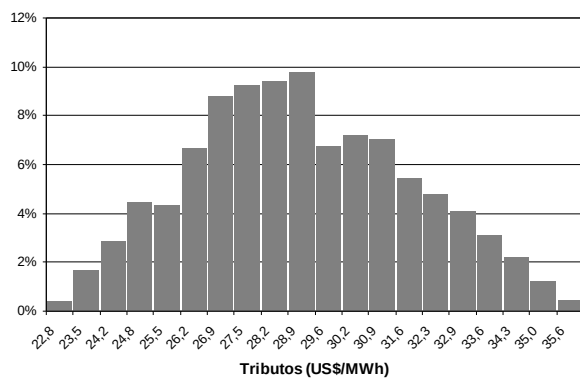
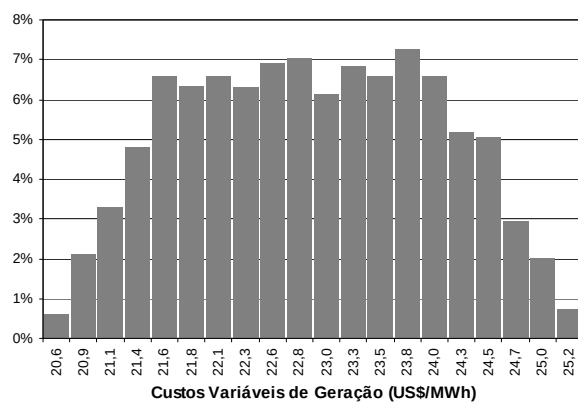
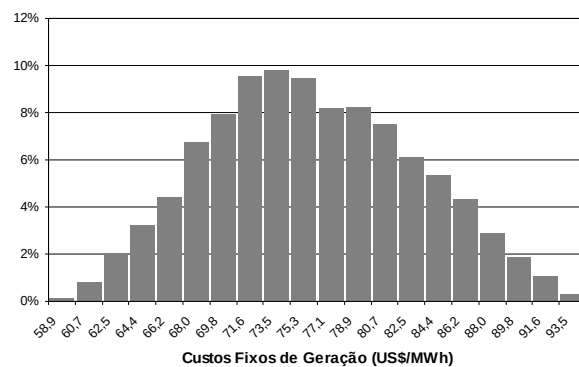
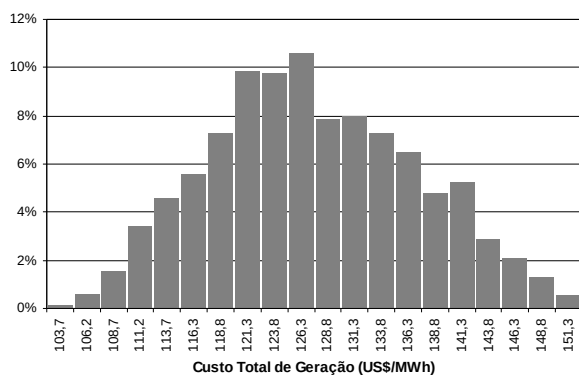


Figura C.18 – (cont.)

C.3 – IGCC

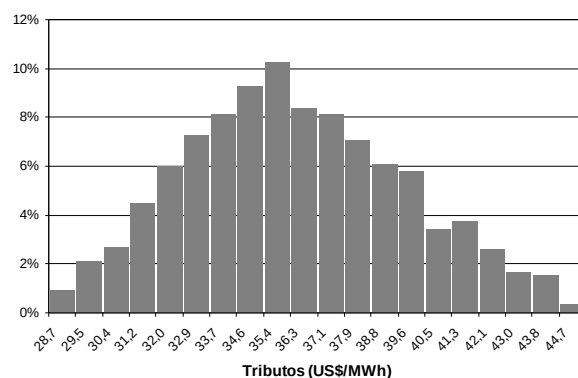
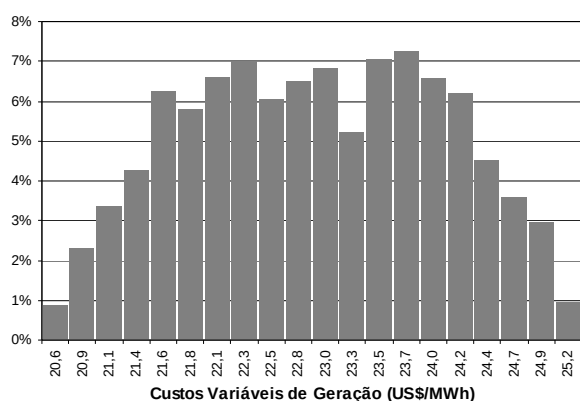
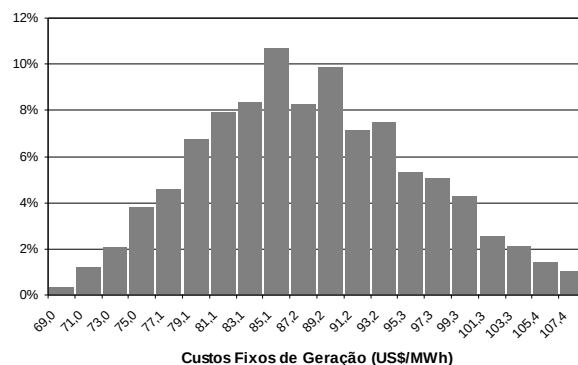
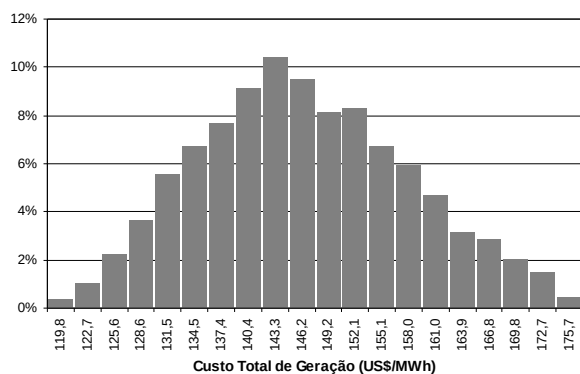
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.19 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 8%.

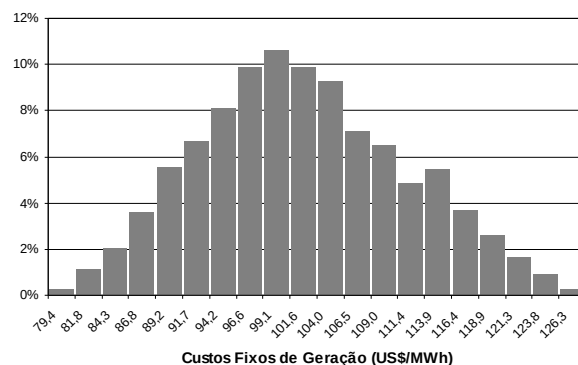
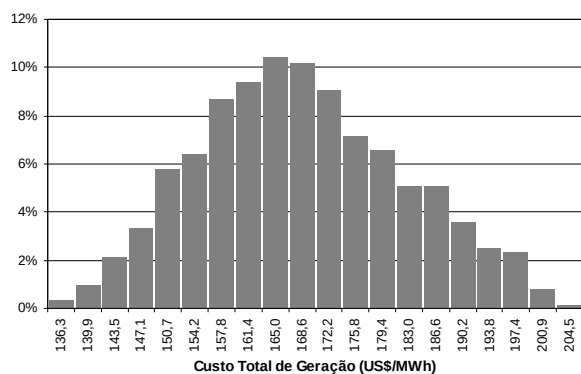
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.20 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.21 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.

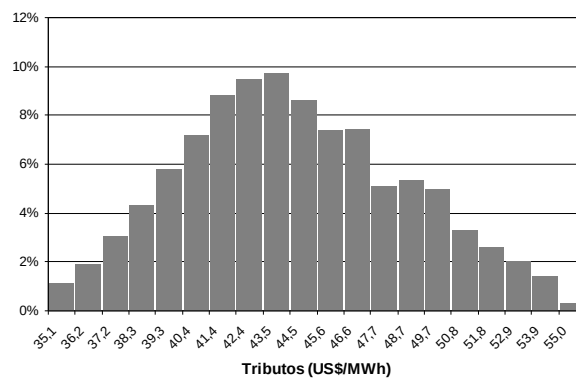
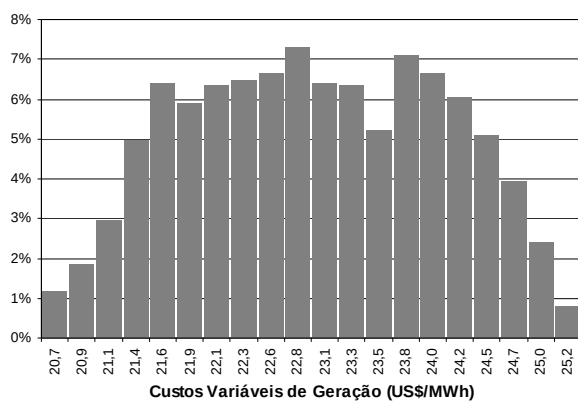
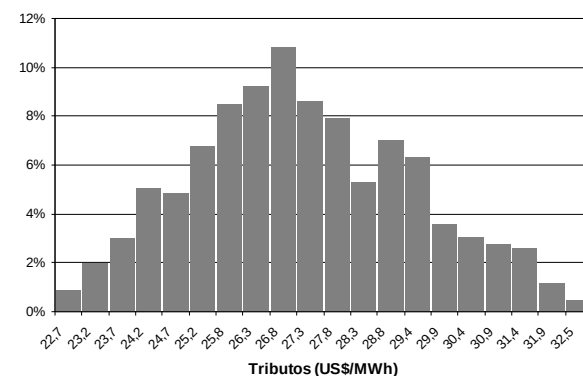
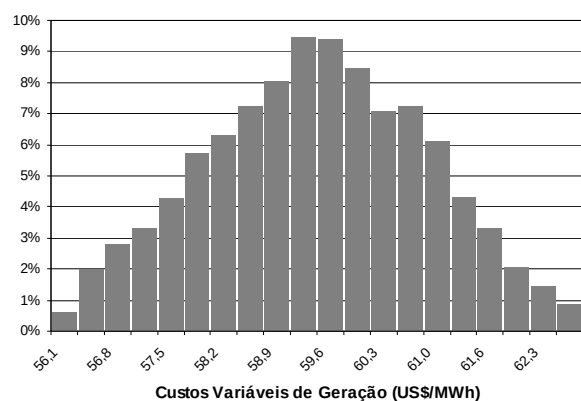
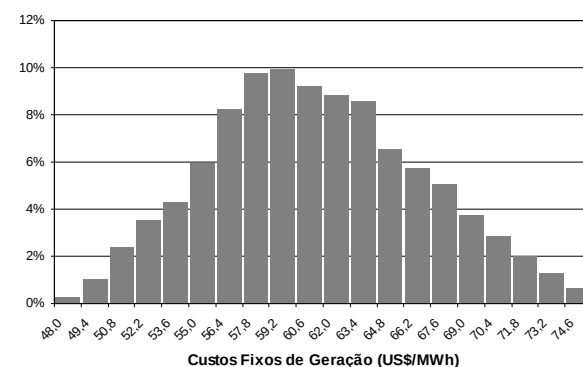
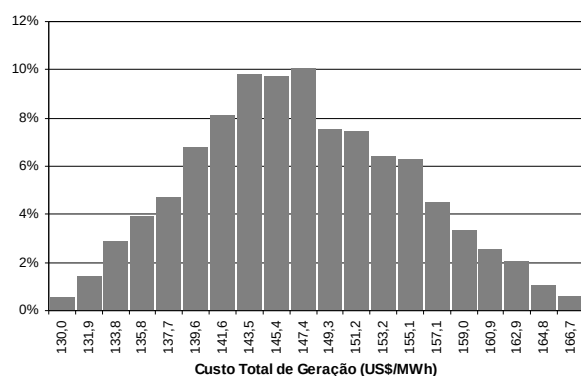


Figura C.21 – (cont.)

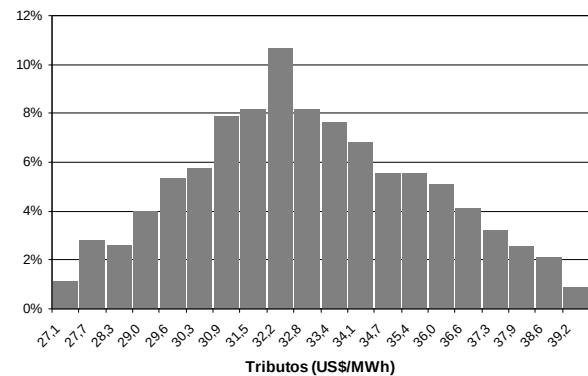
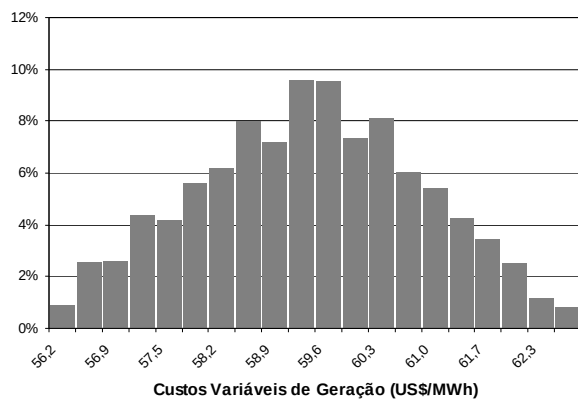
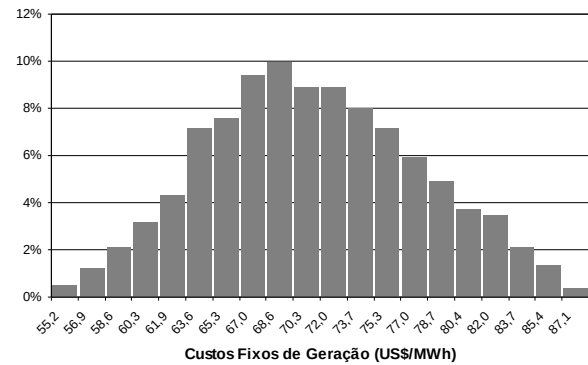
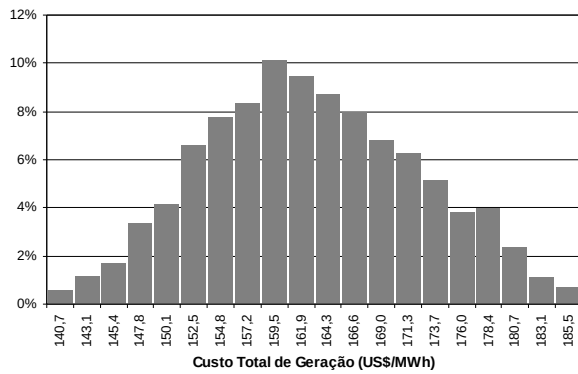
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.22 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 8%.

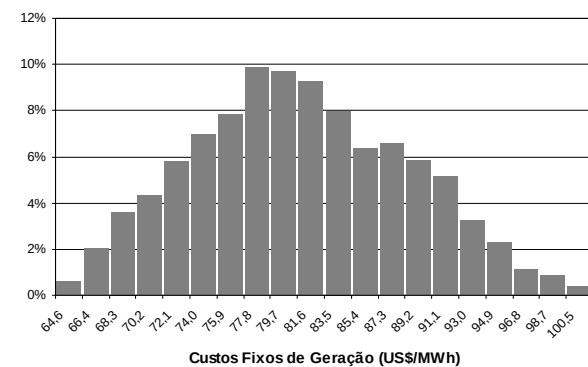
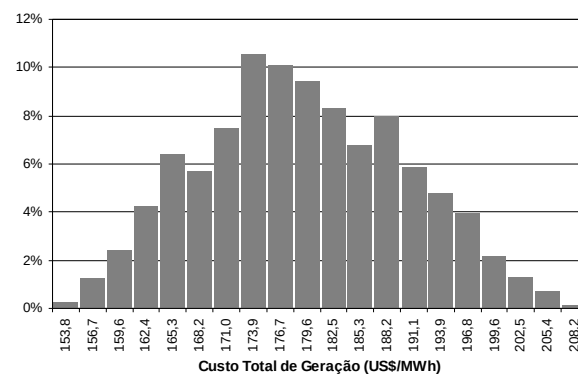
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.23 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.24 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.

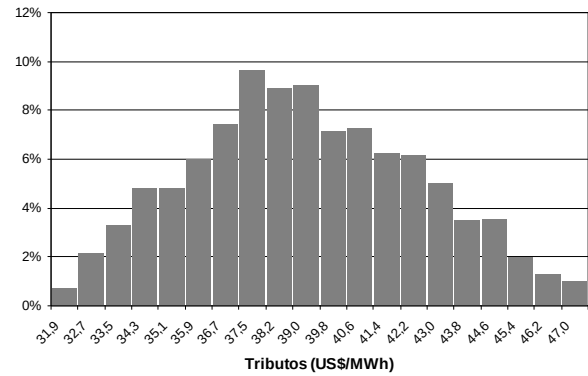
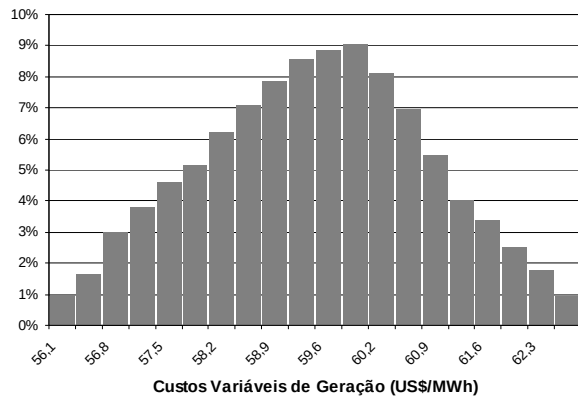
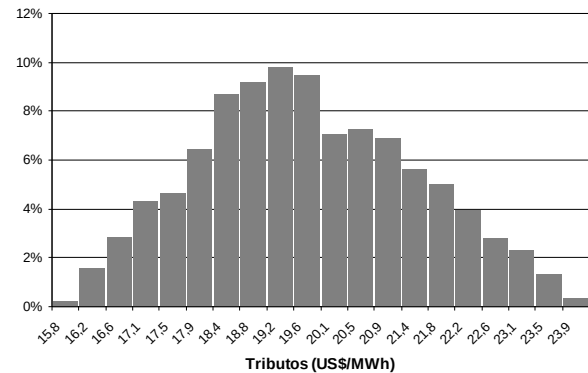
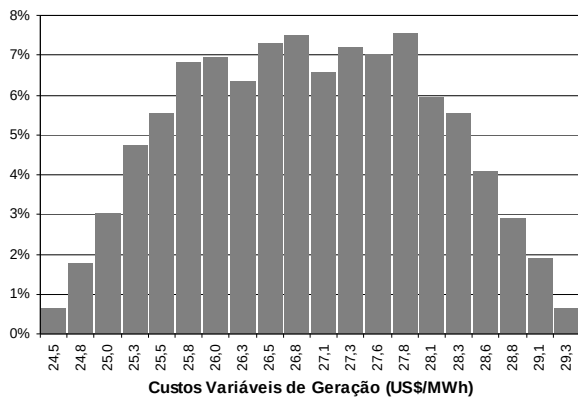
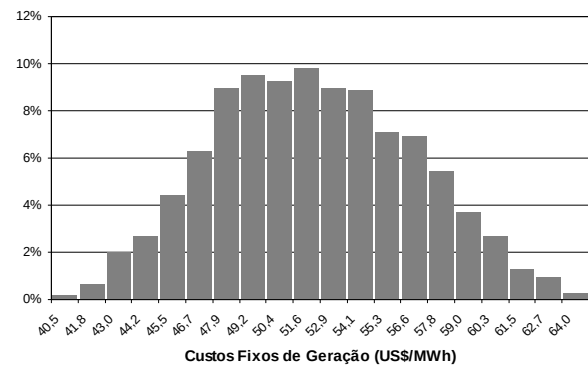
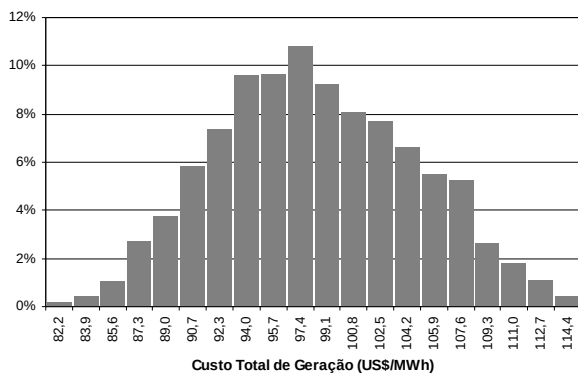


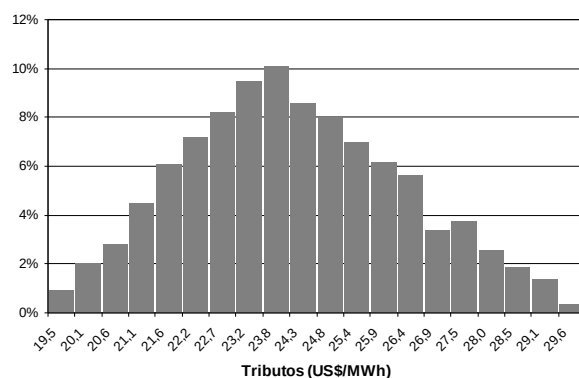
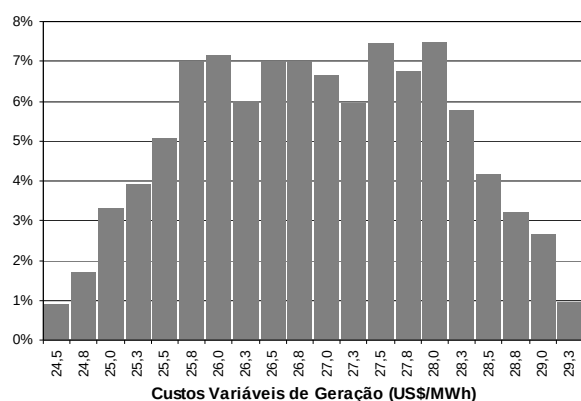
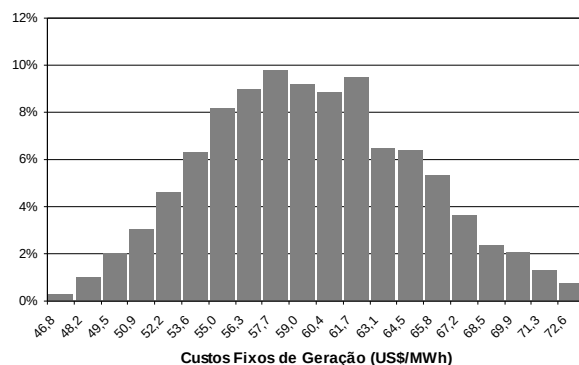
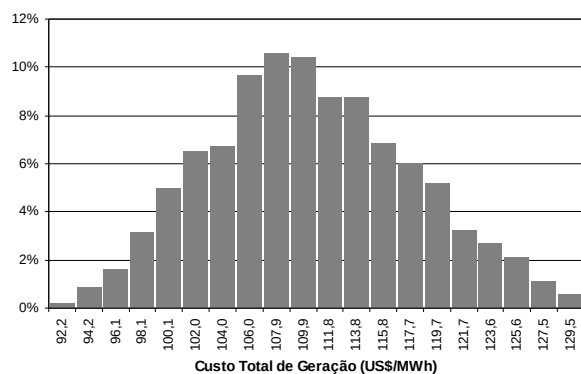
Figura C.24 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.25 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 8%.

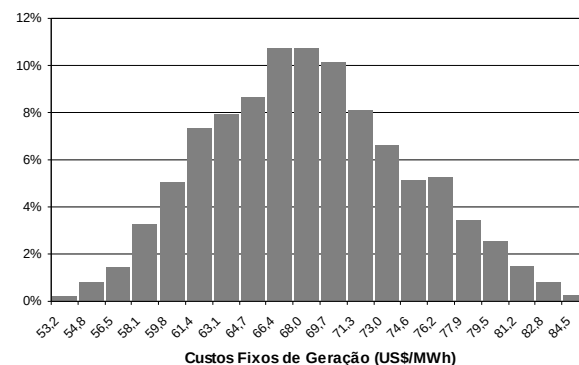
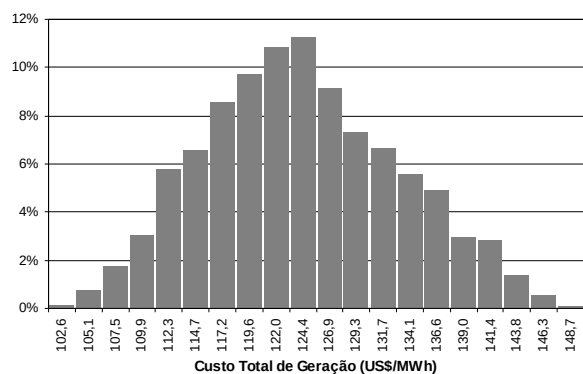
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.26 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.27 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 12%.

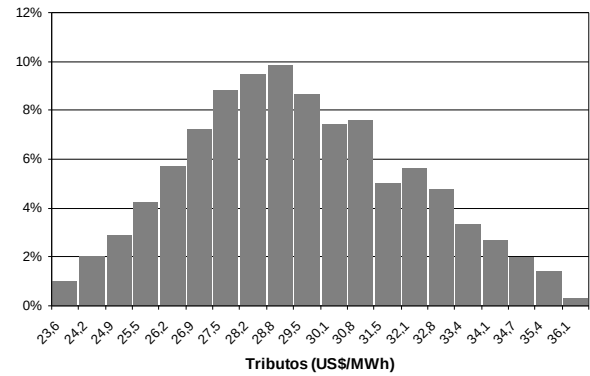
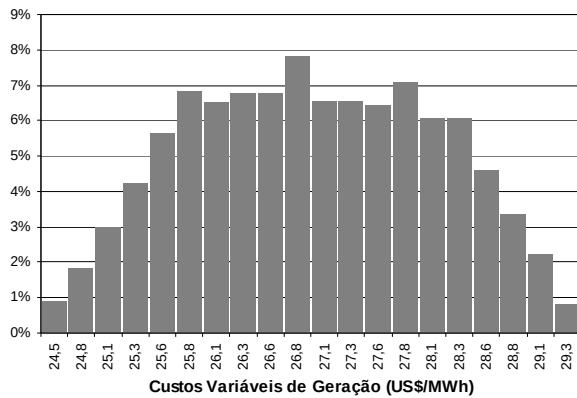
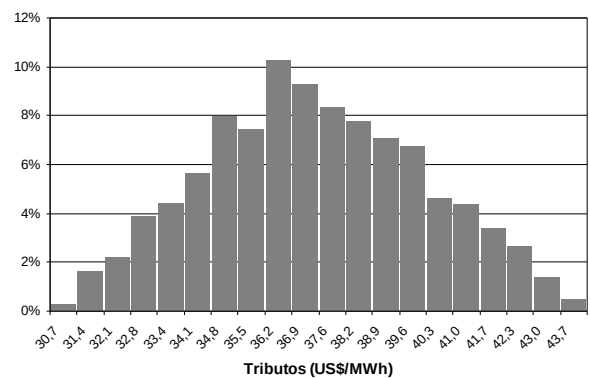
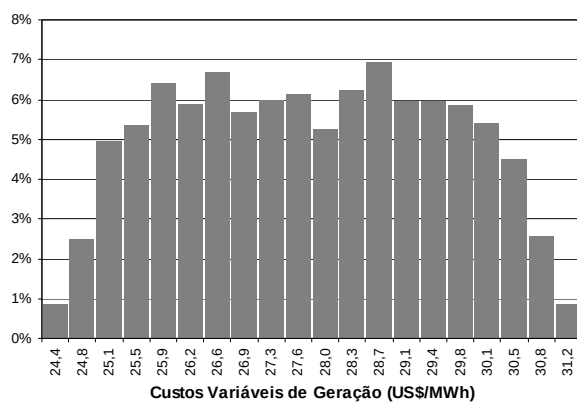
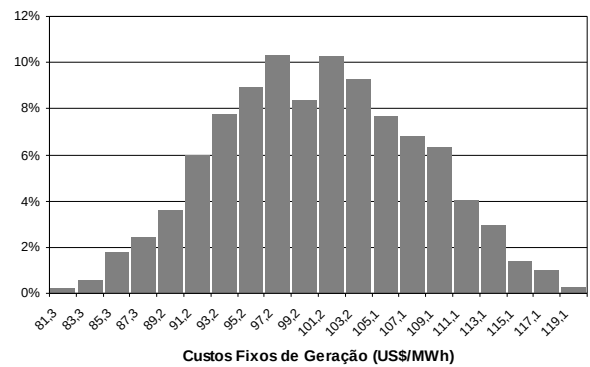
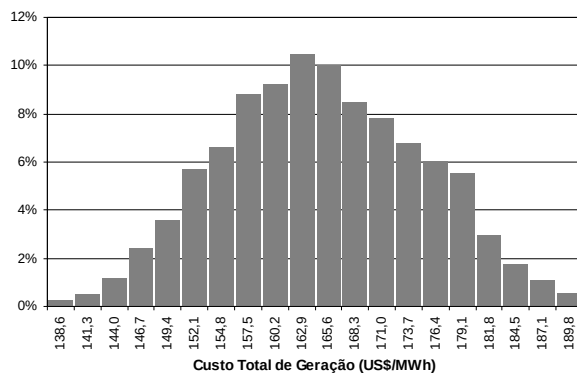


Figura C.27 – (cont.)

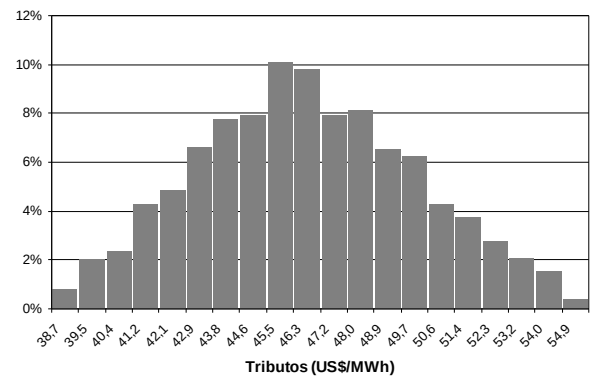
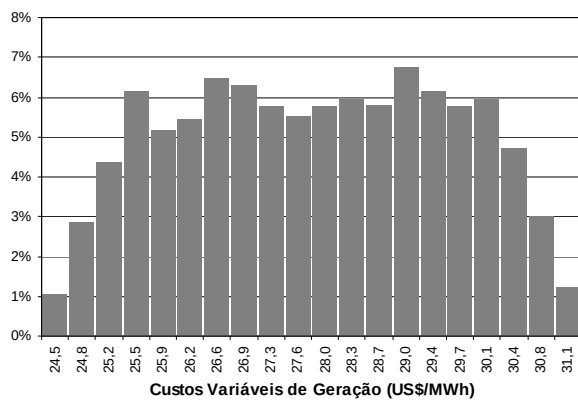
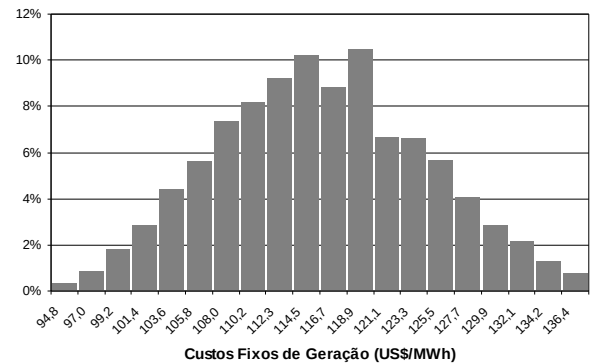
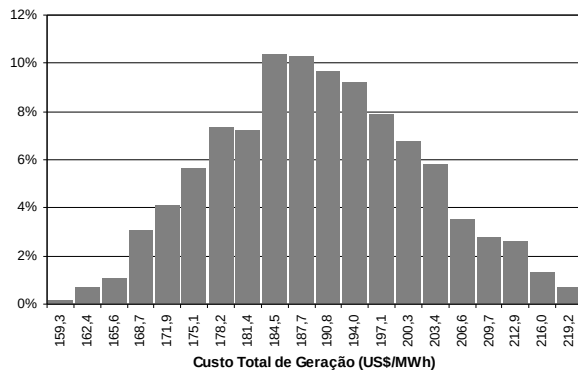
C.4 – IGCC + CCS

Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.28 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.

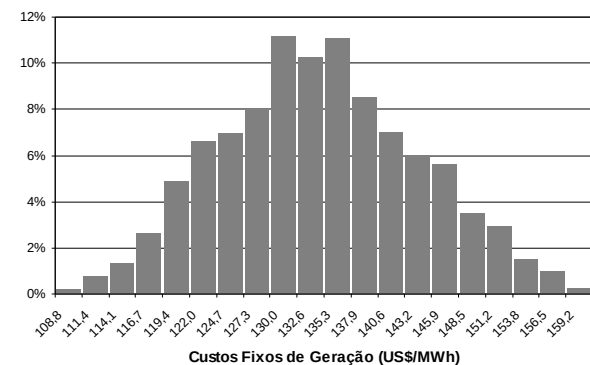
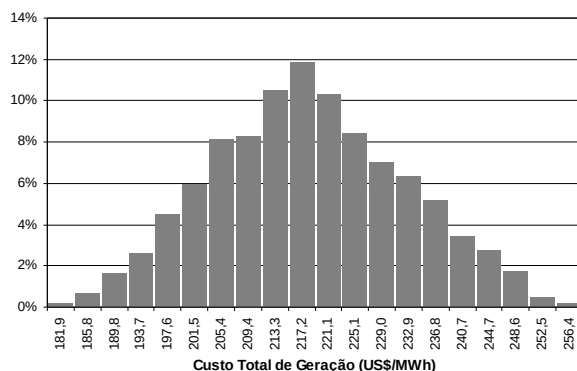
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.29 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.30 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

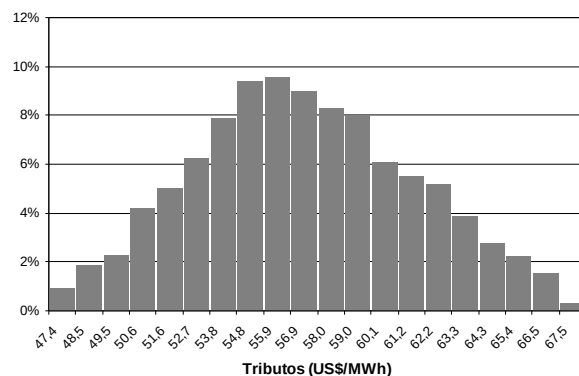
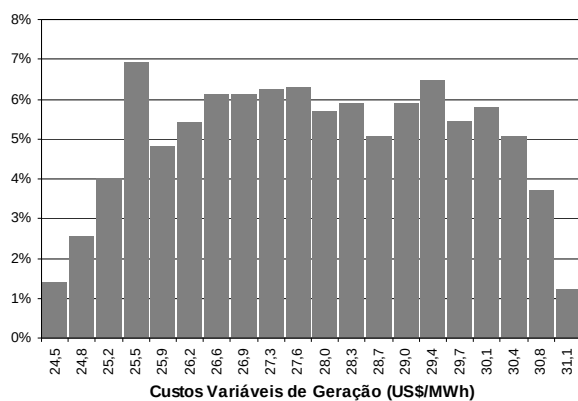
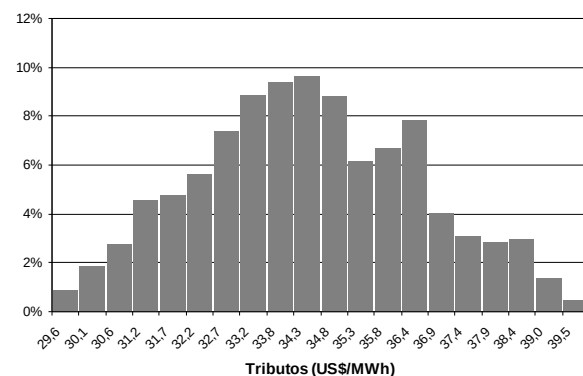
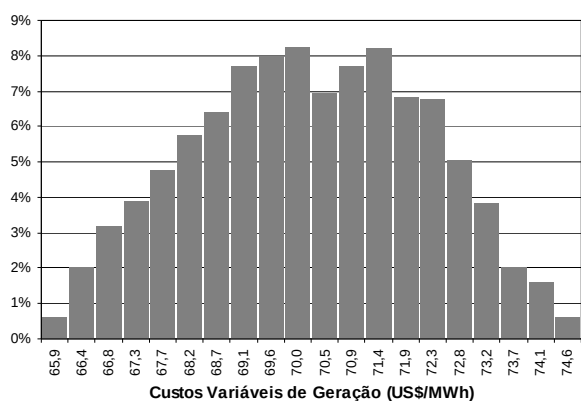
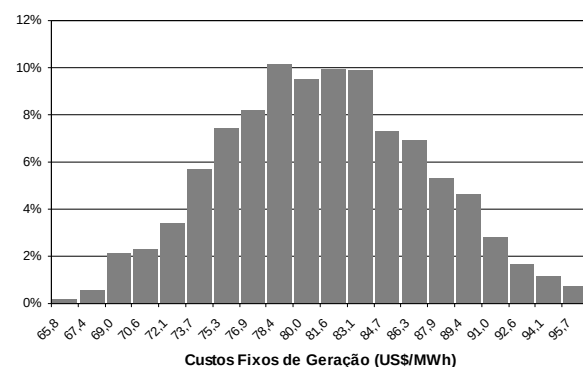
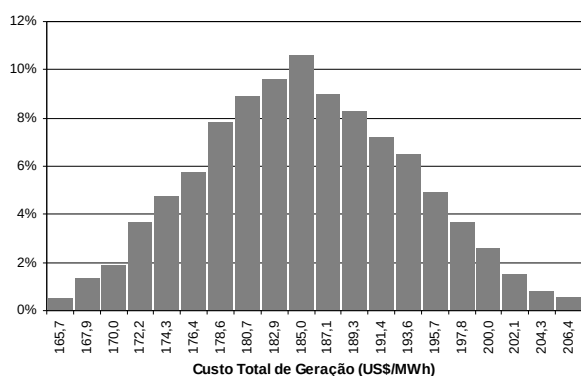


Figura C.30 – (cont.)

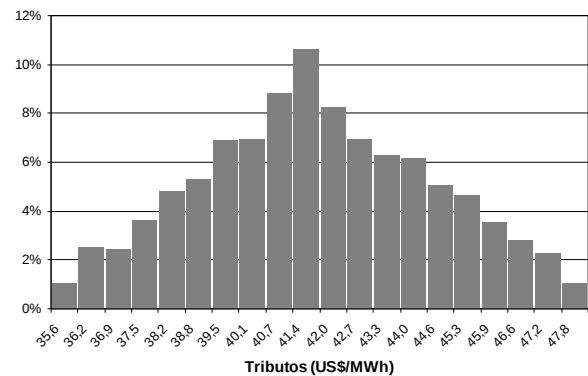
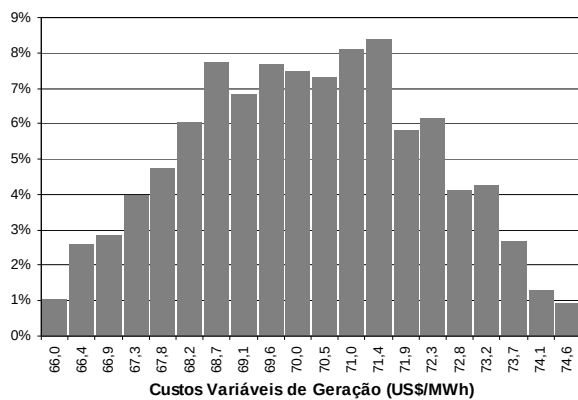
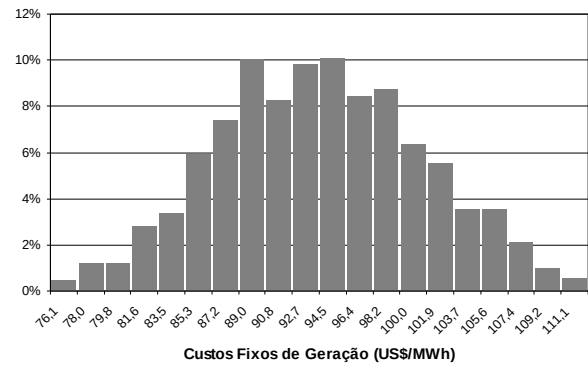
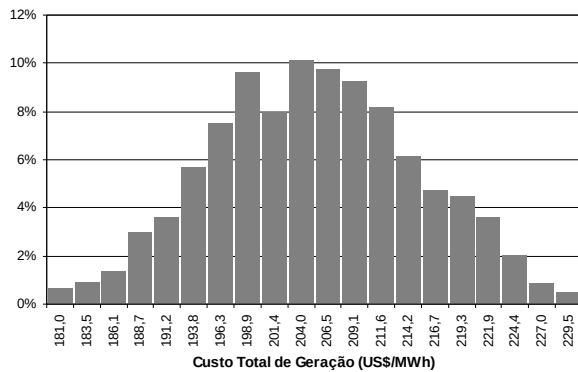
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.31 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.

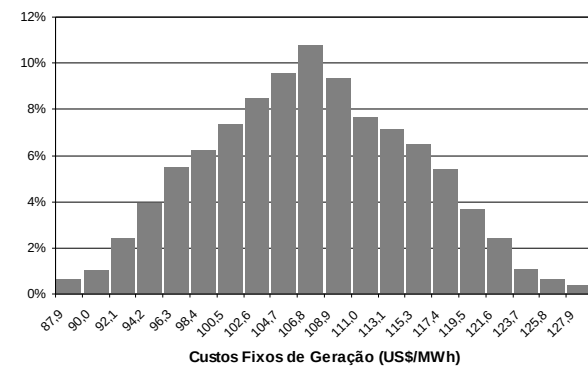
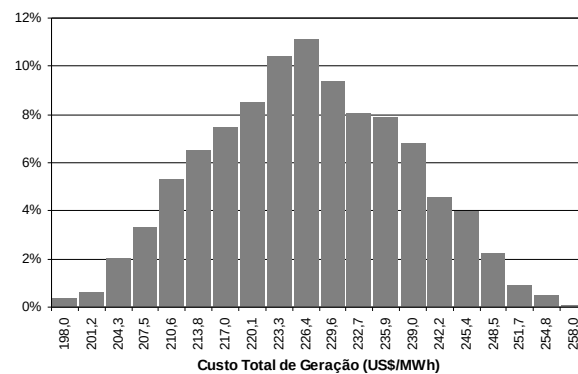
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.32 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.33 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

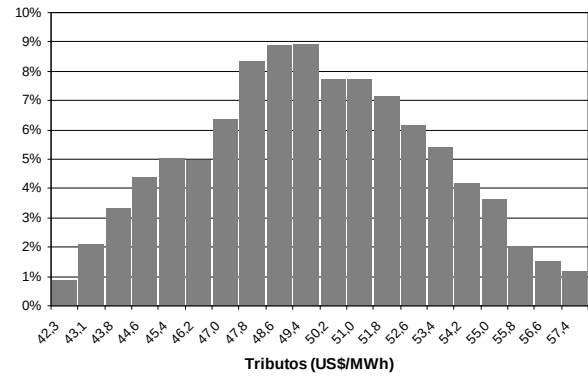
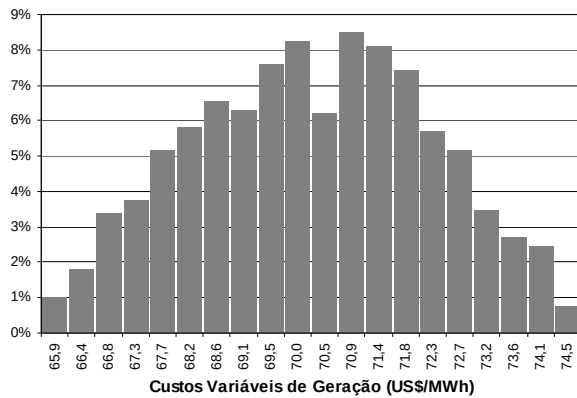
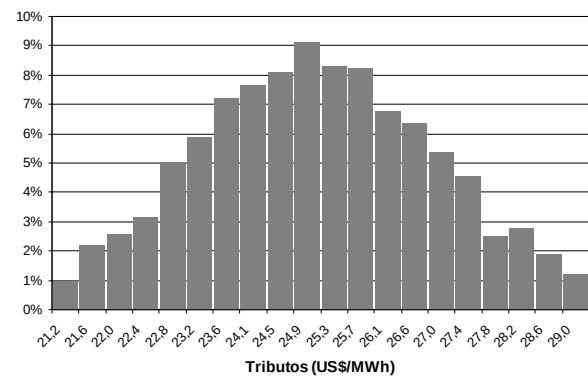
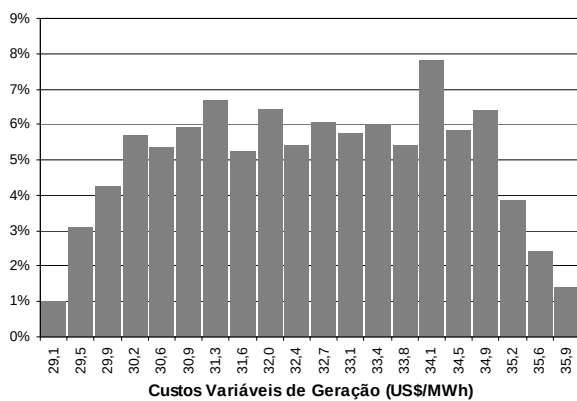
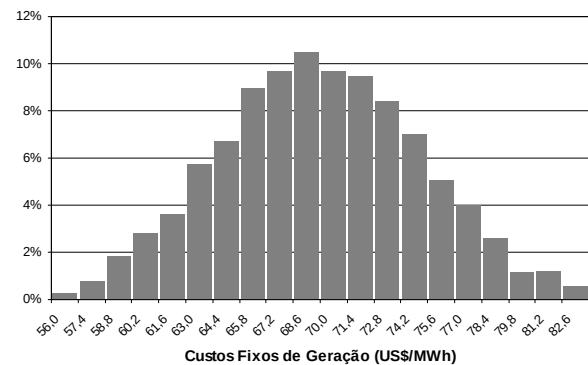
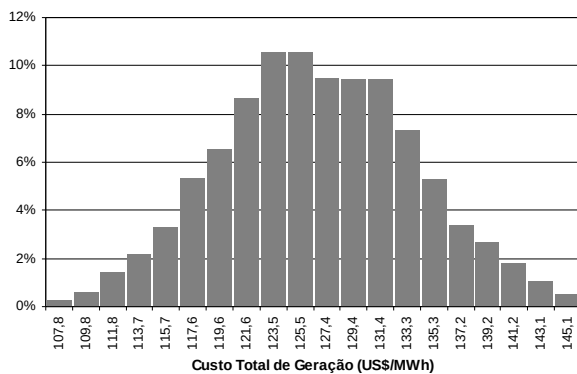


Figura C.33 – (cont.)

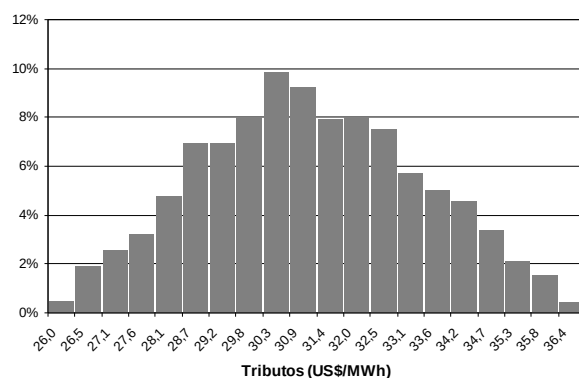
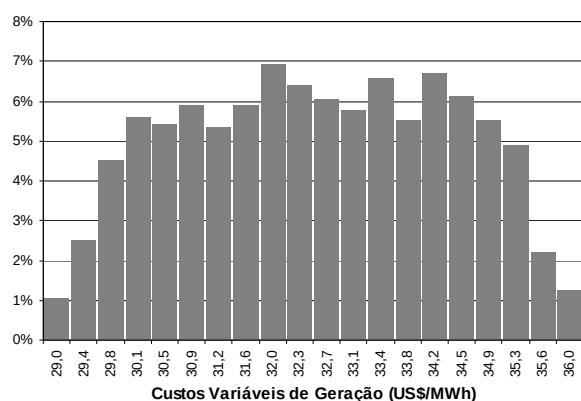
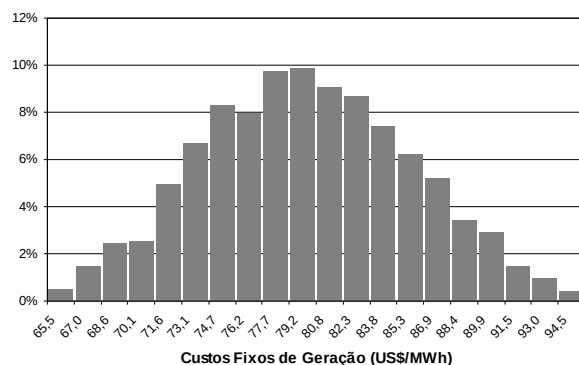
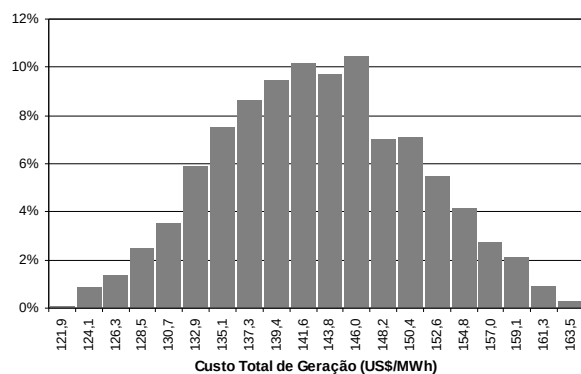
Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

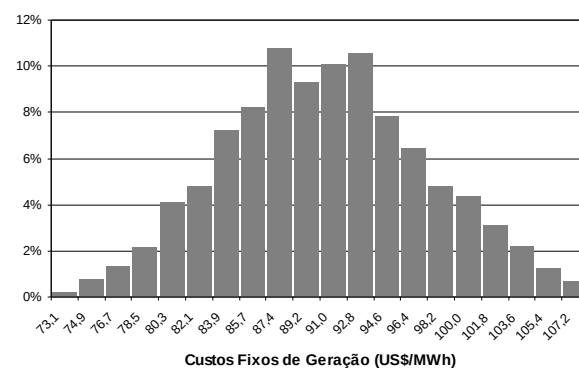
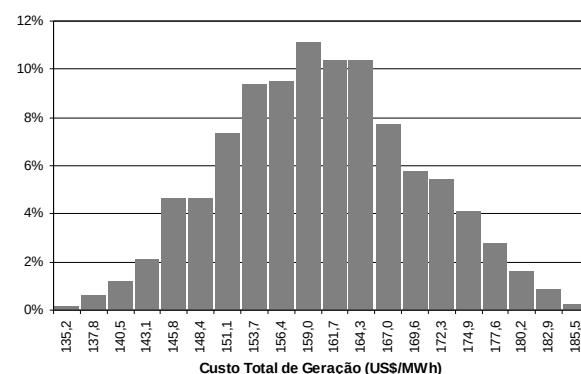
Figura C.34 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.

Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.35 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.36 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.

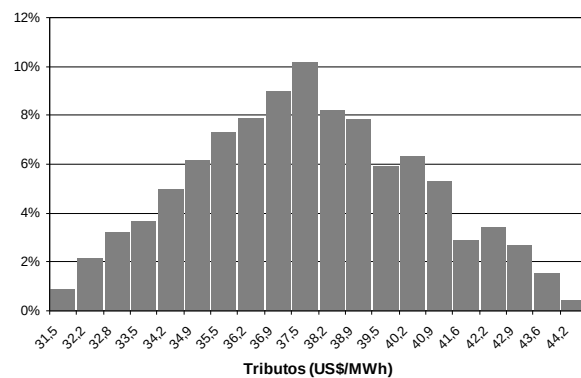
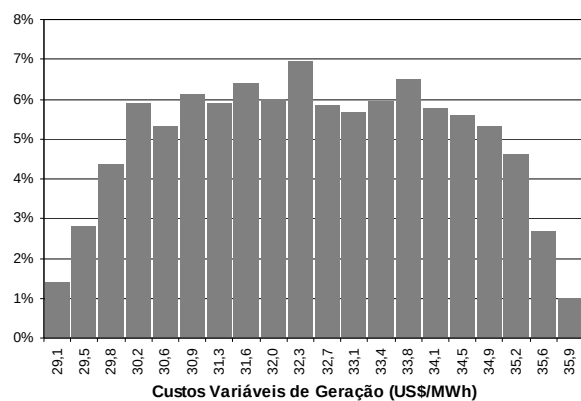


Figura C.36 – (cont.)

Apêndice D

Estudo Comparativo da Tecnologia CCS³⁵

Como mencionado anteriormente, esse trabalho não se aprofundou na análise das tecnologias de CCS devido à complexidade imposta pelo nível de desenvolvimento que se encontram. Esse trabalho se limitará, entretanto, na apresentação dos resultados obtidos pelo ensaio realizado por Blyth *et al.* (2007) para o caso dessa tecnologia.

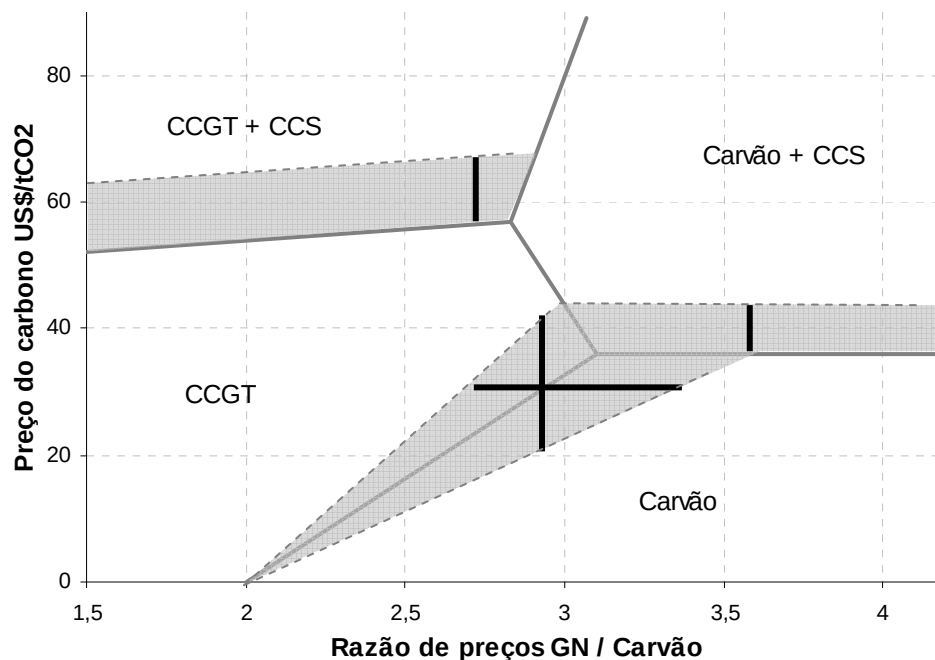
Os resultados apresentados nesse ensaio referem-se a avaliação da opção de postergação do investimento em algumas opções tecnológicas de geração (veja seção 3.3.1) dado que, em um momento no futuro, uma mudança nas políticas ambientais provocará uma alteração significativa nos preços dos créditos de carbono comercializados internacionalmente. Em uma avaliação clássica, o investidor deve avaliar se investe ou não na construção de uma usina e define, naquele momento, a tecnologia que será utilizada. Para isso, geralmente utiliza-se de ferramentas que lhe permitem estimar as possibilidades de ganhos e perdas futuras e, em função dos resultados obtidos, avalia se é vantajoso ou não investir.

Se, por outro lado, o investidor tem a opção de esperar um momento mais propício para a realização desse investimento, ele reduz o risco do investimento, pois à medida que o tempo passa, essas incertezas se tornam menores, até o momento em que ele passa a conhecer as novas regras ambientais que irão vigorar. Porém, o investidor tem um custo para esperar, podendo esse custo ser, por exemplo, o custo pela perda de oportunidade caso tivesse investido antes.

Utilizando o método de Opções Reais, Blyth *et al.* (2007) obtém os resultados apresentados no gráfico das Figura C.1. Nesse gráfico são traçadas as regiões de decisão de cada tecnologia em função dos preços dos combustíveis e dos

³⁵ Para maiores detalhes, veja Blyth *et al.* (2007).

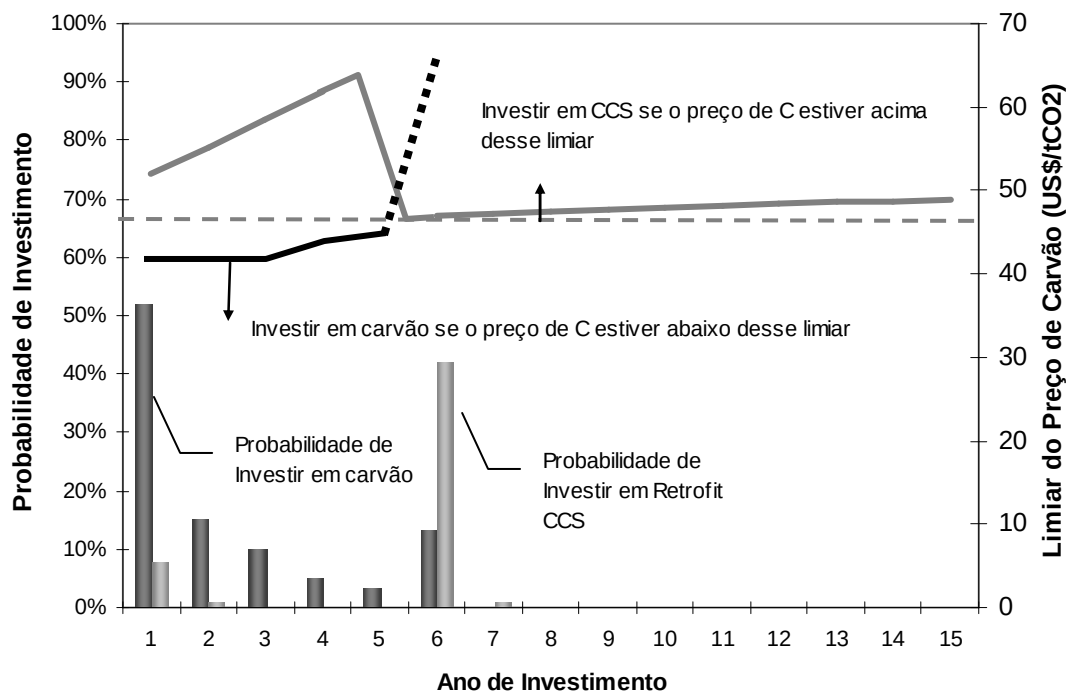
créditos de carbono (linhas cinzas contínuas). As regiões sombreadas indicam que o investidor deve esperar ao invés de investir imediatamente considerando um cenário de 10 anos antes do choque no preço dos créditos de carbono.



Fonte: Blyth *et al.*, 2007

Figura D.1 – Regiões de escolha entre algumas opções de geração em função dos cenários de preços de combustíveis e dos créditos de carbono.

Uma alternativa analisada por Blyth *et al.* (2007) é o investimento em uma usina a carvão sem CCS, porém com a possibilidade de se realizar uma reforma nessa usina (“*retrofit*”) acrescentando posteriormente essa tecnologia. Dessa forma, o CCS atua como um “*hedge*”, ou seja, caso o preço dos créditos de carbono aumentem (ou, equivalentemente, os custos impostos à emissão de gases de efeito estufa aumentem), o investimento nessa tecnologia passa a ser vantajoso. Isso é demonstrado no gráfico apresentado na Figura C.2 onde o choque no preço dos créditos de carbono ocorre no ano 6.



Fonte: Blyth *et al.*, 2007

Figura D.2 – Probabilidade de investimento em uma usina a carvão com a possibilidade de retrofit com CCS.



COPPE/UFRJ

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Junho de 2009

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Dr. Amaro Olímpio Pereira Jr., D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JUNHO DE 2009

Oliveira, Edmar Antunes de

Perspectivas da Geração Termelétrica a Carvão no Brasil no Horizonte 2010-2030/ Edmar Antunes de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XXIV, 155 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 114-120.

1. Geração Termelétrica. 2. Carvão. I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Para minha família

AGRADECIMENTOS

Sou especialmente grato ao professor Roberto Schaeffer pela ajuda e paciente orientação, sem a qual não seria possível a realização dessa dissertação.

Agradeço aos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo e ao Dr. Amaro Pereira por aceitarem fazer parte da banca examinadora dessa dissertação.

Aos colegas de trabalho, em especial Glacy Möller, Alexandre Rodrigues Tavares e Renato de Andrade Costa, que me apoiaram e me deram suporte à conclusão dessa dissertação.

Aos meus pais pelo amor, carinho e pelas palavras de motivação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

Junho/2009

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O carvão é o combustível fóssil que possui as maiores reservas mundiais espalhadas em mais de 70 países. É também a principal fonte de geração de energia elétrica no mundo representando cerca de 40% da matriz elétrica mundial. No Brasil, porém, esse energético possui papel inexpressivo na geração elétrica. Apesar disso, questões de segurança energética nacional, preços relativamente baixos do combustível e estabilidade desses preços podem tornar essa opção economicamente atrativa. Por outro lado, questões ambientais atuais implicam na busca por soluções ambiental e socialmente responsáveis, em linha com o desenvolvimento sustentável. Assim, a presente dissertação tem como objetivo apresentar as perspectivas de geração com o carvão mineral no Brasil mostrando as tecnologias que buscam reduzir os impactos ao meio ambiente e através da avaliação econômica dessas opções. Como será visto, o carvão não representa ainda um papel importante na matriz elétrica brasileira dentro do horizonte analisado face às suas características, o que poderá mudar em um momento posterior.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERSPECTIVES OF COAL POWER GENERATION AT BRAZIL IN THE HORIZON
2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

June/2009

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

Coal is the fossil fuel with the largest world reserves spread over 70 countries. It is also the main source of power generation in the world accounting for 40% of electric power generation. In Brazil, however, this fuel has an inexpressive share in power generation. In spite of that, national energy security issues, relative low fuel prices and price stability can make this option economically attractive. On the other hand, present environment issues require a search for social and environment responsible solutions, following the sustainable development. Thus, this dissertation's main objective is to present the perspectives of coal power generation in Brazil showing the technologies that seek a reduction of its impacts over the environment as well as an economic evaluation of these options. As it will be shown, coal does not have yet an important paper at the power generation in Brazil in the analyzed horizon due to its characteristics, which can change in a later time.

SUMÁRIO

Introdução.....	1
Capítulo I – Cenários Futuros da Energia no Brasil	5
1.1 – Introdução	5
1.2 – Tipos de Cenários	6
1.3 – Premissas Básicas e Aspectos Principais	8
1.3.1 – <i>Políticas Governamentais e Meio Ambiente</i>	8
1.3.2 – <i>População</i>	11
1.3.3 – <i>Fatores Macroeconômicos</i>	12
1.3.4 – <i>Desenvolvimento Tecnológico</i>	18
1.4 – Mercado de Energia.....	20
1.4.1 – <i>Demanda de Energia Elétrica</i>	20
1.4.2 – <i>Produção e Comercialização de Energia</i>	20
1.5 – Conclusões	23
Capítulo II – Análise das Opções Tecnológicas de Geração Elétrica	24
2.1 – Introdução	24
2.2 – Principais Impactos Ambientais.....	25
2.2.1 – <i>Material Particulado (MP)</i>	26
2.2.2 – <i>Dióxido de Enxofre (SO₂)</i>	28
2.2.3 – <i>Óxidos de Nitrogênio (NO_x)</i>	29

2.2.4 – Monóxido de Carbono (CO)	29
2.2.5 – Impactos Causados pela Mineração.....	29
2.2.6 – Outros Impactos Causados pela Queima do Carvão.....	31
2.3 – Panorama da Geração Termelétrica	31
2.4 – Caracterização do Combustível	37
2.5 – Componentes Básicos de uma UTE.....	44
2.5.1 – Caldeira.....	45
2.5.2 – Grupo Turbina-Gerador	46
2.5.3 – Condensador.....	47
2.5.4 – Controle de Emissões	47
2.6 – Tecnologias de Mineração	52
2.6.1 – Mineração a Céu Aberto.....	52
2.6.2 – Mineração Subterrânea	54
2.7 – Tecnologias de Geração	55
2.7.1 – Carvão Pulverizado (PCC)	58
2.7.2 – Combustão em Leito Fluidizado (FBC).....	61
2.7.3 – Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC).....	63
2.7.4 – Sequestro de Carbono (CCS)	67
2.8 – Conclusões	74
Capítulo III – Avaliação Econômica.....	76
3.1 – Introdução	76

3.2 – Caracterização Operacional	77
3.3 – A Análise Econômica	79
3.3.1 – <i>Tecnologias Consideradas</i>	80
3.3.2 – <i>Taxa de Desconto</i>	82
3.3.3 – <i>Tributação e Encargos</i>	84
3.3.4 – <i>Premissas Adotadas</i>	86
3.4 – Metodologia	94
3.4.1 – <i>Modelo de Avaliação Econômico-Financeira</i>	95
3.4.2 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	96
3.4.3 – <i>Análise de Risco</i>	96
3.5 – Resultados	99
3.5.1 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	99
3.5.2 – <i>Análise de Risco e Custos de Geração</i>	100
3.5.3 – <i>Síntese dos Resultados</i>	108
Capítulo IV – Considerações Finais e Conclusões	110
REFERÊNCIAS	114
Apêndice A – Modelo Matemático para Funções de Distribuições	121
A.1 – Introdução	121
A.2 – Distribuição Uniforme	121
A.2 – Distribuição Triangular	122
Apêndice B – Resultados das Análises de Sensibilidade	125

B.1 – SCPC	125
B.2 – SCPC + CCS.....	126
B.3 – IGCC	126
B.4 – IGCC + CCS.....	127
Apêndice C – Resultados das Simulações de Monte Carlo	128
C.1 – SCPC	128
C.2 – SCPC + CCS.....	134
C.3 – IGCC	140
C.4 – IGCC + CCS.....	146
Apêndice D – Estudo Comparativo da Tecnologia CCS.....	153

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Composição das matrizes energética e elétrica mundial em 2006.	2
Figura 1.1 - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica versus crescimento do PIB no Brasil.	14
Figura 1.2 - Produção física industrial brasileira. Índice de intensidade do gasto com energia elétrica.	14
Figura 1.3 - Intensidade energética primária global em países e regiões do mundo selecionados.	15
Figura 1.4 - Consumo específico de eletricidade de setores selecionados (kWh/t).	16
Figura 1.5 - Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB.	16
Figura 1.6 - Participação das diversas fontes na geração de energia elétrica.	22
Figura 1.7 - Participação das fontes de geração térmica.	22
Figura 2.1 – Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.	32
Figura 2.2 – Matriz elétrica mundial em 2006.	34
Figura 2.3 - Dependência do carvão na geração elétrica de alguns países.	35
Figura 2.4 - Geração no Brasil: Capacidade Instalada e Energia Gerada.	35
Figura 2.5 - Tipos de carvão e seus usos.	38
Figura 2.6 – Distribuição das reservas de carvão no Brasil.	42
Figura 2.7 – Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.	44
Figura 2.8 – Emissões de CO ₂ de térmicas a carvão	48
Figura 2.9 – Diagrama esquemático do sistema FGD.	49

Figura 2.10 – Perfil esquemático do processo de tratamento de emissões.....	50
Figura 2.11 – Operação de uma mina a céu aberto.	53
Figura 2.12 – Operação de uma mina subterrânea.....	54
Figura 2.13 – Fluxograma simplificado: Carvão Pulverizado.....	59
Figura 2.14 – Esquema simplificado de usina a leito fluidizado a pressão atmosférica.	62
Figura 2.15 – Esquema do sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado..	65
Figura 2.16 – Opções de estocagem geológica do CO ₂	69
Figura 2.17 – Recuperação de petróleo através da injeção de CO ₂	70
Figura 2.18 – Campos para estocagem de CO ₂ no mundo.	71
Figura 2.19 – Bacias sedimentares brasileiras.....	72
Figura 3.1 – Influência da qualidade do carvão sobre os custos de investimento e eficiência das usinas a carvão.	89
Figura 3.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.....	99
Figura 3.3 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC com o carvão da mina de Candiota.	101
Figura 3.4 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS com o carvão da mina de Candiota.....	102
Figura 3.5 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC com o carvão da mina de Candiota.	104
Figura 3.6 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS com o carvão da mina de Candiota.....	105
Figura A.1 – Função de distribuição de probabilidades uniforme.	122
Figura A.2 – Função de distribuição de probabilidades triangular.	123

Figura B.1 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.	125
Figura B.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC com sistema de captura de carbono.	126
Figura B.3 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC.	126
Figura B.4 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC com sistema de captura de carbono.	127
Figura C.1 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 8%.	128
Figura C.2 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 10%.	129
Figura C.3 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.	129
Figura C.4 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 8%.	130
Figura C.5 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 10%.	131
Figura C.6 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.	131
Figura C.7 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 8%.	132
Figura C.8 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 10%.	133
Figura C.9 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 12%.	133
Figura C.10 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.	134

Figura C.11 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.....	135
Figura C.12 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	135
Figura C.13 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.....	136
Figura C.14 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.....	137
Figura C.15 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	137
Figura C.16 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.....	138
Figura C.17 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.....	139
Figura C.18 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.....	139
Figura C.19 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 8%.....	140
Figura C.20 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 10%.....	141
Figura C.21 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.....	141
Figura C.22 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 8%.....	142
Figura C.23 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 10%.....	143

Figura C.24 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.....	143
Figura C.25 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 8%.....	144
Figura C.26 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 10%.....	145
Figura C.27 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 12%.....	145
Figura C.28 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.....	146
Figura C.29 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.....	147
Figura C.30 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	147
Figura C.31 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.....	148
Figura C.32 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.....	149
Figura C.33 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	149
Figura C.34 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.....	150
Figura C.35 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.....	151
Figura C.36 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.....	151

Figura D.1 – Regiões de escolha entre algumas opções de geração em função dos cenários de preços de combustíveis e dos créditos de carbono..... 154

Figura D.2 – Probabilidade de investimento em uma usina a carvão com a possibilidade de *retrofit* com CCS. 155

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Reservas provadas mundiais de combustíveis fósseis no final de 2007.....	1
Tabela 1.1 - Taxa de crescimento populacional no Brasil (percentuais anuais).	12
Tabela 1.2 - Geração elétrica a partir do carvão mineral entre 2000 e 2025.	21
Tabela 2.1 - Reservas provadas e produção de carvão mineral no mundo em 2007 (10 ⁶ t).....	33
Tabela 2.2 - Brasil: usinas termelétricas em operação.....	36
Tabela 2.3 - Brasil: usinas termelétricas com outorga.....	36
Tabela 2.4 - Classificação internacional de carvões do tipo antracito e betuminoso. ..	40
Tabela 2.5 – Características gerais dos carvões brasileiros.....	41
Tabela 2.6 – Reservas de carvão no Brasil em 2005.	43
Tabela 2.7 – Opções tecnológicas no tratamento de gases e resíduos em termoelétricas a carvão.....	51
Tabela 2.8 – Níveis médios de eficiência em plantas PCC.	60
Tabela 2.9 – Potencial de estocagem de CO ₂ no mundo.	71
Tabela 2.10 – Capacidades de Armazenamento de CO ₂ nas bacias sedimentares brasileiras.	73
Tabela 3.1 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica a carvão.	88
Tabela 3.2 – Referências para o custo de investimento em plantas térmicas a carvão.	89
Tabela 3.3 – Origem e preços do carvão empregado em térmicas brasileiras em maio de 2005.....	91

Tabela 3.4 – Custos fixos e variáveis em plantas térmicas a carvão.....	92
Tabela 3.5 – Eficiência de cada tecnologia.	93
Tabela 3.6 – Premissas gerais utilizadas no modelo de avaliação econômica.....	94
Tabela 3.7 – Modelo econômico utilizado nas avaliações.....	95
Tabela 3.8 – Parâmetros e distribuições utilizadas para as variáveis estocásticas.	98
Tabela 3.9 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh)....	101
Tabela 3.10 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh)...	101
Tabela 3.11 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).	102
Tabela 3.12 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).	102
Tabela 3.13 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.14 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.15 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.16 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.17 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh)...	104
Tabela 3.18 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh)....	104
Tabela 3.19 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).	105
Tabela 3.20 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh). .	105

Tabela 3.21 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.22 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.23 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.24 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.25 – Síntese dos resultados das simulações.....	108
Tabela 3.26 – Custos de geração elétrica (R\$/MWh) para algumas fontes no Brasil, segundo EPE.....	109

NOMENCLATURA

AFBC – Atmospheric Fluidized Bed Combustor

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BCB – Banco Central do Brasil

BFBC – Bubbling Fluidized Bed Combustor

BP – British Petroleum

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCS – Carbon Capture and Storage

CCT – Clean Coal Technologies

CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental

CFBC – Circulating Fluidized Bed Combustor

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

COV – Compostos orgânicos voláteis

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral

DOE – U.S. Department of Energy

EEA – European Environment Agency

EIA – Energy Information Administration

ELETRONBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPRI – Electric Power Research Institute

Eurostat – Escritório Estatístico das Comunidades Européias

FBC – Fluidized Bed Combustor

FGD – Flue Gas Desulfurization

FGV – Fundação Getúlio Vargas

FMI – Fundo Monetário Internacional

FOB – Free On Board

FSI – Free Swelling Index

GEE – Gases de efeito estufa

GNL – Gás natural liquefeito

GTCC – Gas Turbine Combined Cycle

IAEA – International Atomic Energy Agency

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação

IEA – International Energy Agency

IGCC – Integrated-Gasification Combined-Cycle

IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado

II – Imposto sobre Importação de produtos estrangeiros

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

IR – Imposto de Renda

ISS – Imposto sobre Serviços de qualquer natureza

LCPD – Large Combustion Plants Directive

MME – Ministério de Minas e Energia

MP – Material Particulado

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OECD – Organization for Economic Co-operation and Development

O&M – Operação e manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento

PCC – Pulverized Carbon Combustor

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

P&D – Pesquisa e desenvolvimento

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PEE – Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

PFBC – Pressurized Fluidized Bed Combustor

PIB – Produto Interno Bruto

PIS – Contribuição para o Programa de Integração Social

PNE – Plano Nacional de Energia

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PTS – Partículas Totais em Suspensão

R/P – Razão entre Reserva e Produção

ROM – Run Of Mine

SIN – Sistema Interligado Nacional

SNCR – Selective Non Catalytic Reduction

SCPC – Supercritical Pulverized Carbon Combustor

SCR – Selective Catalytic Reduction

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa de Mínima Atratividade

UCG – Underground Coal Gasification

UNCHE – United Nations Conference on the Human Environment

USCPC – Ultra Super Critical Pulverized Carbon Combustor

USITESC – Usina Termelétrica Sul Catarinense S.A.

VPL – Valor Presente Líquido

WCI – World Coal Institute

Introdução

O carvão mineral – ou simplesmente carvão – é um combustível fóssil sólido formado a partir da matéria orgânica de vegetais depositados em bacias sedimentares. Fundamental para a economia mundial, o carvão é maciçamente empregado em escala planetária na geração de energia elétrica e na produção de aço. Na siderurgia é utilizado o carvão coqueificável, um carvão nobre com propriedades aglomerantes (DNPM, 2001). No uso como energético o carvão admite, a partir do linhito¹, toda gama possível de qualidade, sendo uma questão de adaptação dos equipamentos ao carvão disponível.

Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo a longo prazo a mais importante reserva energética mundial, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Reservas provadas mundiais de combustíveis fósseis no final de 2007.

Recurso	Reservas Provadas Mundiais (Mtoe)	Vida Útil Estimada (anos)*
Carvão	426.128	133,0
Petróleo	168.600	41,6
Gás Natural	177.360	60,3

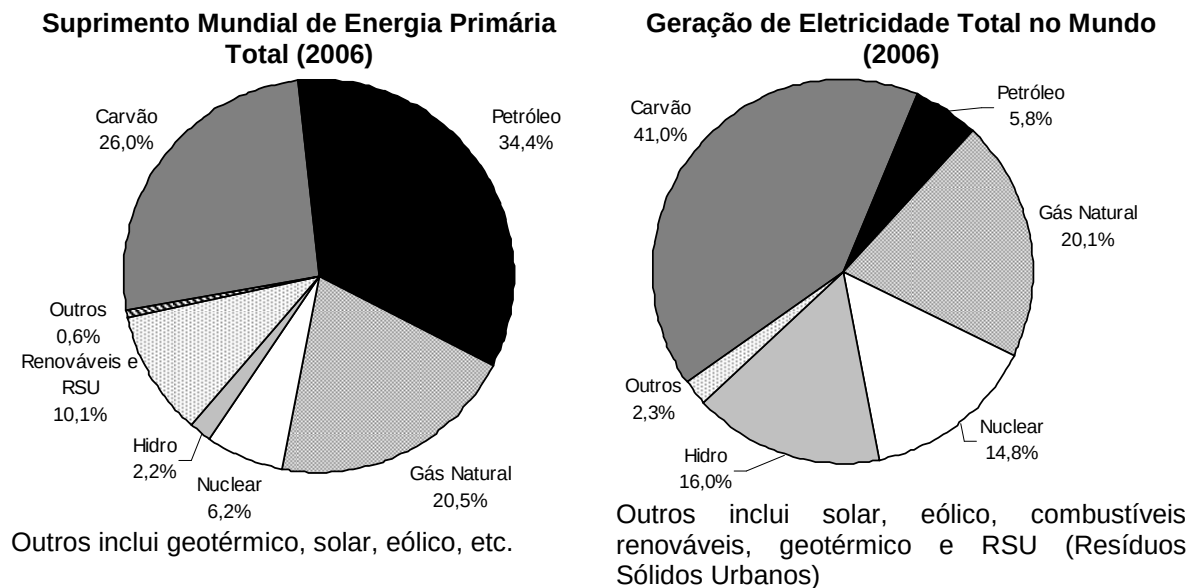
Fonte: BP, 2008

Nota: (*) Vida útil estimada através da razão reserva/produção.

Na composição da matriz energética global, o carvão fica abaixo apenas do petróleo, sendo que especificamente na geração de eletricidade passa folgadoamente à condição de principal recurso mundial, como observado na Figura 1.

A pressão ambientalista contra o carvão tem sido intensa, principalmente com o advento das teorias do aquecimento global, dentro da reivindicação do controle e da redução das emissões de poluentes para a atmosfera (IPCC, 2009), mas a posição desse bem mineral vem se mantendo relativamente inabalável no cenário mundial (DNPM, 2001).

¹ Para uma descrição dos tipos de carvão e sua formação, vide Capítulo II.



Fonte: WCI, 2008

Figura 1 – Composição das matrizes energética e elétrica mundial em 2006.

Desde 1992, fortaleceram-se as evidências científicas de que a Humanidade é responsável pelas mudanças climáticas globais desde a Revolução Industrial, e que essas serão, de acordo com o IPCC, muito graves dependendo do aumento verificado na temperatura: aumento do risco de extinção de espécies, aumento dos danos decorrentes de inundações, aumento do ônus decorrente da má nutrição, diarreia, doenças cardiorrespiratórias e infecciosas, aumento da morbidade e da mortalidade resultantes de ondas de calor, inundações e secas, alteração da distribuição de alguns vetores de doenças, enfim, cenários de gravidade reconhecida pela comunidade científica (IPCC, 2007).

Diante desse quadro, o tema energia demonstra sua importância e mais particularmente a participação do carvão na matriz energética brasileira. Se, de um lado, há a necessidade de se oferecer alternativas ao país no que tange às suas demandas legítimas, não se deve negligenciar o compromisso com a “Cidadania Planetária”, ou seja, direitos e deveres com as futuras gerações (Monteiro, 2004).

Nesse cenário, foi possível observar um forte progresso da tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais na mineração e queima do carvão, ocorrido nos últimos anos (WCI, 2009), objetivando-se viabilizar um uso mais intenso do carvão com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias de “queima limpa” desse energético (Clean Coal Technologies) (DOE, 2009, IEA, 2008).

Todo esse esforço em pesquisa e desenvolvimento parece indicar que o mundo não descarta, absolutamente, o uso do carvão como fonte primária para a geração de energia elétrica. A abundância das reservas de carvão, os avanços tecnológicos já consolidados e os que são esperados nos próximos anos, o aumento esperado da demanda de energia, em especial da demanda por energia elétrica, são, portanto, os elementos básicos que sustentam a visão de que a expansão da geração termelétrica a carvão faz parte da estratégia da expansão da oferta de energia (EPE, 2007).

Além disso, a dificuldade tecnológica das fontes renováveis em aumentar sua participação na matriz energética mundial, faz com que não haja nenhuma perspectiva, mesmo a longo prazo, de dispensar os combustíveis fósseis como base energética da sociedade industrial moderna (IEA, 2008).

Porém, a manutenção dos padrões atuais de produção e consumo de energia é insustentável, o que exige um esforço no sentido de se adotar técnicas mais apropriadas (IEA, 2008). Somado a isso, países importadores de energia estão cada vez mais preocupados com a segurança energética. O estudo elaborado pela IEA (IEA, 2008) indica que, para que esses critérios de segurança energética e meio ambiente sejam atendidos de forma satisfatória, é necessário realizar uma “*revolução tecnológica*” além de grandes investimentos em novas tecnologias e em pesquisa e desenvolvimento.

Com base nessa discussão, esse trabalho apresenta as perspectivas de geração com o carvão mineral no Brasil mostrando as tecnologias que buscam reduzir os impactos ao meio ambiente e através da avaliação econômica dessas opções. Nesse sentido, busca-se responder à questão: “É possível, com base nas tecnologias disponíveis no horizonte de estudo (2010 – 2030), utilizar o carvão mineral como fonte de energia elétrica sem provocar grandes impactos ao meio ambiente?” Para isso, é feito um levantamento dos custos da geração com base nessas tecnologias.

A dissertação está dividida em quatro capítulos, que apresentam as tecnologias de geração com carvão e analisam os potenciais técnicos e econômicos dessas tecnologias.

O primeiro capítulo mostra as perspectivas mundiais e nacionais quanto à participação do carvão na matriz elétrica. Para isso, são avaliados alguns estudos de cenários futuros de energia com observância das tendências mundiais quanto às questões tecnológicas e ambientais e sua comparação com o caso brasileiro.

O segundo capítulo introduz as tecnologias disponíveis comercialmente no horizonte de 2010 a 2030 para a geração termelétrica com carvão e os benefícios de cada opção. Em conjunto, são levantados os impactos ambientais provocados desde a mineração do combustível até o depósito final dos subprodutos dessa opção energética e as alternativas tecnológicas desenvolvidas para o tratamento desses impactos. O capítulo é concluído analisando a viabilidade técnica de se obter uma geração “limpa”.

O terceiro capítulo consiste na avaliação econômica de algumas tecnologias selecionadas utilizando duas opções de carvão nacional e uma de carvão importado dando, assim, uma visão dos custos de geração com base nessas tecnologias e nas opções de suprimento atualmente disponíveis no país.

Finalmente, o quarto capítulo conclui o trabalho apresentando as considerações finais e conclusões desse trabalho.

Capítulo I

Cenários Futuros da Energia no Brasil

1.1 – Introdução

Dada a natureza desse trabalho, cujo objetivo é o de avaliar as perspectivas futuras da geração termoeletrica com carvão no Brasil, faz-se necessária uma análise do contexto sócio-político bem como das questões ambientais e de mercado que estarão presentes no horizonte de análise. Além disso, projetos dessa natureza possuem um longo prazo de implantação e alguns de seus efeitos ambientais podem levar décadas para serem observados. Assim, explica-se a importância de se elaborar avaliações de longo prazo.

A elaboração de cenários futuros de energia, porém, constitui-se em uma tarefa complexa e multidisciplinar, exigindo recursos que fogem aos objetivos propostos para essa dissertação. Esse capítulo visa, portanto, fazer uma análise crítica de estudos já elaborados apontando para as questões mais importantes relativas à geração térmica com carvão no Brasil.

As perspectivas de longo-prazo são cercadas de incertezas. O futuro, por definição, é desconhecido e não pode ser previsto. Por essa razão, deve-se olhar para o futuro e suas incertezas de forma articulada, não apenas assumindo que tendências atuais terão continuidade. Em horizontes de cinco a dez anos, a inércia do sistema econômico/energético é grande, implicando em pequenas alterações nessas tendências. Porém, em horizontes maiores, isso não é verdade (IEA, 2006).

Incetezas surgem, por exemplo, nas políticas energéticas e ambientais dos países que enfrentam um grande desafio face à característica dual da energia. Por um lado, a energia possui um papel essencial sobre o crescimento econômico e o desenvolvimento humano. Assim, a garantia de abastecimento energético deve constituir-se como uma das preocupações principais dos governos que devem aumentar a diversidade geográfica e de combustíveis. Porém, as fontes não-renováveis possuem recursos limitados e constituem-se como uma das principais causas da poluição atmosférica. Além disso, os padrões atuais de consumo energético

representam uma grave ameaça ao meio-ambiente, incluindo fortes mudanças climáticas (IEA, 2006).

Junto a isso, somam-se as dificuldades advindas da crise financeira mundial de grandes proporções eclodida em 2008, cujos efeitos e profundidade ainda não podem ser avaliados em toda sua extensão. Como os estudos avaliados foram elaborados antes da crise, seus resultados não incluem os efeitos advindos dessa crise, à exceção da revisão do Plano Decenal elaborada pela EPE (2008). Porém, como serão demonstrados mais tarde, esses resultados não diferem muito daqueles em que foram considerados os efeitos dessa crise. Isso se deve, em parte, a uma menor vulnerabilidade da economia brasileira a choques externos observada ao longo de 2008 quando comparado ao passado e a outras economias emergentes² (EPE, 2008).

O futuro geralmente é analisado através de cenários os quais, por sua vez, são conjecturas sobre o que pode acontecer no futuro com base no conhecimento do presente e do passado. É importante observar que cenários não são previsões ou projeções, mas imagens de futuros alternativos baseados em um conjunto de premissas consistentes e reproduzíveis. Apesar de sua natureza especulativa, cenários são ferramentas úteis no suporte a decisões através da possibilidade de identificação de problemas, ameaças e oportunidades (IEA, 2003).

1.2 – Tipos de Cenários³

Um tipo de cenário normalmente utilizado é o de **referência** que, como o nome indica, é utilizado como uma referência para os demais cenários analisados. Normalmente nesse cenário assume-se uma continuação das tendências históricas e que a estrutura do sistema permanece inalterada ou responde de formas predeterminadas. Esse cenário permite avaliar as possíveis mudanças que os demais cenários estudados produzirão.

Assim, no Brasil, o cenário de referência (EPE, 2007) aponta para um crescimento da economia nacional superior à média mundial, pressupondo sucesso no enfrentamento das principais questões internas que obstaculizam a sustentação de taxas elevadas de crescimento e admite os efeitos positivos dos necessários ajustes microeconômicos diante de alterações estruturais como a perda de competitividade de alguns setores

² O desempenho da economia brasileira frente à crise econômica mundial pode ser observada no Relatório Focus elaborado pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2008).

³ Para maiores detalhes sobre os tipos de cenários, vide IEA (2003).

vis-à-vis o crescimento de setores mais dinâmicos, que se aproveitam das vantagens comparativas de que dispõem. Ao longo do decênio, deverão ser obtidos avanços importantes na resolução de gargalos na infra-estrutura, ainda que não sejam completamente superados. É um cenário marcado pelo esforço das corporações nacionais na conquista de mercados internacionais, em um mundo que oferece oportunidades em nichos específicos. A produtividade total dos fatores tende a aumentar, embora concentrada nos segmentos mais dinâmicos da economia.

Considerando-se a inércia de muitos dos sistemas sob investigação, as previsões de curto a médio prazo são consideradas como as de maior probabilidade. Mas no longo prazo, essas tendências tornam-se pouco prováveis e alguns pontos chave do setor energético (como o desenvolvimento tecnológico, estruturas sociais, valores ambientais, etc.) tornam-se ainda menos previsíveis. Porém, são justamente esses fatores os mais importantes (EPE, 2008).

Cenários **políticos**, projetados para analisar os impactos da introdução de uma nova política em um contexto que, em todos os seus outros aspectos, reflete a continuação de tendências atuais, geralmente apresentam as mesmas limitações de cenários de referência (IEA, 2003).

Cenários **exploratórios** ou **descritivos**, por outro lado, são projetados para investigar diversas configurações plausíveis do futuro. O objetivo é a identificação das estratégias mais robustas ao longo desses cenários como, por exemplo, a identificação de fatores que influenciam a emissão de gases de efeito estufa se mostra útil na escolha de políticas mais adequadas. Além disso, esse tipo de cenário permite a investigação e compreensão dos elos existentes entre os diferentes fatores chave e avaliar sua relativa importância (em termos de impactos potenciais) como fontes de incerteza. Uma vez identificado os fatores chave, os vários cenários são construídos com base em combinações possíveis das opções disponíveis para esses fatores de forma a minimizar os efeitos indesejáveis e de forma consistente e plausível (IEA, 2003).

Finalmente, os cenários **normativos** são aqueles onde o futuro desejável é projetado e as formas de se alcançá-lo são traçadas através da identificação dos meios necessários (políticas) para isso, ou seja, realizando um trabalho inverso (do fim para o início) de investigação. Enquanto cenários exploratórios descrevem o que pode acontecer, cenários normativos ajudam na decisão do que se deve ou pode fazer e, portanto, estão mais focados nas ações (IEA, 2003).

Outra distinção comum está entre cenários **quantitativos** e **qualitativos**. Estes se referem a histórias puramente narrativas descrevendo os relacionamentos internos ao sistema ou como o futuro pode se desdobrar. Aqueles fornecem uma ilustração numérica da evolução de indicadores ou variáveis chaves. Geralmente, os cenários quantitativos são representados através de modelos matemáticos, mas também podem ser representados através de ferramentas bem mais simples (IEA, 2003).

No setor energético, os principais fatores chave identificados nos trabalhos avaliados (EIA, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) são:

- Política e Meio Ambiente;
- População;
- Economia; e
- Desenvolvimento Tecnológico.

Outros fatores chave como equidade, globalização, desenvolvimento social, estrutura energética, crenças e valores em relação ao desenvolvimento sustentável, qualidade de vida, etc. são encontrados nos vários trabalhos analisados, porém com menor ênfase.

A seguir, serão apresentados os principais aspectos referentes a esses fatores chave, sua influência no mercado de energia, principalmente no que tange à geração termoelétrica com carvão no Brasil, e as premissas adotadas.

1.3 – Premissas Básicas e Aspectos Principais

1.3.1 – Políticas Governamentais e Meio Ambiente

Energia e meio ambiente trazem entre si estreita correlação. Ao mesmo tempo em que a energia induz o desenvolvimento sócio-econômico do país, sua exploração implica em impactos ao meio ambiente podendo causar efeitos irreversíveis ou mesmo de longa duração como aqueles provocados pelas emissões de gases de efeito estufa, dentre outros efeitos (IEA, 2006).

Nesse contexto, surgiram nos últimos anos diversos debates a respeito da importância da preservação do meio ambiente e das consequências de sua deterioração dentre as quais se podem citar a primeira conferência das Nações Unidas sobre esse tema, a United Nations Conference on the Human Environment (UNCHE), realizada em 1972

(IAEA, 2006). Atualmente reconhece-se que a proteção ao meio ambiente deve estar ligada ao desenvolvimento social e econômico de forma a assegurar o conceito de **desenvolvimento sustentável** (IAEA, 2006). Esse termo foi definido pelo World Commission on Environment and Development em seu relatório “Nosso Futuro Comum” como sendo o “progresso que atende as necessidades do presente sem comprometer a habilidade das gerações futuras de atender suas próprias necessidades” (IAEA, 2006).

Assim, é papel do governo promover políticas que visem, ao mesmo tempo, o desenvolvimento econômico e social em equilíbrio com as questões ambientais segundo as diretrizes do desenvolvimento sustentável.

Nesse aspecto, devem-se levar em consideração as políticas governamentais adotadas no Brasil relacionadas ao setor elétrico atualmente em vigor na construção dos cenários, das quais se pode citar:

- Criação do Programa Brasileiro de Etiquetagem em 1984, por intermédio do INMETRO, com a finalidade de informar ao consumidor sobre o consumo de energia dos produtos, estimulando-os a fazer uma compra consciente (INMETRO, 2009);
- Criação do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e do Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET), em 1985 e 1991, respectivamente (ELETROBRAS, 2009, MME, 2009);
- Instituição do Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (PEE), pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece a aplicação compulsória de um montante anual mínimo da receita operacional líquida destas empresas em programas de eficiência energética no uso final. A Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, prorroga até 31 de dezembro de 2010 a obrigação de aplicação de um percentual mínimo de 0,5% (ANEEL, 2009);
- Criação da Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001, e do Decreto nº 4.059, de 19 de dezembro de 2001, que a regulamenta. Conhecida como Lei de Eficiência Energética, determina o estabelecimento de níveis máximos de consumo de energia de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País, bem como de edificações construídas,

com base em indicadores técnicos e regulamentação específica (INMETRO, 2009);

- Instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, através da Lei nº 10.438, de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que apóia a diversificação da matriz energética brasileira através de fontes de energia renováveis como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, o uso de biomassa e de energia eólica na geração elétrica (ELETROBRAS, 2009).
- Criação do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC em 2003 através de várias medidas institucionais com o objetivo o desenvolvimento econômico e social através da desoneração de tributos e medidas fiscais de longo prazo que visam a desoneração dos gastos públicos, dentre outras medidas. Nesse programa incluem-se vários projetos de infra-estrutura no setor elétrico sendo previstos cerca de R\$ 274,8 bilhões de investimentos entre 2007 e 2010 nesse setor (PAC, 2009).

Vale ressaltar que é possível atingir montantes ainda mais expressivos de conservação de eletricidade mediante ação mais agressiva do Estado brasileiro no sentido de fomentar programas específicos e induzir a penetração mais veloz de tecnologias e hábitos de consumo de eletricidade mais eficientes. Novas ações do Estado, incluindo incentivos econômicos e financeiros, são desejáveis e necessárias para superar barreiras e promover o avanço da eficiência energética (EPE, 2008).

Por outro lado, devem-se citar também as ações e medidas políticas no sentido de promover maior segurança no abastecimento interno e reduzir, por exemplo, os impactos causados pelos preços internacionais do petróleo e gás natural na economia brasileira. Exemplo disso é o aumento de reservas e produção nacional desses energéticos diminuindo, assim, a dependência do abastecimento interno do mercado internacional. Além disso, em um contexto de transição mais acelerada na direção da substituição do uso dos hidrocarbonetos por combustíveis renováveis, o país conta, especialmente no caso do petróleo, com uma estratégia consolidada da qual o etanol é exemplo emblemático (IAEA, 2006).

De forma geral, nos estudos em análise, o cenário de Referência considera as medidas e políticas já promulgadas ou adotadas, mesmo que algumas delas não tenham sido ainda realizadas. Importante observar que os impactos de medidas mais recentes sobre a oferta e demanda de energia não aparecem em dados históricos,

pois seus efeitos ainda não são visíveis. Muitas dessas medidas foram projetadas para conter o crescimento da demanda de energia em resposta às preocupações com a segurança energética bem como às mudanças climáticas e outros problemas ambientais. Finalmente, nesse cenário não são levados em consideração ações políticas futuras possíveis ou mesmo prováveis. Assim, as projeções do cenário de Referência são consideradas apenas como uma linha de base de como os mercados de energia irão se comportar caso os governos não façam nada além do que já se comprometeram para influenciar tendências energéticas de longo prazo (IEA, 2006).

Os demais cenários criados são baseados em variações dos principais “eixos” definindo, assim, diversas possibilidades futuras. Dentre os eixos considerados, está o desenvolvimento sustentável que pode ser traduzido em diversas formas nos estudos avaliados. Uma das formas mais comuns é a preocupação com o meio ambiente, seja através do incentivo de tecnologias mais limpas na geração de energia, incentivo do uso mais racional da energia, a diversificação da matriz energética com ênfase na introdução de fontes de energias renováveis ou mesmo o nível de emissão de gases de efeito estufa (GEE).

Em IEA (2008), três cenários são construídos com base nesse eixo: o cenário de referência em que os níveis de emissões irão aumentar sem apresentar sinais de estabilização até 2030; o segundo cenário (denominado ACT) sugere um aumento mais moderado dessas emissões com tendências de redução a partir de 2030. Finalmente, no cenário mais otimista (denominado BLUE), o nível de emissões apresenta um pequeno aumento até 2015 reduzindo-se logo em seguida. Em IEA (2003) são apresentadas apenas duas variações em torno das atitudes e preferências em relação ao ambiente global: preocupado/indiferente.

Nos estudos específicos para o caso brasileiro, a tendência apontada para essas emissões é a de crescimento. No caso dos cenários de IAEA (2006), o aumento observado em ambos os cenários apresentados se dá em função da diversificação da matriz energética com o objetivo de assegurar maior segurança no abastecimento energético e consequente redução da participação da hidroeletricidade no parque gerador.

1.3.2 – População

O crescimento populacional afeta diretamente a demanda energética constituindo-se em um dos fatores de maior influência no comportamento dessa demanda, tanto em

relação ao grau de urbanização - influencia os hábitos de consumo – como em relação ao valor absoluto da população, que, associado ao ritmo de crescimento do número de domicílios, é importante parâmetro para o dimensionamento das necessidades de ampliação dos sistemas de distribuição (EPE, 2008).

De forma geral, o crescimento populacional decresce progressivamente ao longo do período de análise enquanto que o nível de urbanização aumenta (EPE, 2008). Observa-se uma proximidade entre os estudos quanto à taxa de crescimento populacional brasileira, conforme apresentado na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Taxa de crescimento populacional no Brasil (percentuais anuais).

Fonte	2000 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030
EPE, 2007	-	1,32	1,14	0,98	0,87	0,75
IEA, 2008	-	1,2	1,2	0,8	0,8	0,8
IAEA, 2006	1,63	1,34	1,16	1,0	0,85	-

Nota-se que, nos estudos sob análise, em todos os cenários as taxas de crescimento populacional observadas nos países em desenvolvimento são maiores que nos demais países aumentando, dessa forma, sua participação na população mundial. Nos estudos específicos desenvolvidos para o caso brasileiro, presume-se um aumento na qualidade de vida expresso através de alguns indicadores como renda per capita, tamanho das residências, percentual de residências com acesso à eletricidade, número de automóveis por pessoa, etc. Esses fatores, em conjunto, implicam em um aumento na demanda de energia em função da melhor qualidade de vida (EPE, 2008).

1.3.3 – Fatores Macroeconômicos

As projeções de demanda de energia são altamente sensíveis às premissas de crescimento econômico uma vez que possuem alta correlação entre si. Essa relação entre a demanda de energia e o crescimento econômico é tanto mais forte quanto ao nível de participação da indústria no Produto Interno Bruto – PIB do país, pois a indústria tem como um de seus principais insumos a eletricidade. Essa relação é amplificada quando, dentro do setor industrial, setores eletrointensivos possuem maior participação uma vez que esses setores necessitam de mais energia elétrica para produzir o mesmo valor que outras indústrias menos eletrointensivas (EPE, 2008). Essa relação entre o crescimento do consumo de energia elétrica e o crescimento da economia é denominada de **elasticidade-renda** da demanda de eletricidade.

Apesar de o crescimento econômico implicar em aumento na demanda de energia, à medida que o país se desenvolve, a elasticidade-renda da demanda apresenta evolução decrescente, isto é, para um mesmo crescimento do PIB, o crescimento do consumo de eletricidade tende a ser proporcionalmente menor (EPE, 2008).

Além da influência de fatores episódicos, como os efeitos decorrentes das variações de temperatura, a demanda é fortemente influenciada por fatores estruturais, como o incremento na cogeração e a substituição da energia elétrica por gás natural, e em função de perturbações da conjuntura econômica, tais como restrições ao crédito ou a elevação da taxa de juros (EPE, 2008).

Os fatores estruturais vêm afetando a dinâmica do consumo de eletricidade nos últimos anos, resultando em menores elasticidades-renda da demanda de eletricidade. Isso é evidenciado através dos dados de consumo de energia elétrica de 2008 onde nota-se uma tendência de maior crescimento da demanda nos setores residenciais e comerciais frente ao setor industrial, apontando para uma redução da participação do setor industrial na demanda. Prova disso é que, no passado, a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica no Brasil foi elevada apresentando, entre 1970 e 2005, um valor médio de 1,67 (EPE, 2008).

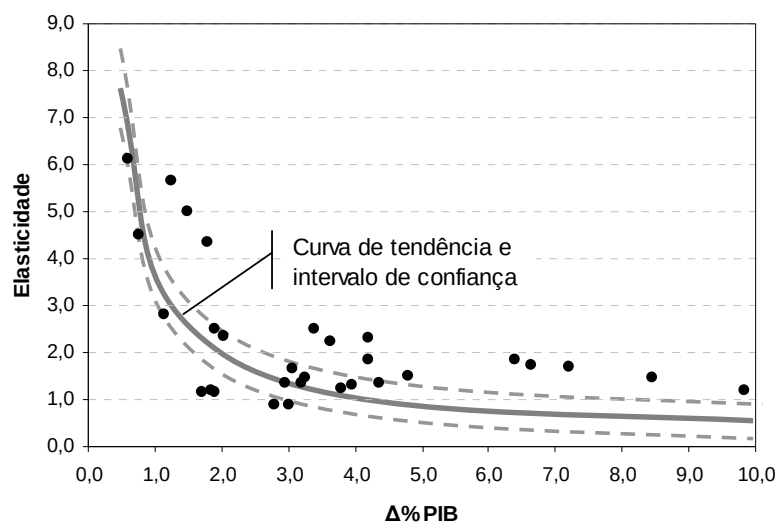
Nos estudos feitos pela EPE (2008), os valores previstos para a elasticidade-renda da demanda de eletricidade são de 1,14 entre 2007 e 2012 e de 1,07 entre 2012 e 2017.

Além disso, verifica-se em 2008 uma mudança estrutural na produção industrial em que os resultados apurados no primeiro semestre foram impulsionados pela indústria de bens de capital e de bens de consumo duráveis, valendo destacar que estes segmentos estão entre os que menos consomem eletricidade por unidade de produto, relativamente aos demais (EPE, 2008).

Esses efeitos podem ser agrupados em três categorias distintas (EPE, 2008; IAEA, 2006): (i) efeito atividade; (ii) efeito estrutura; e (iii) efeito intensidade ou conteúdo energético.

O **efeito atividade** diz respeito ao comportamento do consumo de energia elétrica quanto à evolução do PIB. A análise desse comportamento demonstra um componente inercial que, em períodos de recessão ou expansão econômica modesta, sustenta o crescimento da demanda por eletricidade, à exceção, claro, de períodos de racionamento e, ao mesmo tempo, limita esse crescimento em face de taxas de

expansão do PIB mais elevadas. Análise feita da dinâmica verificada nos últimos 27 anos sugere que essa relação entre a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica e a taxa de crescimento do PIB seja inversamente proporcional, conforme apresentado no gráfico da Figura 1.1 (EPE, 2008).

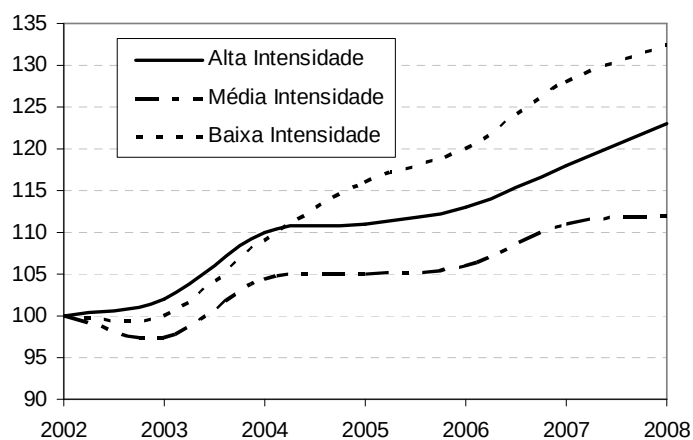


Fonte: EPE, 2008

Nota: Elasticidade baseada em médias móveis de 5 anos das taxas de crescimento do consumo de eletricidade e do PIB, para o período 1980-2007.

Figura 1.1 - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica versus crescimento do PIB no Brasil.

Já o **efeito estrutura** corresponde ao aumento da participação no PIB de setores que agregam maior valor econômico com um menor consumo de eletricidade, ou seja, menos eletrointensivos. De acordo com a EPE e em dados do IBGE (EPE, 2008), isso tem se verificado em especial no setor industrial a partir de 2004, conforme mostra o gráfico da Figura 1.2.



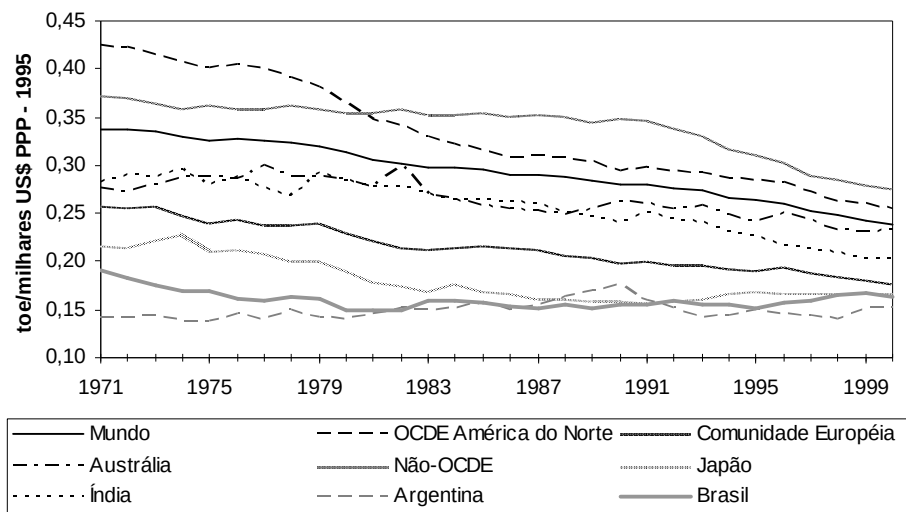
Nota: Para o ano de 2008, média de janeiro-julho.

Número índice. Base: Média de 2002 = 100

Fonte: EPE, 2008

Figura 1.2 - Produção física industrial brasileira. Índice de intensidade do gasto com energia elétrica.

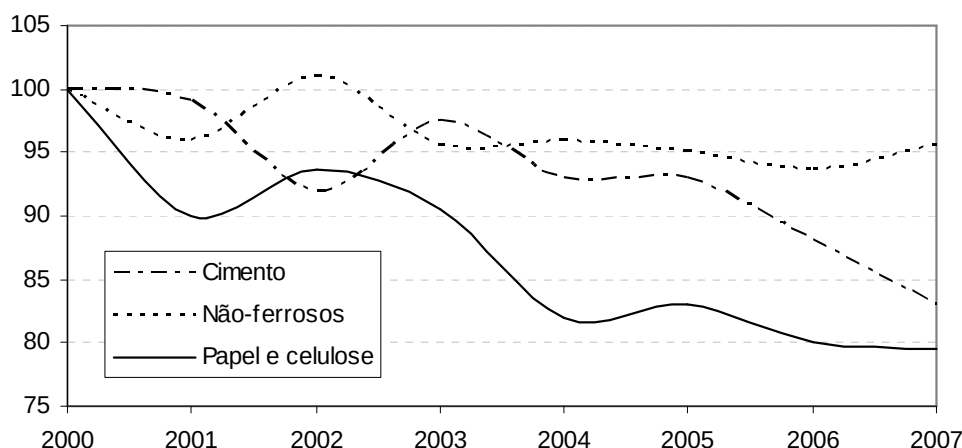
Essa tendência, porém, contraria a tendência observada para a intensidade energética primária global (onde são incluídas todas as fontes primárias, inclusive eletricidade), conforme se observa no gráfico da Figura 1.3. Nesse gráfico, verifica-se que o Brasil é um dos países que possui a menor intensidade e que a tendência, no final do período apresentado, é de um ligeiro aumento desse parâmetro.



Fonte: IAEA, 2006

Figura 1.3 - Intensidade energética primária global em países e regiões do mundo selecionados.

Por fim, o **efeito intensidade** diz respeito ao consumo específico de energia elétrica demandado pela produção industrial e está diretamente relacionado ao aumento da eficiência no uso final da energia. Dados do Balanço Energético Nacional editados pela EPE (EPE, 2008) apontam para a redução do consumo específico de energia em vários setores, destacando-se os setores de cimento, de papel e celulose e de não ferrosos, conforme demonstrado no gráfico da Figura 1.4. Podem-se identificar dois tipos de movimento na conservação de energia: o progresso autônomo e o progresso induzido. No primeiro, os indutores dessa eficiência incluem tanto ações intrínsecas a cada setor – como a reposição tecnológica natural, seja pelo término da vida útil, seja por pressões de mercado ou ambientais. Exemplo disso é a preocupação crescente das indústrias em maximizar a eficiência energética dos seus processos produtivos, inclusive porque os custos com a aquisição de energia são, para a maioria delas, um fator preponderante da sua competitividade. O outro movimento se refere à instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas (EPE, 2008).

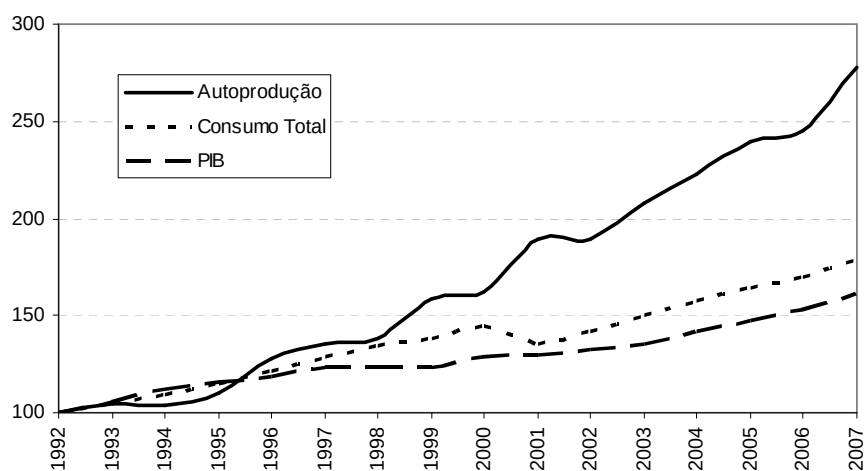


Fonte: EPE, 2008

Nota: Número índice. Base: Ano de 2000 = 100

Figura 1.4 - Consumo específico de eletricidade de setores selecionados (kWh/t).

Outro fator que contribui para o alívio no crescimento da demanda de energia é o aumento de unidades autoprodutoras em vários segmentos que, em geral, utilizam a cogeração na produção de energia térmica e elétrica de forma mais eficiente e reduzem as perdas no sistema de transmissão por serem localizados junto à unidade de consumo (EPE, 2008). Esse fato, porém, não altera muito a relação entre o consumo de eletricidade e crescimento econômico. A tendência histórica desse fator pode ser observada no gráfico da Figura 1.5.



Fonte: EPE, 2008

Nota: a autoprodução aqui considerada refere-se à autoprodução de origem não-hidráulica. O consumo total inclui a autoprodução.

Nota: Número índice. Base: 1992 = 100

Figura 1.5 - Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB.

Somando-se a isso, observa-se uma penetração gradativa maior e consistente do gás natural na indústria que, apesar das restrições de suprimento apresentadas, deslocou

o consumo de óleo combustível e de eletricidade onde houve disponibilidade (EPE, 2008).

A relação entre demanda de energia e o crescimento econômico, todavia, implica em maiores dificuldades na determinação dos cenários futuros de demanda face à eclosão da crise mundial financeira em 2008. Em função disso, a EPE realizou uma revisão de suas premissas (EPE, 2008).

À luz dos efeitos apresentados pela crise, são esperadas taxas menores de crescimento do PIB brasileiro nos primeiros anos (cena de partida), porém são basicamente mantidas as estimativas de crescimento no médio prazo (após 2009), configurando uma perspectiva de que, no plano mundial, as medidas de políticas econômicas se mostrem bem sucedidas e sejam absorvidos os choques advindos da crise financeira. Assim, os efeitos nos anos subsequentes, mesmo sendo restabelecidas as condições macroeconômicas de crescimento da economia, resultarão em patamares de consumo de energia elétrica inferiores àqueles previstos anteriormente (EPE, 2008).

De forma recíproca, a economia é afetada pela disponibilidade energética uma vez que incertezas quanto à disponibilidade futura de energia podem gerar restrições ao crescimento econômico, pois desencorajam corporações a aumentar sua capacidade de produção afetando, portanto, de forma negativa o crescimento econômico e restringindo o potencial futuro de crescimento econômico.

No cenário internacional, esperava-se um crescimento do PIB mundial próximo de 4% em 2008 e 2009 e, aproximadamente, 5% para os demais anos. Em resposta ao aprofundamento da crise financeira, o Fundo Monetário Internacional – FMI reavaliou suas projeções, prevendo agora uma retração em 2009 de 1,3%, a maior recessão desde a Segunda Guerra Mundial (FMI, 2009). O crescimento está previsto apenas para 2010 a uma modesta taxa de 1,9%. As previsões, porém, são muito incertas. Apesar dessas reduções, acredita-se que os países de economias emergentes como o Brasil, China e Índia apresentem taxas de crescimento acima da média mundial (IEA, 2008).

Em síntese, conforme aponta o relatório da EPE (2008), *“as expectativas do mercado evidenciam a percepção de que, apesar das perturbações no ambiente externo, a situação macroeconômica do Brasil é sólida o suficiente para que, após um arrefecimento no ritmo da expansão econômica em 2009, seja possível manter um*

crescimento médio de 4,2% para o PIB após esse ano.” Essa taxa de crescimento, porém, só deverá ser atingida após 2010, conforme apontado pelo estudo divulgado pelo FMI (FMI, 2009).

De forma geral, assumem-se premissas de progresso econômico onde se observa processos de estabilização (inflação, contas externas, contas públicas, etc.), ambientes favoráveis para os negócios, expansão da infra-estrutura de energia, aumento contínuo da renda per capita, etc.

Surgem aqui alguns eixos, podendo-se destacar:

- Taxa de crescimento do PIB – são apresentadas taxas de crescimento modestas para cenários menos otimistas e taxas maiores em cenários de grande vigor econômico. Essa característica é encontrada nos cenários de EIA (2008).
- Mudanças estruturais na economia – assumindo grandes mudanças ou nenhuma mudança. Esse último caso compõe normalmente os cenários de referência onde esse eixo é apresentado. Esse eixo é encontrado nos cenários de IAEA (2006).

De forma geral, os estudos em análise (EIA, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) apresentam uma taxa média de crescimento do PIB brasileiro em torno de 4% a 5%.

1.3.4 – Desenvolvimento Tecnológico

Fontes de energia seguras, confiáveis e viáveis são fundamentais para a estabilidade e desenvolvimento econômico. Questões de segurança no suprimento energético, a ameaça de mudanças climáticas e a demanda crescente de energia impõem grandes desafios ao setor energético (IEA, 2006).

Uma das principais contribuições face a esses desafios se dá através do desenvolvimento tecnológico mediante a criação de tecnologias de geração e de uso final de energia que reduzam o uso de fontes não-renováveis e os impactos causados ao meio ambiente como, por exemplo, o nível de emissões de gases tóxicos e de efeito estufa. Segundo IEA (2008), a eficiência energética está dentre as opções que mais contribuem para a redução do nível de emissões de GEE.

No que tange ao setor de geração elétrica a partir do carvão, as tecnologias apontadas por IEA (2008) como as mais importantes nesse aspecto são⁴:

- CCS – Carbon Capture and Storage – Segundo IEA (2008), essa é a tecnologia mais importante sendo responsável pela redução de 14% a 19%⁵ das emissões de CO₂ podendo ser aplicada também a unidades de geração já em operação⁶.
- IGCC – Integrated-Gasification Combined-Cycle
- Ciclo de Vapor Ultra-Supercrítico

Em função do CCS, as futuras unidades de geração poderão ter como fator principal na determinação de sua localização a facilidade para o transporte e armazenamento do CO₂.

O principal eixo apresentado quanto ao desenvolvimento tecnológico é:

- Inovação tecnológica ou Pesquisa e desenvolvimento – Em alguns cenários, assume-se que muitas das tecnologias necessárias não se encontram disponíveis atualmente exigindo, assim, um grande esforço em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e, conseqüentemente, o desenvolvimento tecnológico se dá de forma mais rápida ou lenta em função desse esforço. Em IEA (2008), três cenários são construídos com base em três níveis de P&D onde o cenário mais otimista quanto ao nível de emissão de GEE não se faz possível com as tecnologias hoje disponíveis. IEA (2003) apresenta apenas duas variações dessa variável: desenvolvimento rápido/lento.

É importante observar que, na maioria dos estudos analisados⁷, os cenários mais otimistas quanto às questões ambientais apresentam, como ação necessária, a substituição ou redução do uso do carvão como fonte energética. Nos casos em que o uso do carvão é mantido, considera-se que as “tecnologias limpas” (Clean Coal Technologies) são preferíveis, destacando-se o CCS e o IGCC.

⁴ Uma descrição dessas tecnologias é apresentada no Capítulo II.

⁵ Essas taxas incluem as reduções provenientes da aplicação dessa tecnologia a outras fontes.

⁶ O custo para implantação desse sistema depende de alguns fatores tais como a distância da planta de geração até o reservatório onde será armazenado o gás carbônico, a tecnologia de geração da usina, o tipo de reservatório de estocagem desse gás, etc. Esse aspecto será tratado em maiores detalhes no Capítulo III.

⁷ Vide EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008.

Segundo IEA (2008), as tecnologias limpas podem apresentar significativa contribuição na redução dos níveis de emissão de GEE na geração elétrica. O uso de ciclos avançados de vapor ou IGCC pode aumentar a eficiência média de usinas térmicas a carvão dos atuais 35% para 50% até 2050.

1.4 – Mercado de Energia

1.4.1 – *Demanda de Energia Elétrica*

Como resultado das premissas adotadas nos estudos, em todos os cenários apresentados, observa-se um aumento na demanda por energia elétrica. Esse aumento varia em função dos cenários considerados.

IEA (2008) apresenta um crescimento médio da demanda de energia em torno de 3,8% ao ano no período de 2005-2050 para os países em desenvolvimento em seu cenário de referência. As principais causas apontadas para esse crescimento são o crescimento populacional e o aumento da renda per capita. Em outro estudo apontado por EIA (2008), países fora do grupo OECD apresentam uma média de 4,0% ao ano de crescimento da geração elétrica.

No caso brasileiro, IAEA (2006) aponta para um crescimento médio entre 3,33% e 3,98% ao ano na demanda elétrica, enquanto que ERNST (2008) apresenta uma taxa média entre 4,4% e 4,9% por ano. Para a EPE (EPE, 2008), esse crescimento será de 4,8% ao ano até 2017.

1.4.2 – *Produção e Comercialização de Energia*

Os estudos analisados (EIA, 2008, EPE, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) realizam o levantamento da demanda de energia de forma global, ou seja, considerando-se a demanda de todas as fontes em conjunto. A partir desses resultados, é feita então uma análise com base em algumas premissas de forma a se obter a distribuição da produção e comercialização de energia.

Essas premissas incluem (IAEA, 2006):

- Descrição do sistema de suprimento de energia existente e de sua correspondente infra-estrutura;
- Características técnicas, econômicas e ambientais de todos os processos e tecnologias de conversão de energia do sistema de suprimento energético

nacional, bem como as tecnologias candidatas potencialmente disponíveis no futuro;

- Intercâmbios de energéticos; e
- Requisitos de proteção ambiental.

No caso brasileiro, IAEA (2006) apresenta algumas das premissas adotadas referentes à geração termoeletrica com carvão, quais sejam:

- A produção nacional de carvão é mantida nos níveis atuais. Nenhuma restrição às importações de carvão é apresentada no cenário de referência enquanto que, no outro cenário, parte da demanda é atendida pela produção de carvão vegetal.
- Na geração, para o cenário de referência, novas usinas são implantadas com o mínimo de requerimentos tecnológicos: tecnologia de carvão pulverizado com precipitadores e filtros (controle de material particulado e de SO_x). No outro cenário, são exigidas tecnologias de leito fluidizado com controle de SO_x, NO_x e material particulado, ou IGCC.

Nos estudos de âmbito mundial, a geração com carvão aumenta consideravelmente aumentando sua participação na geração elétrica nos cenários de referência. Como exemplo, IEA (2008) apresenta os resultados mostrados na Figura 1.6 para a geração elétrica.

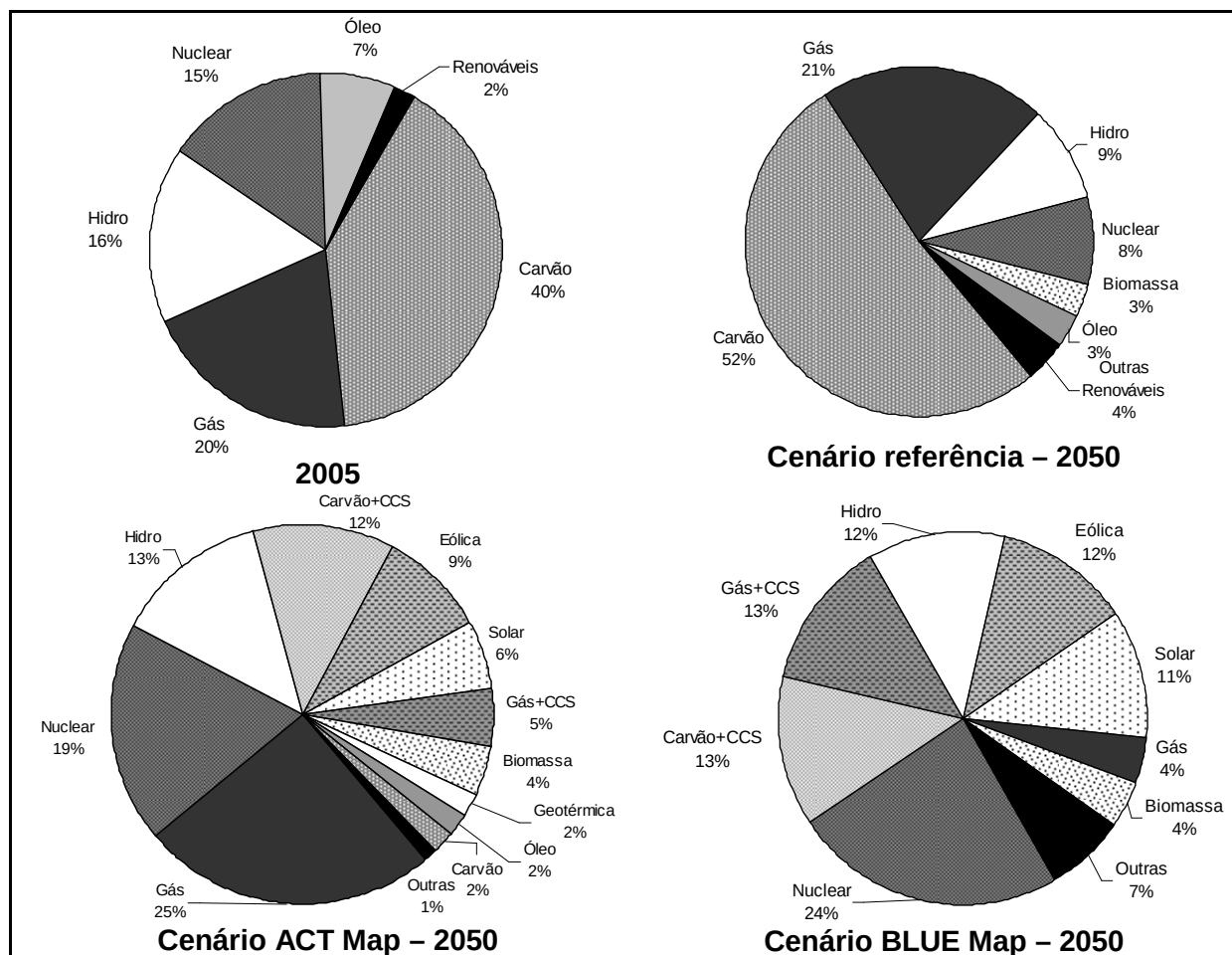
No cenário de referência, o carvão adquire maior importância em função dos preços do óleo e do gás, tornando a geração a partir de usinas a carvão mais competitivas. Para os países não pertencentes ao grupo OECD, o uso do carvão não se altera nos demais cenários.

No nível nacional, é importante observar que, em ambos cenários apresentados por IAEA (2006), a geração térmica com carvão é a mesma, não apresentando acréscimos durante o período de análise (2000 – 2025). Ao contrário, observa-se uma redução desses valores, conforme apresentado na Tabela 1.2.

Tabela 1.2 - Geração elétrica a partir do carvão mineral entre 2000 e 2025.

2000	2005	2010	2015	2020	2025
8,3	8,1	4,8	4,8	2,5	2,5

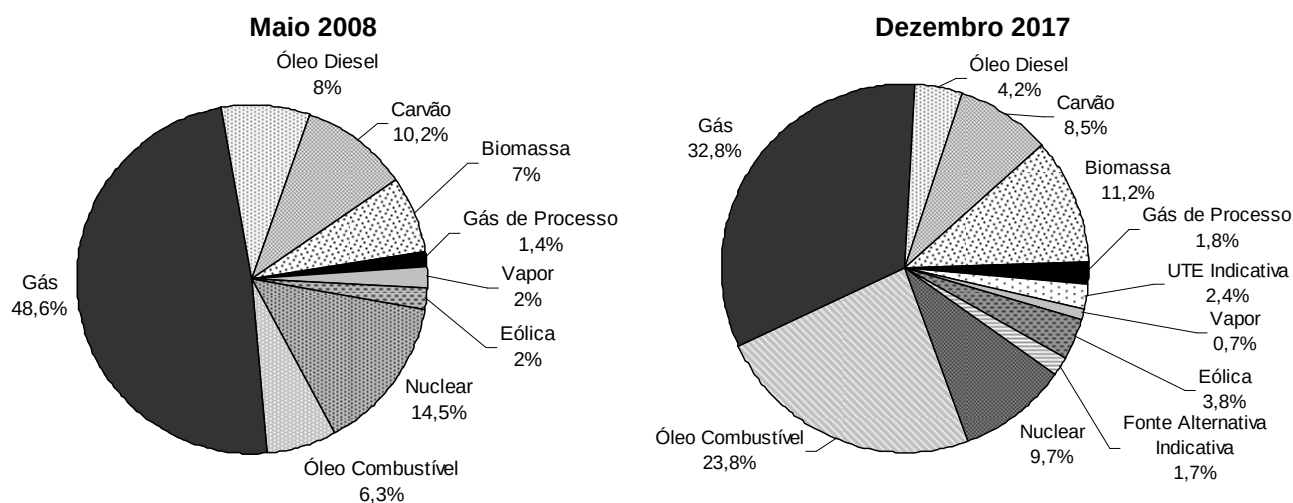
Fonte: IAEA, 2006



Fonte: IEA, 2008

Figura 1.6 - Participação das diversas fontes na geração de energia elétrica.

Essa tendência é reforçada pelo estudo da EPE (EPE, 2008) que mostra uma participação do carvão na geração térmica reduzida em 2017, conforme apresentado na Figura 1.7.



Fonte: EPE, 2008

Figura 1.7 - Participação das fontes de geração térmica.

1.5 – Conclusões

Embora seja o principal agente das emissões de gás carbônico, o carvão continuará sendo utilizado nos países que dispõem de reservas uma vez que os países exportadores desse energético estão disseminados no mundo, atribuindo-lhe uma condição de fonte relativamente segura, por diluir a dependência em relação ao petróleo e ao gás natural.

No que tange à geração de energia elétrica com carvão mineral no Brasil, existe a possibilidade de aumento do parque gerador, caso sejam observados casos semelhantes aos cenários de maior crescimento econômico e menor preocupação com o meio ambiente. Porém, a grande disponibilidade de energia hidráulica no país faz com que a geração térmica tenha um papel complementar, de forma apenas a garantir o suprimento em períodos de menores volumes de água nos reservatórios das hidrelétricas. Nesse aspecto, o carvão não é a fonte mais adequada face à sua dificuldade técnica de retomada de carga⁸ ou mesmo de acompanhamento da curva de demanda (operação “em pico”). Dessa forma, é de se esperar que, no horizonte desse estudo, o carvão não venha adquirir uma representação maior na matriz elétrica.

Apesar disso, o carvão não perde sua importância no cenário nacional desde que haja uma maior preocupação com a questão da segurança energética, já que, mesmo para o carvão importado, esse energético é o que apresenta as maiores reservas frente aos demais energéticos e possui vantagens quanto à distribuição mundial dessas reservas. Assim, um possível cenário em que o carvão adquira uma maior importância é aquele em que se observa um esgotamento do potencial hídrico onde, nesse caso, a geração térmica com carvão assumiria o papel de geração em base.

⁸ Veja mais detalhes no Capítulo II.

Capítulo II

Análise das Opções Tecnológicas de Geração Elétrica

2.1 – Introdução

Nesse capítulo serão apresentadas as opções tecnológicas atualmente disponíveis para a geração elétrica a partir do carvão mineral. Juntamente com as questões operacionais, serão também apresentadas as questões de eficiência bem como as questões ambientais que cada opção oferece.

Porém, para uma análise mais completa das questões ambientais que envolvem a geração térmica a partir do carvão, faz-se necessária uma análise de todo o ciclo de vida da geração, desde a mineração até o depósito final dos resíduos gerados pelo processo de geração. Babbitt *et al.* (2005) mostram que há impactos ambientais significativos nos três estágios do processo de geração elétrica com carvão: na extração da matéria prima (incluindo a mineração e preparação do carvão), no processamento dos materiais (combustão do carvão) e na disposição final de materiais (envolvendo os produtos da combustão do carvão).

Dessa forma, será feita uma breve introdução dos impactos ambientais provocados por cada etapa desse ciclo. Em seguida, será apresentado um panorama geral da geração termelétrica a carvão no mundo, com destaque para o caso brasileiro.

Para uma melhor compreensão da situação brasileira quanto à geração com carvão, é importante avaliar as características dos carvões, em especial o nacional. Como será visto, as peculiaridades apresentadas pelo carvão brasileiro o tornam difícil para uso metalúrgico e, até mesmo, energético. Além disso, podem implicar em impactos ambientais significativos se não forem utilizadas técnicas apropriadas para sua extração e aproveitamento energético (Monteiro, 2004).

A fim de se melhor avaliar os impactos ambientais dessa opção energética, serão apresentadas também, de forma sucinta, as opções tecnológicas de mineração atualmente empregadas no Brasil.

Finalmente, as tecnologias empregadas na geração termelétrica com carvão serão apresentadas com ênfase nas questões ambientais que cada uma oferece. Como será

visto, as opções que fornecem os maiores índices de rendimento e menor impacto ambiental infelizmente são as mais caras. Além disso, algumas delas ainda necessitam de maior investimento em pesquisa e desenvolvimento (IEA, 2006), de forma a permitir sua utilização em países onde as questões econômicas são restritivas.

2.2 – Principais Impactos Ambientais

Conforme CONAMA (1986), define-se impacto ambiental como *“qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam:*

- I. *a saúde, a segurança e o bem-estar da população;*
- II. *as atividades sociais e econômicas;*
- III. *a biota;*
- IV. *as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente;*
- V. *a qualidade dos recursos ambientais.”*

Nesse sentido, como em todas as formas de geração de energia, não existe uma fonte que seja totalmente isenta de impactos ambientais quando se avalia todo o ciclo do processo de geração. Assim, mesmo as fontes renováveis possuem impactos ambientais. Como exemplo, a geração fotovoltaica exige a mineração de silício que, como na mineração do carvão, produz danos à vegetação e aos solos. Outro exemplo é o caso da energia eólica que, além da grande necessidade de metais na produção de suas torres, pode afetar rotas migratórias de aves. O carvão, porém, é considerado como uma das fontes mais “sujas”, respondendo pelos maiores impactos causados pela humanidade desde a Revolução Industrial (Monteiro, 2004).

Assim como nas demais formas de geração, esses impactos quase nunca são computados na estimativa de custos da energia gerada. São deixadas de lado as questões cruciais de saúde pública, as doenças ocupacionais de trabalhadores e os males gerados ao longo do processo que, no caso do carvão, vão desde o ruído de explosões na mineração à contaminação por resíduos da combustão que afetam vastas áreas em torno das mineradoras e usinas termelétricas.

A história do uso do carvão mostra como ele pode afetar áreas naturais, comprometer a disponibilidade e a qualidade de recursos hídricos, destruir o potencial turístico de

regiões inteiras, criar conflitos com comunidades locais, reduzir a biodiversidade e degradar frágeis ecossistemas. A região sul de Santa Catarina, por exemplo, entrou para o rol das 14 áreas mais poluídas do país (Monteiro, 2004).

A mineração, beneficiamento e combustão do carvão produzem uma variedade de resíduos ricos em elementos-traço⁹ e em compostos orgânicos de elevado potencial de toxicidade. As características físico-químicas desses resíduos implicam em impactos significativos em ecossistemas terrestres e aquáticos. Eles podem mudar a composição elementar da vegetação e penetrar na cadeia alimentar. A degradação do solo e da água pela drenagem ácida que se forma, quando esses resíduos ricos em enxofre ficam expostos à ação do ar e das chuvas, pode continuar avançando por dezenas e até centenas de anos.

A Resolução CONAMA nº 03/90 estabelece padrões de qualidade do ar para alguns poluentes, quais sejam:

- Partículas Totais em Suspensão;
- Fumaça;
- Partículas Inaláveis;
- Dióxido de Enxofre;
- Monóxido de Carbono;
- Ozônio; e
- Dióxido de Nitrogênio.

As emissões atmosféricas totais envolvidas nos três estágios de processamento do carvão (mineração, combustão e disposição de resíduos) é mais significativa que a contaminação da água ou do solo. 78% das emissões atmosféricas são atribuídas ao dióxido de carbono da combustão do carvão (Babbitt *et al.*, 2005).

2.2.1 – Material Particulado (MP)

Define-se como material particulado, ou simplesmente particulado, um conjunto de poluentes constituídos de poeiras, fumaças e todo tipo de material sólido e líquido que se mantêm suspensos na atmosfera por causa de seu pequeno tamanho. Além da queima do carvão, o material particulado pode também se formar na atmosfera a partir

⁹ Elementos que se encontram na natureza em pequenas concentrações que, quando liberados ou concentrados no ambiente pela ação do homem, apresentam grandes riscos à saúde e à vida.

de gases como dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de nitrogênio (NO_x) e compostos orgânicos voláteis (COVs), transformando-se em partículas como resultado de reações químicas no ar (CETESB, 2009).

O tamanho das partículas está diretamente associado ao seu potencial para causar problemas à saúde, sendo que quanto menores normalmente são maiores os efeitos provocados.

O particulado pode também reduzir a visibilidade na atmosfera.

O material particulado pode ser classificado como (CETESB, 2009):

- **Partículas Totais em Suspensão (PTS)** – Podem ser definidas de maneira simplificada como aquelas cujo diâmetro aerodinâmico é menor que 50 µm. Uma parte destas partículas é inalável e pode causar problemas à saúde, outra parte pode afetar desfavoravelmente a qualidade de vida da população, interferindo nas condições estéticas do ambiente e prejudicando as atividades normais da comunidade.
- **Fumaça (FMC)** – Está associada ao material particulado suspenso na atmosfera proveniente dos processos de combustão. O método de determinação da fumaça é baseado na medida de refletância da luz que incide na poeira (coletada em um filtro), o que confere a este parâmetro a característica de estar diretamente relacionado ao teor de fuligem na atmosfera.
- **Partículas Inaláveis (MP10)** – Podem ser definidas de maneira simplificada como aquelas cujo diâmetro aerodinâmico é menor que 10 µm. As partículas inaláveis podem ainda ser classificadas como partículas inaláveis finas – MP2,5 (<2,5µm) e partículas inaláveis grossas (2,5 a 10µm). As partículas finas, devido ao seu tamanho diminuto, podem atingir os alvéolos pulmonares, já as grossas ficam retidas na parte superior do sistema respiratório.

As partículas inaláveis, por sua capacidade de penetrar profundamente no aparelho respiratório, são as mais perigosas. No caso do carvão, o impacto do material particulado começa com a mineração, que provoca imensas nuvens de poeira. As partículas em suspensão na poeira potencializam os efeitos dos gases poluentes presentes no ar. Essa poeira afeta a capacidade de o sistema respiratório remover as partículas do ar inalado, que ficam retidas nos pulmões.

A queima do carvão produz grandes volumes de partículas muito finas, que carregam consigo hidrocarbonetos e outros elementos. As partículas absorvem o Dióxido de Enxofre do ar e, com a umidade, formam-se partículas ácidas, nocivas para o sistema respiratório e o meio ambiente. Os efeitos da mistura são mais devastadores do que os provocados isoladamente pelo material particulado e pelo Dióxido de Enxofre.

2.2.2 – Dióxido de Enxofre (SO₂)

O dióxido de enxofre pode reagir com outras substâncias presentes no ar formando partículas de sulfato que são responsáveis pela redução da visibilidade na atmosfera. Esta reação é catalisada pelo vanádio que também é emitido na queima de carvões. Há evidências de que o dióxido de enxofre contribui para o surgimento e agrava doenças respiratórias. Esse gás irritante está associado a bronquites crônicas, longos resfriados e interferências no sistema imunológico. O SO₂ produz danos agudos e crônicos nas folhas das plantas, dependendo do tempo de exposição e da concentração do poluente. Ele também danifica tintas, corrói metais e expõe as camadas descobertas ao ataque da oxidação.

O SO₂ é um dos principais formadores da chuva ácida que, juntamente com os óxidos de nitrogênio, reage quimicamente com o ar e a água, na presença da luz solar, e forma ácidos Sulfúrico (H₂SO₄) e Nítrico (HNO₃), que são varridos da atmosfera pela chuva.

Assim, o pH da água, ou mesmo do orvalho e do granizo, é alterado. O termo “chuva ácida” foi cunhado em 1852, por um químico escocês, Robert Angus Smith, para descrever a poluição em Manchester, Inglaterra, causada pela queima de carvão. A percepção global da acidez da chuva só generalizou-se, todavia, a partir da década de 1950. Porque, sendo a água e o solo capazes de neutralizar por muito tempo as adições de ácidos e bases, só passados muitos anos, o pH de diversos ecossistemas mudou drasticamente e lagos e florestas começaram a morrer. O Hemisfério Norte teve florestas inteiras afetadas, monumentos arquitetônicos desgastados e a biodiversidade drasticamente reduzida (Monteiro, 2004).

Esses elementos podem ser transportados a mais de 3000 km de distância, dependendo do vento, da altura das chaminés, da frequência das chuvas e das condições atmosféricas. Assim, a exportação de chuvas ácidas para regiões não-produtoras de poluição não é incomum e pode causar problemas internacionais.

2.2.3 – Óxidos de Nitrogênio (NOx)

Dos Óxidos de Nitrogênio, todos eles perigosos para a saúde, o NO₂, ou Dióxido de Nitrogênio, é o que apresenta motivos para as maiores preocupações. Altamente solúvel, ele penetra profundamente no sistema respiratório, dá origem a substâncias carcinogênicas, como as nitrosaminas, e pode provocar câncer. Seus efeitos agudos incluem edema e danos ao tecido pulmonar e às vias respiratórias. Causa também sintomas semelhantes aos de enfisema pulmonar, irritações nos olhos e nariz e desconforto nos pulmões.

Além de afetar a saúde humana, os óxidos de nitrogênio são precursores da formação, por combinação fotoquímica, de um outro elemento: o ozônio (O₃) de baixa altitude. Em alta altitude, o ozônio forma a camada protetora da nossa atmosfera, mas, em baixa altitude, é um gás tóxico, causador de inúmeros problemas respiratórios e irritações cutâneas.

2.2.4 – Monóxido de Carbono (CO)

O Monóxido de Carbono interfere na capacidade de transportar Oxigênio aos tecidos do corpo dos seres humanos. A intoxicação por CO provoca sintomas parecidos com o da anemia e da hipoxia, que é uma deficiência de Oxigênio nos tecidos corporais capaz de impedir a função fisiológica. Também ocasiona problemas no sistema nervoso central. Foi demonstrado, experimentalmente, que a pessoa exposta ao CO pode ter diminuídos seus reflexos e acuidade visual e sua capacidade de estimar intervalos de tempo (Monteiro, 2004). Acima de 1000 ppm (partes por milhão), o CO é altamente tóxico e potencial causador de ataques cardíacos e de morte. Suas principais vítimas são os idosos, as crianças e os enfermos das regiões metropolitanas.

2.2.5 – Impactos Causados pela Mineração

A mineração pode alterar significativamente a paisagem e o ecossistema. A extração do carvão facilita a erosão e acidifica o solo. Ela inibe o crescimento da vegetação e torna o ambiente impróprio para a agricultura. O resultado é o assoreamento das drenagens e a contaminação das águas. Por isso, é importantíssimo prever, antes de se degradar uma área, como ela pode ser recuperada após a exaustão da jazida.

O vento nas pilhas de rejeito da mineração e nos depósitos de cinzas da combustão (que, por vezes, retornam às cavas das minas) forma nuvens de poeira poluente. A lavra e o beneficiamento resultam em drenagens ácidas que matam os rios.

A drenagem ácida polui as águas nas áreas de mineração de carvão. A alteração do pH das águas libera os elementos tóxicos que ficam dissolvidos, aumentando os riscos para os seres vivos. Quanto maior o conteúdo de pirita¹⁰ no carvão e nas rochas expostas, maior é o potencial de geração de ácidos.

O baixo pH da água e as elevadas concentrações de sulfato e metais são a consequência das drenagens dos efluentes dos lavadores de carvão e da disposição de rejeitos na região sul de Santa Catarina (Teixeira, 2002). Estes parâmetros, que estão em desacordo com a legislação vigente (Resolução CONAMA nº 20/86), apontam a deterioração da qualidade das águas também nas regiões carboníferas do Rio Grande do Sul. Na região do Baixo Jacuí, os mananciais subterrâneos foram afetados e boa parte da sub-bacia do Arroio do Conde está comprometida. Em Candiota, RS, diversos pesquisadores observaram a queda do padrão de qualidade das águas superficiais, a jusante das zonas de lavra (Teixeira, 2002).

Além disso, Babbitt *et al.* (2005) mostram que a mineração e a preparação do carvão contribui com as maiores quantidades de compostos orgânicos voláteis não-metano e metano (acima de 98%) assim como a maioria dos sólidos dissolvidos na água (acima de 76%).

Além de todos esses efeitos adversos, a extração de carvão pode afetar muitos aspectos do ciclo hidrológico no que concerne à quantidade e à disponibilidade de água. Em alguns casos, a mineração requer o bombeamento de água da mina, o que pode rebaixar o lençol freático. Assim como as centrais termelétricas, as plantas de beneficiamento também utilizam enormes volumes de água para remover matérias e impurezas do carvão que, muitas vezes, são lançadas no curso d'água.

No beneficiamento, a matéria orgânica (com baixa densidade) é separada da matéria mineral (argilas, quartzo e pirita) por processos gravimétricos. Mais raramente, para aproveitar frações mais finas do carvão, utiliza-se o processo de flotação¹¹.

¹⁰ Sulfeto de Ferro – FeS₂ – a pirita contém também elementos-traço que podem apresentar elevado potencial de toxicidade quando liberados no ambiente natural.

¹¹ Processo de separação de partículas através da formação de uma espuma sobrenadante que arrasta as partículas de uma espécie, mas não as de outra.

Ambos os processos utilizam a água, que é parcialmente reaproveitada. A água que contém os rejeitos é filtrada, mas não totalmente reutilizada, pois, com o tempo, o aumento da concentração de sais dissolvidos provenientes do carvão beneficiado pode provocar a corrosão dos equipamentos utilizados (Teixeira, 2002). Mesmo depois de filtrada, essa água ainda contém metais dissolvidos e é descartada nos cursos d'água. Mais preocupante do ponto de vista ambiental é o descarte dos rejeitos do beneficiamento ricos em pirita. Sua dissolução pela ação da chuva e do ar libera elementos tóxicos para o meio ambiente, comprometendo grandes áreas.

2.2.6 – Outros Impactos Causados pela Queima do Carvão

Os resíduos sólidos resultantes da queima do carvão na indústria carbonífera – cerca da metade do volume minerado e queimado, no caso dos carvões nacionais – são constituídos por dois tipos de cinzas: as leves ou volantes e as pesadas. Quando não são removidos devidamente, de modo a permitir seu confinamento, ocorre a lixiviação, uma forma de erosão química que carrega os elementos do solo, incluindo substâncias tóxicas, para as drenagens adjacentes. As cinzas produzidas pela queima, que concentram metais pesados, acabam parando nos cursos d'água, provocando assoreamento e alta contaminação do solo.

A disposição final desses resíduos, seja através de aterros sanitários ou seu confinamento, resultam nas maiores emissões de material particulado (PM10) no ar (41%), em emissões significantes de sólidos dissolvidos na água (mais de 22%) e uma variedade de metais no solo (Babbitt *et al.*, 2005).

Os subprodutos de argila e cinza podem ser aproveitados pela indústria cimenteira, porém, quando apenas parte ou nada é comercializado, esses subprodutos normalmente vão para as cavas de minas. Grande parte desse material pouco coeso é facilmente erodida a cada chuva, assoreando cursos d'água.

2.3 – Panorama da Geração Termelétrica

O carvão mineral serviu como principal fonte de energia para a humanidade entre o final do século 19 e o a primeira metade do século 20 quando impulsionou a Revolução Industrial, chegando a representar cerca de 60% da matriz energética mundial no início do século XX, conforme mostra a Figura 2.1. Foi utilizado principalmente em máquinas a vapor e na produção de ferro e aço. Após esse apogeu,

começou a declinar, perdendo espaço, principalmente, para o petróleo, gás natural e hidroeletricidade.

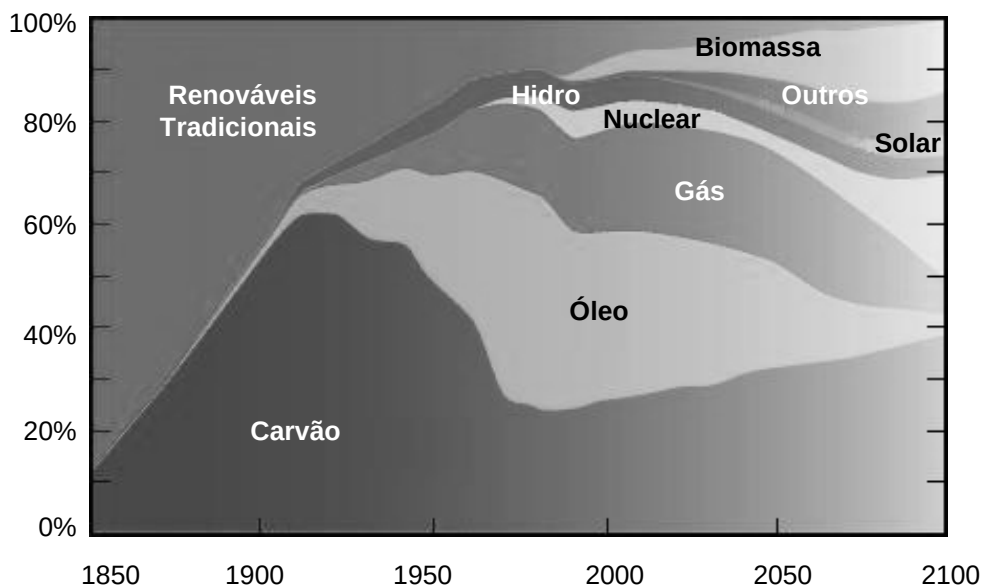


Figura 2.1 – Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.

De todas as fontes de combustíveis fósseis, o carvão é seguramente o mais abundante no mundo. A reserva provada mundial de carvão, em 2007, é de cerca de 847.488 milhões de toneladas, utilizando as atuais tecnologias de mineração. Aproximadamente, metade dessa reserva é de carvão tipo atrancito e betuminoso, conforme mostrado na Figura 2.5. Ao contrário do petróleo, as reservas de carvão estão mais bem distribuídas no mundo, ocorrendo em cerca de 70 países de todos os continentes (WCI, 2008). A Tabela 2.1 mostra as reservas provadas mundiais de carvão mineral, com dados de 2007. Como se observa nessa tabela, essas reservas são suficientes para 133 anos, mantidos os níveis de consumo observados naquele ano.

Com os constantes avanços tecnológicos e o aumento do uso eficiente destas fontes, as reservas correntes são aproximadamente três vezes maiores que as reservas de óleo (R/P¹² de 42 anos) e duas vezes maiores que as de gás (R/P de 60 anos) (WCI, 2008). O fato de as reservas estarem bem distribuídas no mundo, ao contrário das reservas de óleo, faz com que sofram menos pressão geopolítica e tenham seus preços menos voláteis que o petróleo.

¹² **R/P:** Razão entre Reserva e Produção – corresponde ao tempo de vida de uma reserva caso os níveis atuais de produção sejam mantidos.

Tabela 2.1 - Reservas provadas e produção de carvão mineral no mundo em 2007 (10⁶ t).

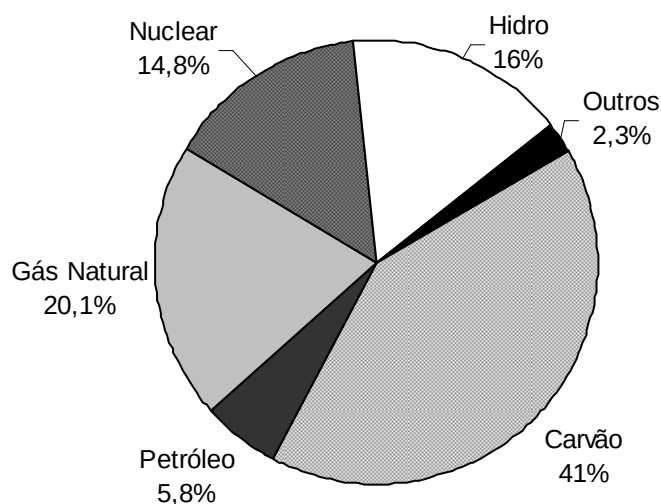
	Antracito e betuminoso	Sub- betuminoso e linhito	Total	Participação	R/P
EUA	112261	130460	242721	28,6%	234
Canadá	3471	3107	6578	0,8%	95
México	860	351	1211	0,1%	99
Total América do Norte	116592	133918	250510	29,6%	224
Brasil	—	7068	7068	0,8%	*
Colômbia	6578	381	6959	0,8%	97
Venezuela	479	—	479	0,1%	60
Outros América S. & Cent.	172	1598	1770	0,2%	*
Total América S. & Cent.	7229	9047	16276	1,9%	188
Bulgária	5	1991	1996	0,2%	66
República Tcheca	1673	2828	4501	0,5%	72
Alemanha	152	6556	6708	0,8%	33
Grécia	—	3900	3900	0,5%	62
Hungria	199	3103	3302	0,4%	336
Cazaquistão	28170	3130	31300	3,7%	332
Polônia	6012	1490	7502	0,9%	51
Romênia	12	410	422	**	12
Federação Russa	49088	107922	157010	18,5%	500
Espanha	200	330	530	0,1%	29
Turquia	—	1814	1814	0,2%	24
Ucrânia	15351	18522	33873	4,0%	444
Reino Unido	155	—	155	**	9
Outros Europa & Eurásia	1025	18208	19233	2,3%	278
Total Europa & Eurásia	102042	170204	272246	32,1%	224
África do Sul	48000	—	48000	5,7%	178
Zimbábue	502	—	502	0,1%	237
Outros África	929	174	1103	0,1%	*
Oriente Médio	1386	—	1386	0,2%	*
Total Oriente Médio & África	50817	174	50991	6,0%	186
Austrália	37100	39500	76600	9,0%	194
China	62200	52300	114500	13,5%	45
Índia	52240	4258	56498	6,7%	118
Indonésia	1721	2607	4328	0,5%	25
Japão	355	—	355	**	249
Nova Zelândia	33	538	571	0,1%	124
Coréia do Norte	300	300	600	0,1%	20
Paquistão	1	1981	1982	0,2%	*
Coréia do Sul	—	135	135	**	47
Tailândia	—	1354	1354	0,2%	74
Vietnam	150	—	150	**	4
Outros Pacífico-Asiáticos	115	276	391	**	29
Total Ásia Pacífico	154216	103249	257465	30,4%	70
TOTAL MUNDIAL	430896	416592	847488	100,0%	133

Fonte: BP, 2008

Notas: * mais de 500 anos

** menos de 0,05%

Por essas razões, o carvão mineral possui papel expressivo na geração elétrica representando o energético de maior participação na matriz elétrica mundial, conforme mostrado na Figura 2.2.



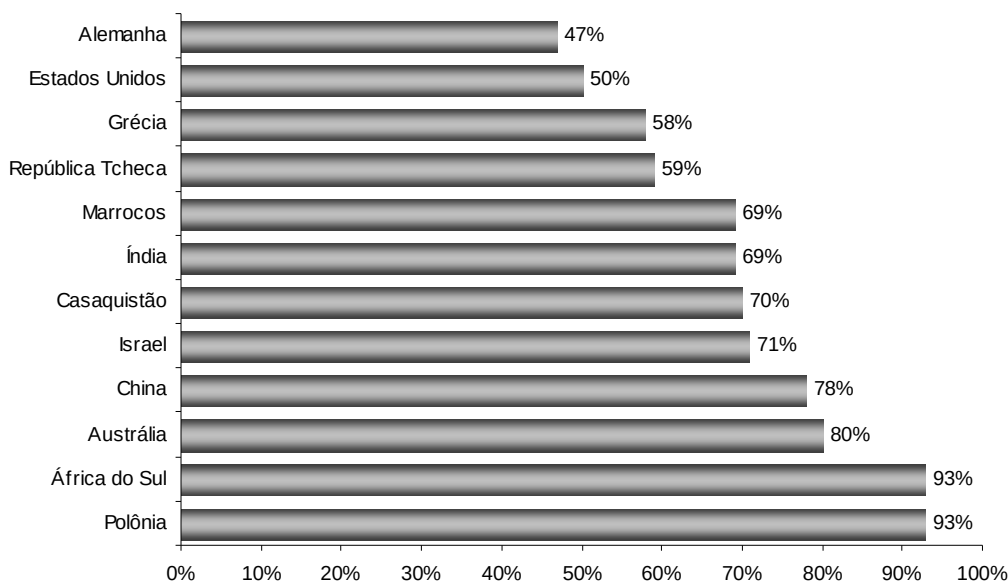
Fonte: WCI, 2008
Figura 2.2 – Matriz elétrica mundial em 2006.

No Brasil as reservas provadas estão estimadas em cerca de 7.068 milhões de toneladas, conforme mostra a Tabela 2.1, localizadas principalmente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. O consumo de carvão mineral nacional, devido suas características (baixo rank) é praticamente voltado para queima em usinas termelétricas.

Atualmente, a principal aplicação do carvão mineral no mundo é a geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. Em segundo lugar vem a aplicação industrial para a geração de calor (energia térmica) necessário aos processos de produção, tais como secagem de produtos, cerâmicas e fabricação de vidros. Um desdobramento natural dessa atividade – e que também tem se expandido – é a co-geração ou utilização do vapor aplicado no processo industrial também para a produção de energia elétrica.

A geração térmica a carvão é significativa em vários países, representando a maior parcela da geração elétrica em mais de 10 países, como mostra o gráfico da Figura 2.3 onde estão listados os países mais dependentes do carvão na geração elétrica. Esse cenário não deve se alterar muito nos próximos anos devido à grande disponibilidade desse insumo nesses países (segurança de suprimento), à sua estabilidade de preços e ao menor custo na comparação com outros combustíveis.

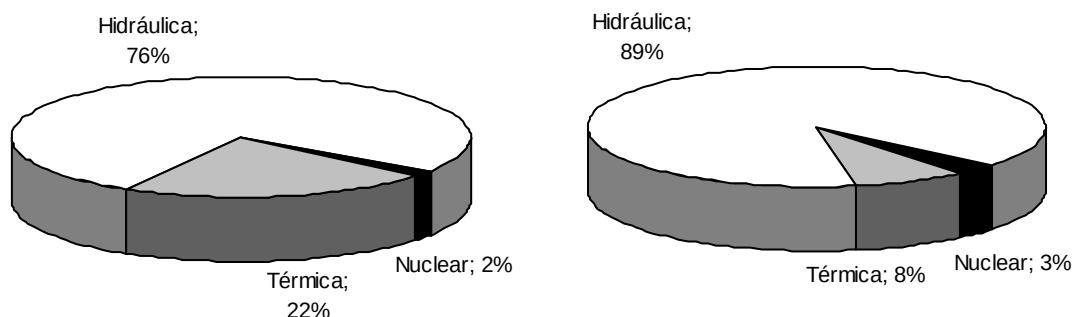
A principal restrição à utilização do carvão é o forte impacto socioambiental provocado em todas as etapas do processo de produção e também no consumo. A extração, por exemplo, provoca a degradação das áreas de mineração. A combustão é responsável por emissões de gás carbônico (CO_2), material particulado e gases nocivos como NO_x e SO_2 , estes últimos responsáveis pela chuva ácida. Projetos de mitigação e investimentos em tecnologia (Clean Coal Technologies) estão sendo desenvolvidos para atenuar este quadro.



Fonte: WCI, 2008

Figura 2.3 - Dependência do carvão na geração elétrica de alguns países.

No Brasil, a geração de energia elétrica é dominada pela hidroeletricidade restando à energia térmica apenas 22% da capacidade instalada (ANEEL, 2009) sendo que, em termos de energia gerada, apenas 8% é proveniente das usinas térmicas (ONS, 2009), como mostrado na Figura 2.4.



Fontes: ANEEL, 2009 (capacidade instalada) e ONS, 2009 (energia gerada)

Figura 2.4 - Geração no Brasil: Capacidade Instalada e Energia Gerada.

A participação do carvão na matriz elétrica brasileira é ainda menor, representando pouco mais de 1,5% da energia gerada (EPE, 2007). Devido à baixa qualidade do

carvão nacional (veja a próxima seção), as usinas termoeletricas que utilizam o carvão nacional estão todas localizadas nas proximidades da mina (usinas em “boca de mina”) nos estados da região sul do país, conforme apresentado na Tabela 2.2, totalizando 1.415 MW em operação.

Tabela 2.2 - Brasil: usinas termelétricas em operação.

Usina	Potência (MW)	Município	UF	Proprietário
Charqueadas	72	Charqueadas	RS	Tractebel
Presidente Médici A, B	446	Candiota	RS	CGTEE
São Jerônimo	20	São Jerônimo	RS	CGTEE
Figueira	20	Figueira	PR	Copel
Jorge Lacerda I e II	232	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Jorge Lacerda III	262	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Jorge Lacerda IV	363	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Total	1.415			

Fonte: ANEEL, 2009

Fato importante a ser observado é que, assim como uma parcela significativa das usinas termelétricas existentes no mundo, as usinas brasileiras estão no final de sua vida útil, embora deva ser considerado que o nível de utilização (fator de capacidade médio) é bem menor no Brasil que em outros países.

Assim, por utilizarem tecnologia ultrapassada e pelo fato de o combustível possuir baixa qualidade, essas usinas possuem baixos rendimentos implicando, dentre outros aspectos, um maior impacto ambiental para cada MWh gerado.

Tabela 2.3 - Brasil: usinas termelétricas com outorga.

Usina	Potência (MW)	Município	UF	Proprietário
Seival	542	Candiota	RS	UTE Seival Ltda.
Jacuí	350,2	Charqueadas	RS	Elétrica Jacuí S.A.
Candiota III	350	Candiota	RS	CGTEE
Sul Catarinense	440,3	Treviso	SC	UTE Sul Catarinense
Concórdia	5	Concórdia	SC	Sadia
Seival	542	Candiota	RS	UTE Seival Ltda.
Total	1.687,5			

Fonte: ANEEL, 2009

Outras novas usinas a carvão que já possuem outorga da ANEEL devem entrar em operação nos próximos anos, totalizando mais de 1.600 MW, conforme listado na Tabela 2.3.

Em função do baixo poder calorífico do carvão nacional, o seu transporte por longas distâncias não se justifica economicamente. Por outro lado, o carvão importado possui qualidade bem superior ao nacional, permitindo seu transporte por grandes distâncias, o que tipicamente é feito por navios e trens. Em alguns casos, pode-se observar algumas sinergias com outros setores no transporte marinho como é o caso, por exemplo, dos navios que levam minério de ferro do Brasil para a China e voltam carregados com carvão, reduzindo os custos do frete.

Assim, pressupõe-se que todas as novas usinas que venham a ser implantadas na região Sul deverão utilizar o carvão nacional e ser localizadas próximas às minas enquanto que nas demais regiões do país, deverão utilizar o carvão importado e ser localizadas nas proximidades de portos e/ou ferrovias que tenham conexão com esses portos. Outros fatores restritivos quanto à localização de novas usinas é a disponibilidade de água necessária ao processo de geração e, futuramente, a facilidade para a disposição do CO₂ capturado através do CCS, como observado no primeiro capítulo.

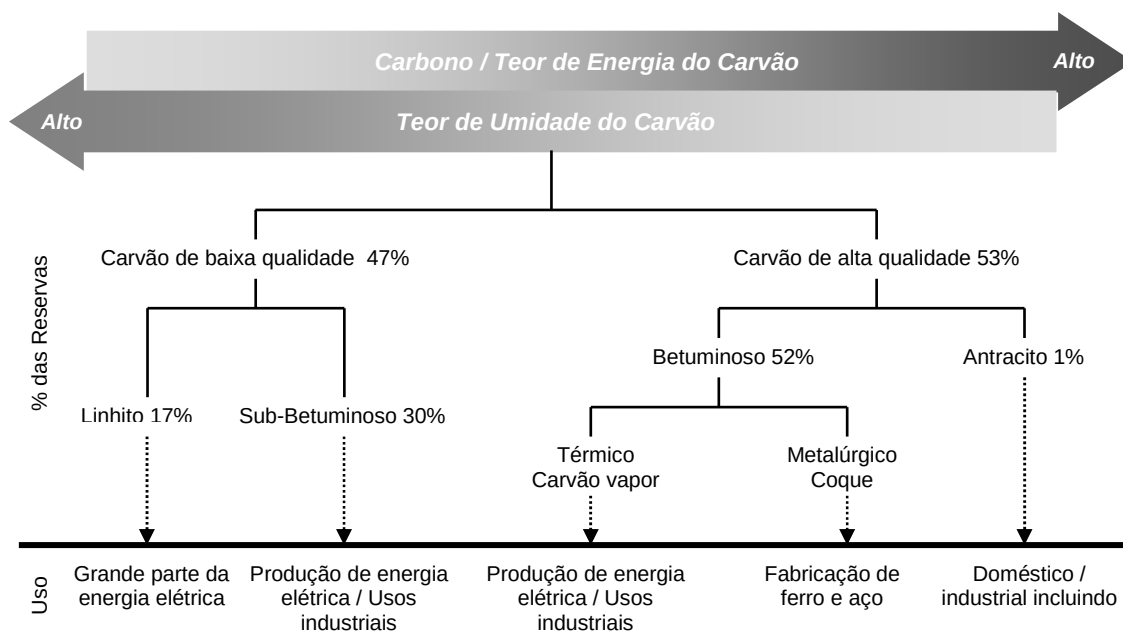
2.4 – Caracterização do Combustível

O carvão mineral é uma denominação genérica para rochas sedimentares composta principalmente de material orgânico, substâncias minerais, água e gás. É formado da decomposição de vegetais em ambiente primordialmente anaeróbico que através de processos micro-biológicos e químicos, sob efeito da pressão e temperatura produz, através de milhares de anos, a carbonificação da matéria.

Devido ao soterramento, as plantas são sujeitas a elevadas temperaturas e pressões que causam mudanças físicas e químicas na vegetação, transformando-a em carvão mineral. Inicialmente há a formação da turfa, o precursor do carvão mineral, que é convertido em linhito ou carvão marrom, tipo de carvão com baixa maturidade orgânica (teor de carbono). Com o passar dos tempos, sob efeito da temperatura e pressão, o linhito, progressivamente aumenta sua maturidade e transforma-se num tipo de carvão chamado de carvão sub-betuminoso. Continuando neste processo de

metamorfização¹³, as mudanças continuam a ocorrer e o carvão se torna mais duro e mais maduro, a ponto de ser classificado como carvão betuminoso ou carvão duro. Sob determinadas condições de temperatura e pressão, e continuando o processo de carbonificação, o carvão betuminoso toma a forma da antracita, o último estágio antes do carvão tornar-se grafite.

De acordo com o grau de metamorfismo ou carbonificação sofrido pelo carvão, podemos classificá-lo conforme o grau de maturidade (teor de carbono) em turfa (com cerca de 60% de carbono), linhito (70%), sub-betuminoso, betuminoso (80% a 85%) e antracito (90%). As propriedades físicas e químicas variam significativamente com esse grau de maturidade, bem como o tipo de aplicação. Podemos classificar o carvão de acordo com o grau de maturidade, referindo-se a carvão de baixo rank o linhito e o sub-betuminoso, tipicamente moles, friáveis com aparência de terra, caracterizados como altos níveis de umidade e baixo conteúdo de carbono e, por conseguinte, baixo poder energético.



Fonte: WCI, 2009

Figura 2.5 - Tipos de carvão e seus usos.

Carvões de alto rank são tipicamente duros, robustos e freqüentemente têm uma aparência preta e vítrea. O aumento do rank é acompanhado de um aumento do teor de carbono e de conteúdo energético, e com o decréscimo da umidade. A Figura 2.5

¹³ **Metamorfismo:** Processo de natureza geoquímica, no qual os resíduos soterrados por sedimentos inorgânicos experimentam compactação, desidratação e diversas reações de craqueamento e condensação, provocado pela (i) pressão, (ii) tempo e (iii) temperatura, sendo esta última a mais importante no metamorfismo.

mostra um diagrama do ranking do carvão mineral. O antracito é o topo da escala e tem um teor de carbono elevado, alta capacidade energética (poder calorífico) e baixo conteúdo de umidade.

Com a utilização extensiva do carvão mineral, bem como pela necessidade de classificar quanto suas propriedades e características, diversas entidades de normalização elaboraram uma classificação para carvões, empregando classificações distintas para os carvões do tipo duro e do tipo mole.

Para os carvões do tipo duro, as seguintes características são consideradas na sua classificação:

- Conteúdo de voláteis;
- Fusividade (caking);
- Poder coqueificante (coking).

O conteúdo de voláteis se refere à perda de peso em condições controladas de aquecimento. Este índice determina a classe sendo que, no caso de ser maior que 33%, utiliza-se o poder calorífico.

A fusividade corresponde ao comportamento plástico sob queima rápida. É o segundo índice que determina o grupo sendo medido pelo Índice de Inchamento (FSI – Free Swelling Index) ou pelo Índice de Roga.

O terceiro índice, o poder coqueificante, corresponde ao comportamento plástico-mecânico sob aquecimento lento. É o terceiro índice que determina o subgrupo, sendo medido pelo Teste de Dilatometria ou pelo Ensaio de Gray-King.

A Tabela 2.4 mostra a classificação internacional de carvões do tipo duro.

Os carvões do tipo mole ficaram fora da classificação anterior, e foi criado um sistema baseado em duas propriedades:

- Teor de umidade;
- Capacidade de produção de alcatrão.

O teor de umidade é a relação entre a massa de água pela massa seca do material. Esse índice caracteriza a classe do material e dá idéia do seu valor como combustível.

Tabela 2.4 - Classificação internacional de carvões do tipo antracito e betuminoso.

Grupos (determinado pela fusividade)			Códigos										Sub-Grupos (determinado pelas propriedades coqueificantes)				
Núm. grupo	Parâmetros alternativos		O primeiro dígito do código indica a classe do carvão, determinada pelo conteúdo volátil até 33% VM e pelo poder calorífico acima de 33% VM. O segundo dígito indica o grupo do carvão, determinado pela fusividade O terceiro dígito indica o subgrupo, determinado pelo poder coqueificante										Núm. subgrupo	Parâmetros alternativos			
	FSI	Índice de Roga												Teste de Dilatometria (% dilat.)	Ensaio de Gray-King		
3	> 4	> 45					435	535	635				5	> 140	> G8		
						334	434	534	634				4	50 - 140	G5 - G8		
						333	433	533	633	733			3	0 - 50	G1 - G4		
						332 a	332 b	432	532	632	732	832		2	< 0	E - G	
2	2,5 - 4	20 - 45				323	423	523	623	723	823		3	0 - 50	G1 - G4		
						322	422	522	622	722	822		2	< 0	E - G		
						321	421	521	621	721	821		1	Apenas contração	B - D		
1	1 - 2	5 - 20			212	312	412	512	612	712	812		2	< 0	E - G		
					211	311	411	511	611	711	811		1	Apenas contração	B - D		
0	0 - 0,5	0 - 5		100		200	300	400	500	600	700	800	900	0	Não-suavizante	A	
				A	B												
Núm. Classe			0	1		2	3	4	5	6	7	8	9	Como indicação, as seguintes classes têm conteúdo volátil de: 6: 33 - 41% 7: 33 - 44% 8: 35 - 50% 9: 42 - 50%			
Param. classe	Conteúdo volátil		0 - 3	> 3 - 10		> 10 - 14	> 14 - 20		> 20 - 28	> 28 - 33	> 33	> 33	> 33				> 33
				> 3 - 6,5	>6,5 - 10		> 14 - 16	> 16 - 20									
	Valor calorífico bruto kcal/kg (30°C, 96% umidade)		-	-	-	-	-	-	-	-	> 7750	> 7200 - 7750	> 6100 - 7200	6100 e menos			
Classes (determinada pelo conteúdo volátil até 33% VM e pelo parâmetro calorífico acima de 33% VM)																	

Fonte: Speight, 2005

A capacidade de produção de alcatrão dá a idéia do seu valor como produtor de insumo químico e caracteriza o grupo no qual pertence.

As jazidas brasileiras de carvão se localizam principalmente nos três estados do Sul onde, há milhões de anos, havia ambientes costeiros com deltas, lagunas e um clima sazonal temperado. A maior parte dos atuais continentes ainda encontrava-se unida no supercontinente Gondwana, quando camadas sedimentares se depositaram numa grande área deprimida, hoje chamada Bacia Sedimentar do Paraná. Ali, ainda no Período Permiano da Era Paleozóica, entre 240 e 280 milhões de anos atrás, formaram-se jazidas de carvão.

O ambiente em que foram formados os carvões brasileiros determinou suas características e possíveis aplicações nos dias de hoje. Os pântanos costeiros estavam sujeitos ao avanço de dunas litorâneas e da água do mar, rica em sais dissolvidos. Formou-se, assim, um carvão com alto teor de cinzas¹⁴ e de enxofre e ferro, disseminados na forma de pirita.

Tabela 2.5 – Características gerais dos carvões brasileiros.

UF	Jazida	Poder Calorífico (kcal/kg)	Carbono (% m/m)	Cinzas (% m/m)	Enxofre (% m/m)
PR	Cambuí	4.850	30,0	45,0	6,0
	Sapopema	4.900	30,5	43,5	7,8
SC	Barro Branco	2.700	21,4	62,1	4,3
	Bonito	2.800	26,5	58,3	4,7
	Candiota	3.200	23,3	52,5	1,6
	Santa Teresinha	3.800 - 4.300	28,0 - 30,0	41,0 - 49,5	0,5 - 1,9
	Morungava/Chico Lomã	3.700 - 4.500	27,5 - 30,5	40,0 - 49,0	0,6 - 2,0
RS	Charqueadas	2.950	24,3	54,0	1,3
	Leão	2.950	24,1	55,6	1,3
	Iruí	3.200	23,1	52,0	2,5
	Capané	3.100	29,5	52,0	0,8

Fonte: MME, 2009

Tais características conferiram ao carvão brasileiro um alto conteúdo de impurezas (teor de cinzas em torno de 40 e 60% e de Enxofre geralmente entre 0,5 e 8,0%) e um baixo poder calorífico (normalmente entre 2.700 e 5.000 kcal/kg), conforme apresentado na Tabela 2.5. Essas características fazem com que seja difícil o seu

¹⁴ Matéria mineral inerte, não-carbonosa, composta basicamente por silicatos e quartzo.

beneficiamento (separação da matéria orgânica). Apresenta, também, baixo poder coqueificante, o que faz com que apenas alguns carvões de Santa Catarina possam ter uso siderúrgico e, mesmo assim, misturado com carvões importados. De acordo com a classificação ASTM, se enquadram como tipo sub-betuminoso A e B.

Em Santa Catarina, as reservas remanescentes são para lavra subterrânea. As condições geológicas das ocorrências de carvão, mais complexas, dificultam e tendem a onerar a lavra. No RS, a principal restrição na lavra subterrânea está relacionada com a fragilidade das encaixantes. As condições de mineração a céu aberto em Candiota são as mais favoráveis.

As reservas nacionais medidas totalizam 6,62 bilhões de toneladas cuja distribuição está ilustrada na Figura 2.6. A Tabela 2.6 apresenta as reservas de carvão mineral no Brasil.



Fonte: DNPM, 2001

Figura 2.6 – Distribuição das reservas de carvão no Brasil.

Considerando-se os menores valores de poder calorífico apresentados na Tabela 2.5 para cada estado e uma eficiência de geração da ordem de 34%, o que é facilmente obtido com a tecnologia de carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC), como

será visto posteriormente, as reservas nacionais apresentadas na Tabela 2.6 são capazes de gerar 7.000 MW (equivalente à metade da capacidade instalada de Itaipu) durante 125 anos.

Tabela 2.6 – Reservas de carvão no Brasil em 2005.

Estado	Reservas (10 ³ t)			
	Medida	Indicada	Inferida	Lavrável
Maranhão	1.092	1.728	-	1.092
Paraná	4.184	212	-	3.509
Rio Grande do Sul	5.255.915	10.098.475	6.317.050	5.376.789
Santa Catarina	1.354.211	593.216	217.069	1.212.340
São Paulo	2.050	1.111	1.263	2.050
Total	6.617.453	10.694.744	6.535.382	6.595.781

Fonte: DNPM, 2006

Dado o peso da participação hidroelétrica na matriz energética brasileira, a utilização prática de geração térmica no país tem sido diferente da que é praticada na maioria dos países nos quais a produção de energia elétrica baseada no calor é a prevalente.

Neste contexto, como o regime hidrológico que condiciona a geração hídrica é caracterizado pela incerteza, a capacidade instalada desse sistema envolve um pressuposto de subutilização quando o regime pluviométrico apresenta escassez.

Em contrapartida, quando o regime de chuvas no conjunto do sistema interligado apresenta excesso de oferta, as hidroelétricas atendem com sobra a demanda do mercado.

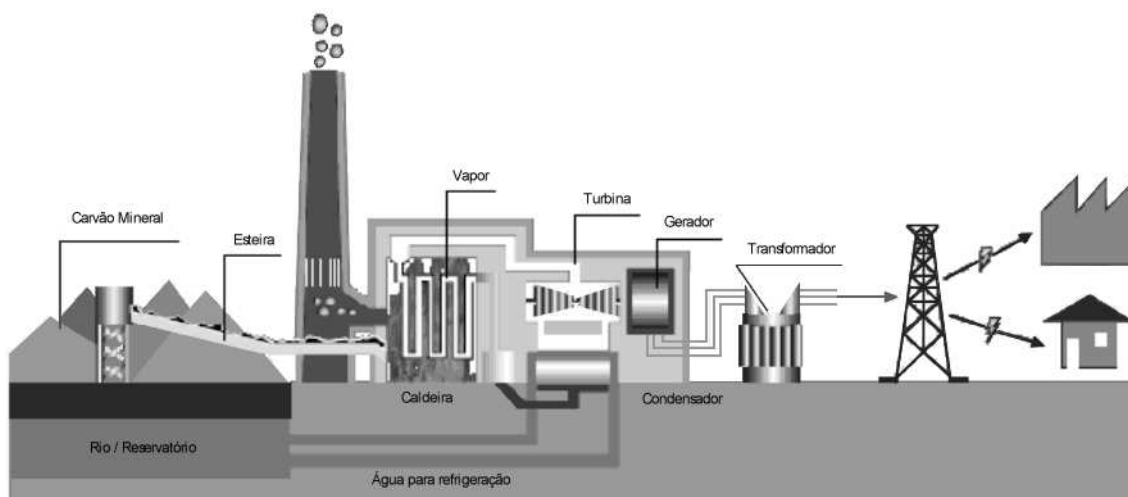
Como as termoeletricas no Brasil exercem papel complementar, sendo chamadas a operar quando as projeções de aflúências nos reservatórios das hidroelétricas sinalizam uma perspectiva de escassez, a consequência é que apenas em situações limites a capacidade instalada termoeletrica é chamada a operar a plena carga.

Esses fatores em conjunto, ou seja, a baixa qualidade do mineral, as dificuldades geológicas para sua extração e as características operacionais das termelétricas impostas pelo sistema elétrico brasileiro tendem a aumentar os custos de produção e a desestimular a implantação de novas tecnologias de lavra e beneficiamento.

2.5 – Componentes Básicos de uma UTE

O procedimento geral para a queima do carvão em térmicas, considerando também a extração e preparo do carvão, consiste nas seguintes etapas:

- O carvão é extraído do solo, fragmentado e armazenado em pilhas;
- O carvão é levado às usinas e acumulado em pilhas;
- Por meio de correias transportadoras, o carvão segue ao setor de preparação de combustível, o que inclui uma trituração preliminar e uma etapa de pulverização nos moinhos, o que permitirá melhor aproveitamento térmico;
- O carvão, na granulometria requerida, é armazenado em silos;
- Dos silos, o carvão é enviado para a sua queima na fornalha da caldeira, sendo ali injetado por meio de queimadores.



Fonte: ANEEL, 2008

Figura 2.7 – Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.

O calor liberado por essa queima é transferido à água que circula nos tubos que envolvem a fornalha, transformando-a em vapor superaquecido. Esse vapor é fornecido à turbina movimentando seu eixo. O vapor condensa nas superfícies do tubo do condensador, sendo o calor latente removido utilizando a água de resfriamento de uma fonte fria que é levada ao condensador pelas bombas de circulação. O condensado, logo após as bombas, passa pelo aquecedor de baixa pressão, o desaerador, a bomba de alimentação e os aquecedores de alta pressão, retornando de novo para a caldeira, a fim de fechar o ciclo. O eixo da turbina, acoplado a um gerador, transforma seu movimento giratório em eletricidade que é convertida para a tensão requerida e fornecida aos consumidores por meio das linhas de transmissão.

No caso da co-geração, o processo é similar, porém o vapor, além de gerar energia elétrica, também é extraído para ser utilizado no processo industrial.

O regime de utilização de térmicas no Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme foi exposto acima, é complementar o que, a princípio, apresenta vantagens. Entretanto, para os empreendedores na geração térmica, apresenta componentes que constituem desafios e dificuldades não triviais a enfrentar.

Uma primeira dificuldade é equacionar um contrato de fornecimento de carvão que possa apresentar modulações no fornecimento compatíveis com as incertezas do regime pluviométrico. Afortunadamente, a grande maioria do carvão energético minerável no sul do Brasil está disponível para extração a céu aberto, tornando a atividade extrativa uma espécie de trabalho de terraplenagem que permite mobilização e desmobilização de equipamentos com certa flexibilidade. Isso, porém, não é verdade para outras regiões do país e nem para o caso do carvão importado.

Outra implicação do regime operacional das térmicas está associada ao fato de que diminuições de carga ou retiradas periódicas de serviço são deletérias, seja para a vida útil das instalações, principalmente as de combustão, seja para a obtenção dos rendimentos nominais, que costumam ser definidos de forma bastante ambiciosa quando da especificação e encomenda das unidades geradoras.

A última circunstância acima torna recomendável uma acurada análise prospectiva e de estudo de cenário quando se avalia a aquisição de uma instalação termoeletrica para operar integrada ao sistema interligado, segundo as regras de despacho do ONS.

Resumindo-se esta apreciação, pode ser comentado que, em seu papel complementar histórico, as térmicas no Brasil vêm sendo prioritariamente garantidoras de disponibilidade, ao invés de fornecedoras regulares de energia.

2.5.1 – Caldeira

A caldeira é o equipamento que produz vapor em alta pressão utilizando a energia térmica liberada durante a combustão do combustível. Esse vapor é utilizado para o acionamento de máquinas térmicas, para a geração de potência mecânica e elétrica, assim como para fins de aquecimento em processos industriais.

O tipo e a qualidade do combustível influenciam na construção da fornalha, do queimador e da caldeira. O carvão é geralmente empregado em fornalha de queima em suspensão para combustíveis sólidos.

Fornalhas de leito fluidizado apresentam vantagens importantes, sendo a principal a flexibilidade de operação. Fornalhas dessa natureza admitem diferentes tipos de combustíveis, mesmo os que apresentam baixo teor de carbono, alto teor de enxofre e/ou cinzas, e, ainda, a possibilidade de utilização de combustíveis com uma granulometria relativamente grossa, reduzindo o custo de preparação.

Os tipos de leito fluidizado mais utilizados são: o convencional ou borbulhante e o circulante. Vale ressaltar, contudo, que os sistemas de combustão em leito fluidizado têm limites de dimensionamento, pois para leitos com áreas acima de 100 m², o ar de sustentação não se distribui uniformemente, influenciando negativamente a eficiência de combustão (EPRI, 2002).

2.5.2 – Grupo Turbina-Gerador

Uma central termelétrica de geração com ciclo vapor tem como máquina térmica uma turbina a vapor, com o único objetivo de produzir eletricidade. A introdução de alternativas térmicas de recuperação de calor, como o aquecimento regenerativo e o reaquecimento, permite alcançar uma maior eficiência da central.

A temperatura na qual a turbina opera é muito importante. Quanto mais elevada a temperatura, maior sua eficiência. O gás que flui pela turbina pode chegar a 1.260°C, mas alguns metais que a constituem não suportam temperaturas superiores a 900°C. Por isso, emprega-se ar para resfriamento dos componentes da turbina, o que acaba limitando a sua eficiência térmica.

A turbina a vapor é um equipamento mecânico que extrai a energia térmica do vapor pressurizado e o converte para trabalho mecânico rotacional. Uma turbina ideal é considerada um processo isentrópico (ou de entropia constante), onde a entropia do vapor entrante na turbina é igual à entropia do vapor que sai dela. Nenhuma turbina é verdadeiramente isentrópica, porém as eficiências isentrópicas típicas se situam entre 20% e 90%.

Para maximizar a eficiência da turbina, o vapor é expandido em vários estágios para gerar trabalho. Tais estágios são caracterizados pela forma como a energia é extraída

deles e são conhecidos como turbinas de impulso ou de reação. Várias turbinas modernas são uma combinação dos dois tipos, de modo que as seções de maior pressão são do tipo impulso e as seções de menor pressão são do tipo reação.

2.5.3 – Condensador

O condensador é um trocador de calor no qual se realiza a conversão do vapor de exaustão da turbina ao estado líquido, utilizando água como fluido de resfriamento. O vapor de exaustão vai para o condensador através da seção de exaustão da turbina e condensa ao entrar em contato com a superfície dos tubos resfriados internamente pela água que circula por meio de bombas. O ejetor a vapor remove os gases incondensáveis do condensador e mantém um nível de vácuo ótimo para a operação da turbina. A temperatura e a pressão de vapor e a sua pressão no condensador dependem da temperatura e da vazão de água de resfriamento. O condensado acumulado na parte inferior do condensador é bombeado através do sistema de aquecimento regenerativo para a caldeira de vapor, fechando o ciclo.

2.5.4 – Controle de Emissões

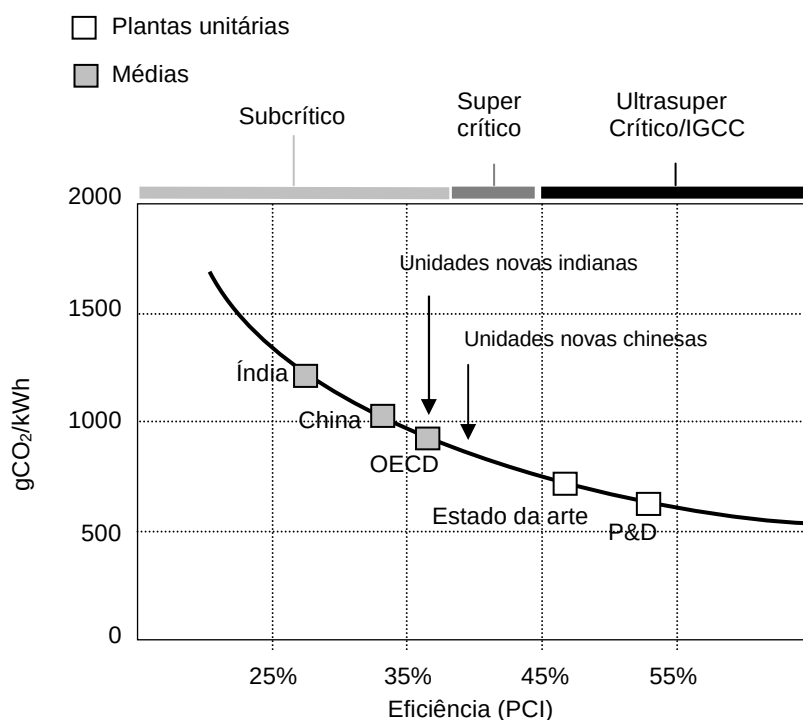
Uma das alternativas para a redução do nível de algumas das emissões de uma termoelétrica, tais como material particulado, SO_x e CO₂, é através do aumento de sua eficiência. O gráfico apresentado na Figura 2.8 mostra, como exemplo, o efeito da eficiência sobre as emissões de CO₂.

O aumento da eficiência de plantas de geração constitui-se na forma de melhor custo-benefício e de resultados mais rápidos na redução das emissões citadas (WCI, 2007). Esse é o caso de países em desenvolvimento e de economias em transição onde geralmente as eficiências de plantas existentes são baixas.

O controle de emissões gasosas pode ser feito de três formas: após a combustão, através do tratamento dos gases efluentes, durante a combustão ou antes da combustão. As tecnologias atuais de tratamento de gases efluentes (pós-combustão) são:

- Precipitador eletrostático e filtro de mangas – Esses sistemas são responsáveis pela captação do material particulado. A emissão de material particulado na atmosfera é responsável por doenças respiratórias, impactos na visibilidade local e provoca acúmulo de poeira nas regiões vizinhas. O precipitador

eletrostático opera carregando eletrostaticamente as partículas e depois as captando por atração eletromagnética. Já o filtro de mangas consiste em um sistema de filtragem pela passagem dos gases através de mangas onde as partículas ficam retidas na superfície e nos poros dos fios, formando um bolo que atua também como meio filtrante. Para reduzir a resistência ao fluxo do ar o bolo deve ser periodicamente desalojado. Os precipitadores eletrostáticos são equipamentos de elevado custo e consumo energético, porém, de alta eficácia. Esses sistemas podem reduzir em até 99,99% o nível de emissão de particulados (WCI, 2007).

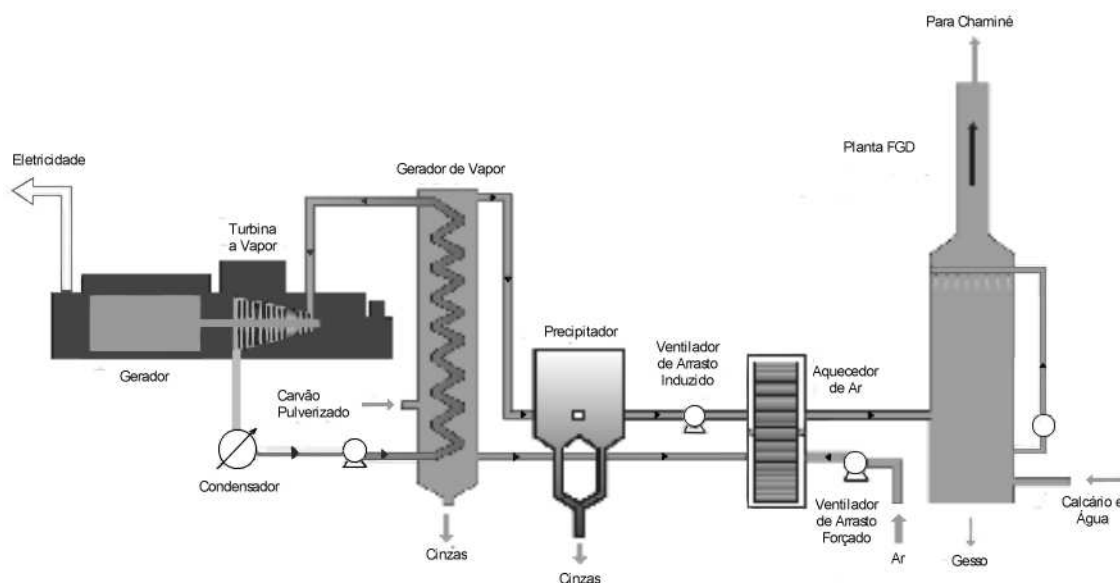


Fonte: WCI, 2007

Figura 2.8 – Emissões de CO_2 de térmicas a carvão

- Lavadores de gases – Os lavadores são usados para capturar tanto os particulados quanto o dióxido de enxofre através da injeção de gotas d'água no fluxo gasoso formando resíduos líquidos. A adição de calcário à água aumenta a absorção de enxofre. Esse sistema exige o tratamento posterior dos efluentes líquidos.
- Dessulfurizador (FGD – Flue Gas Desulfurization) – Tecnologia de remoção do SO_x a partir da lavagem dos gases. As categorias principais são: (i) lavagem úmida usando uma mistura absorvente, normalmente com calcário ou cal; (ii) jato seco usando misturas absorventes similares; (iii) sistemas de injeção de absorventes seco; (iv) lavadores secos; (v) processos regenerativos; e (vi) processos de remoção combinada de SO_2/NO_x . Os sistemas de FGD podem

ser projetados para utilizar calcário ou amônia como absorventes. Uma vantagem da utilização da amônia é a produção de sulfato de amônia que pode ser utilizado como fertilizante ao invés da grande produção de gesso resultante da reação com calcário. Um exemplo esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2.9. Esse sistema pode remover até 95% do SO_2 contido nos gases de exaustão.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.9 – Diagrama esquemático do sistema FGD.

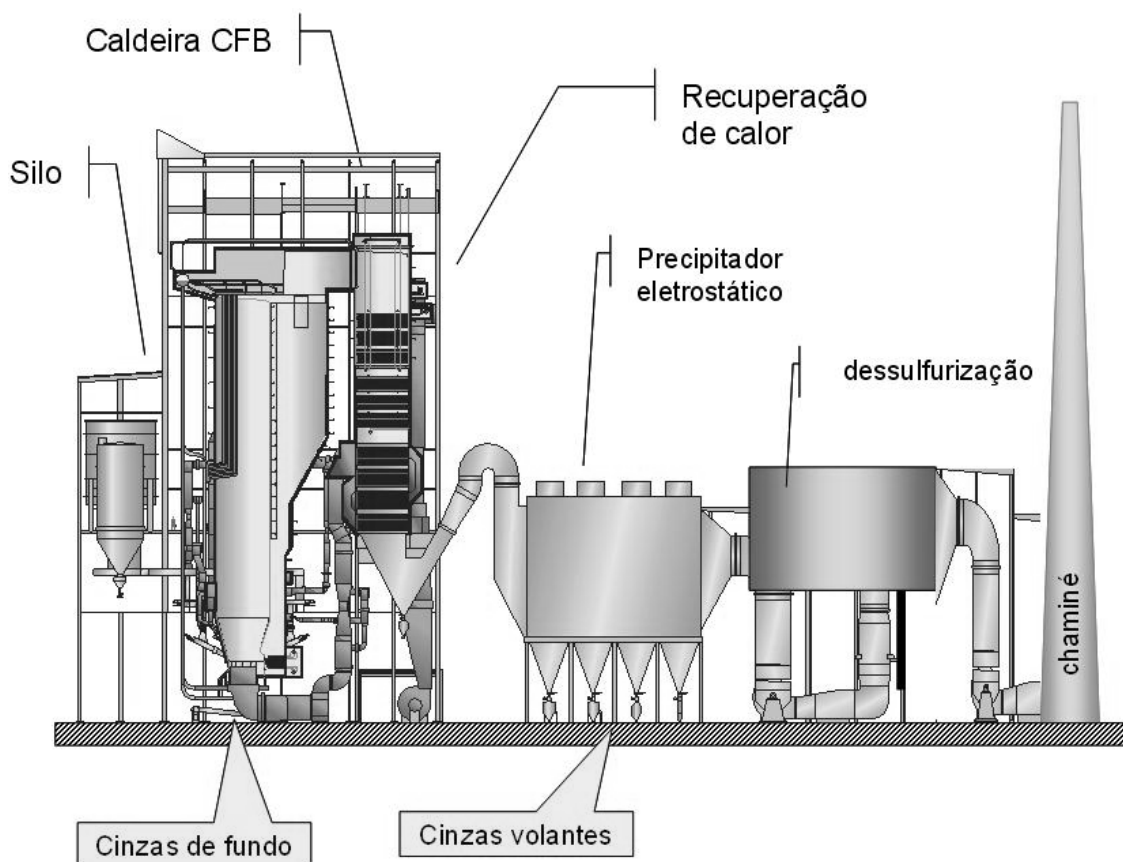
- Sistemas de filtragem de gases quentes – sistemas de remoção de material particulado, mas que operam sob temperaturas (de 260 a 900°C) e pressões (de 1 a 3 MPa) maiores que os sistemas convencionais de remoção de particulados eliminando, com isso, a necessidade de resfriamento dos gases efluentes (WCI, 2007). Essas tecnologias ainda necessitam de maiores avanços em pesquisas para permitir seu uso comercial mais amplo.
- Redução Catalítica e Não-Catalítica Seletiva (SNCR – Selective Non Catalytic Reduction e SCR) – O SNCR consiste em um sistema de redução das emissões de óxidos de nitrogênio através da injeção de amônia ou uréia na fornalha onde os gases estão a uma temperatura entre 870°C e 1150°C para reagir com o NO_x formando N_2 , CO_2 e água. Em tese, esse sistema é capaz de alcançar rendimentos de até 90% de redução nas emissões de NO_x , porém restrições práticas de temperaturas, tempo e mistura levam a resultados piores (WCI, 2007). Já o SCR consiste na conversão do óxido de nitrogênio em água e N_2 através da adição de uma solução redutora, tipicamente amônia anidra, amônia aquosa ou uréia e absorvida em um catalisador.

- Sequestro de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage) – Sistema de captura e armazenamento de carbono. Constitui-se como uma das principais formas de redução das emissões de CO₂ podendo alcançar níveis entre 75 e 92% (Rubin *et al.*, 2009). Esse sistema será tratado com mais detalhes adiante.

Podem-se citar as seguintes opções para o controle de emissões durante a combustão:

- Controle da temperatura de combustão e da quantidade de O₂ (controle da mistura de ar) de forma a evitar a formação de óxidos de nitrogênio, o que se dá em altas temperaturas. Esse sistema pode reduzir as emissões em cerca de 30 a 55% (WCI, 2007);
- Injeção do combustível junto com material absorvente como, por exemplo, calcário, na câmara de combustão para remoção do enxofre.

A Figura 2.10 apresenta um exemplo de sistema de tratamento de efluentes onde é apresentada uma caldeira em leito fluidizado que tem, como característica, as opções de controle de emissões durante a combustão.



Fonte: FWC, 2009

Figura 2.10 – Perfil esquemático do processo de tratamento de emissões.

Como dito anteriormente, a combustão do carvão gera quantidades significativas de cinzas que são recolhidas no fundo da caldeira (cinzas pesadas) e no sistema de captação do material particulado (cinzas leves). Em função do grande percentual de material inerte contido no carvão nacional, a quantidade de cinzas gerada é ainda maior de quando se usa o carvão importado.

Tabela 2.7 – Opções tecnológicas no tratamento de gases e resíduos em termoeletricas a carvão.

Impactos Ambientais	Tecnologias de Tratamento	Redução Máxima Possível	Status da Distribuição
Particulados	Filtragem de gases quentes	98%	Tecnologias convencionais amplamente difundidas em países desenvolvidos e em desenvolvimento.
	Lavador de gás	99,9%	
	Precipitador eletrostático	99,99%	Novas tecnologias em desenvolvimento para uso com tecnologias de combustão avançadas.
	Filtro manga	>99,9999%	
Dióxido de Enxofre	Processo de injeção de absorventes	90%	Tecnologias maduras e amplamente difundidas em países desenvolvidos, necessidade de maior difusão em países em desenvolvimento.
	Sistemas regenerativos	>95%	
	Jato seco em spray	>95%	
	Jato seco	97%	Novas tecnologias em desenvolvimento para a redução de custos e aumento do desempenho ambiental.
	Remoção combinada SO ₂ /NO _x	>98%	
	Lavador de gás	99%	
Óxido de Nitrogênio	Recirculação dos gases efluentes	<20%	Tecnologias amplamente difundidas em países desenvolvidos, necessidade de maior difusão em países em desenvolvimento.
	Otimização dos queimadores	39%	
	SNCR	50%	
	Estágios de ar	60%	
	Estágios de combustível	70%	Reduções atuais estão defasadas pelo crescente uso de combustível, necessitando novas tecnologias aperfeiçoadas para permitir maiores reduções.
	Controle de temperatura	70%	
	Remoção combinada SO ₂ /NO _x	80%	
	SCR	90%	
Mercúrio	Lavadores de gases	26%	Tecnologias de abatimento de outros poluentes, tais como particulados, reduzem as emissões de mercúrio.
	Precipitadores eletrostáticos (ESP)	42%	
	Beneficiamento do carvão	78%	
	Filtros manga	82%	
	ESP modificado + absorventes e/ou resfriamento dos gases exaustos	>90%	Pesquisas para desenvolver tecnologias de controle de mercúrio específicas em resposta a legislações sobre a emissão de mercúrio estão sendo feitas.
	Lavadores secos + absorventes	>90%	
	Lavadores de gases	95%	
Cinzas	Utilizações como materiais de construção e engenharia civil	100%	As cinzas podem ser usadas em uma grande variedade de propósitos. A proporção usada nos países é dependente da legislação relativa à disposição final de resíduos.

Fonte: WCI, 2007

Finalmente, o processo de controle antes da combustão se baseia no tratamento do carvão, comumente conhecido como processo de beneficiamento do carvão. É o

processo de limpeza na qual a matéria mineral é removida do carvão minerado para produzir um produto mais limpo. O carvão bruto (também conhecido como Run Of Mine – ROM) possui diversas qualidades e contém substâncias como argila, areia e carbonatos.

Dentre os benefícios desse processo, pode-se citar:

- Redução do conteúdo de cinzas do carvão em até 50%, levando a emissões muito menores de material particulado;
- Aumento na eficiência da planta e, conseqüentemente, redução na emissão de GEE; e
- Aumento do calor específico e da qualidade do carvão, diminuindo o conteúdo de enxofre e componentes minerais.

Esse processo, porém, gera impactos ambientais, conforme já foi apontado nesse capítulo.

A Tabela 2.6 resume as opções tecnológicas para o controle de emissões e de resíduos formados durante a combustão do carvão.

2.6 – Tecnologias de Mineração

A mineração de carvão pode ser feita através de dois métodos: céu aberto ou em minas subterrâneas. A escolha entre um deles é determinada pela geologia do depósito do mineral, ou seja, pela altura da cobertura da mina. No caso de depósitos rasos, o carvão poderá ser lavrado a céu aberto, dependendo do terreno onde mina está localizada. Esse sistema é o que oferece menores custos e maior segurança de trabalho. Nos casos onde os custos da lavra a céu aberto tornam-se proibitivos, utiliza-se a mineração subterrânea. Esse tipo de mineração, segundo WCI (2008), é responsável por 60% da produção mundial embora em vários importantes países produtores a mineração a céu aberto seja a mais comum.

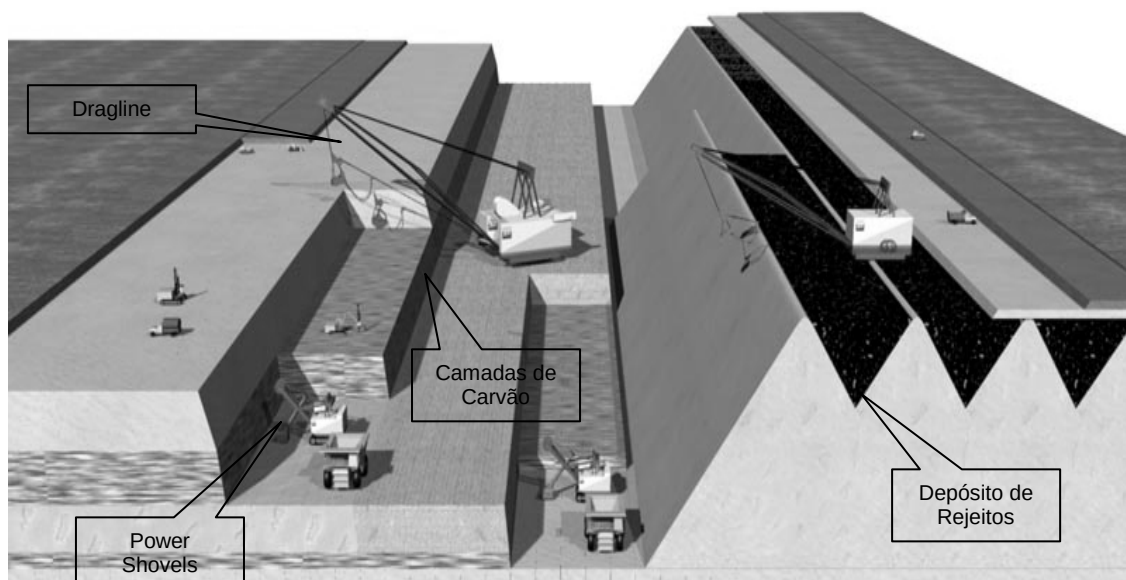
2.6.1 – Mineração a Céu Aberto

Antigamente, a mineração ao ar livre era feita pela retirada da cobertura de solo e da extração das camadas de carvão em percursos espirais. As máquinas iam de fora para dentro da área a ser minerada retirando o minério e, ao final, abandonavam a cava da mina, sem qualquer tipo de recuperação. Até hoje, a maior parte das áreas assim exploradas se encontra sem nenhuma recuperação ambiental (Monteiro, 2004).

Atualmente a mineração a céu aberto é feita em sistema de tiras. Enquanto uma faixa do terreno é minerada, a topografia da faixa anterior é recomposta, facilitando a recuperação da paisagem destruída pelo avanço da mina. Assim, pode-se ter uma reconstituição satisfatória da topografia e da paisagem, ainda que a qualidade da água e a química do solo sejam alteradas nestes locais, comprometendo seus usos futuros.

As cavas das minas a céu aberto também podem ser usadas para a disposição final de resíduos, desde que a área seja adequadamente preparada.

A taxa de recuperação nesse método pode chegar a 90% se toda a camada puder ser explorada, valor esse bem superior aos obtidos pela mineração subterrânea. Entretanto, a taxa de recuperação de uma mina a céu aberto e, portanto, a viabilidade econômica, depende da espessura da cobertura da mina (EPE, 2007). Essas minas podem ocupar extensas áreas e, por isso, exigem grandes equipamentos, tais como escavadeiras de arrasto (draglines), pás mecânicas (power shovels), caminhões e esteiras. O trabalho de desmonte do solo e das rochas é feito por explosivos. Em seguida, o capeamento é retirado pelas escavadeiras ou pelas pás mecânicas. Uma vez que a camada de carvão é recuperada, o mineral é fracionado e empilhado para ser transportado por caminhões ou por esteiras para o local onde ele será beneficiado, caso necessário. A Figura 2.11 mostra um exemplo esquemático de uma mineração a céu aberto.



Fonte: Petrobras, 2009.

Figura 2.11 – Operação de uma mina a céu aberto.

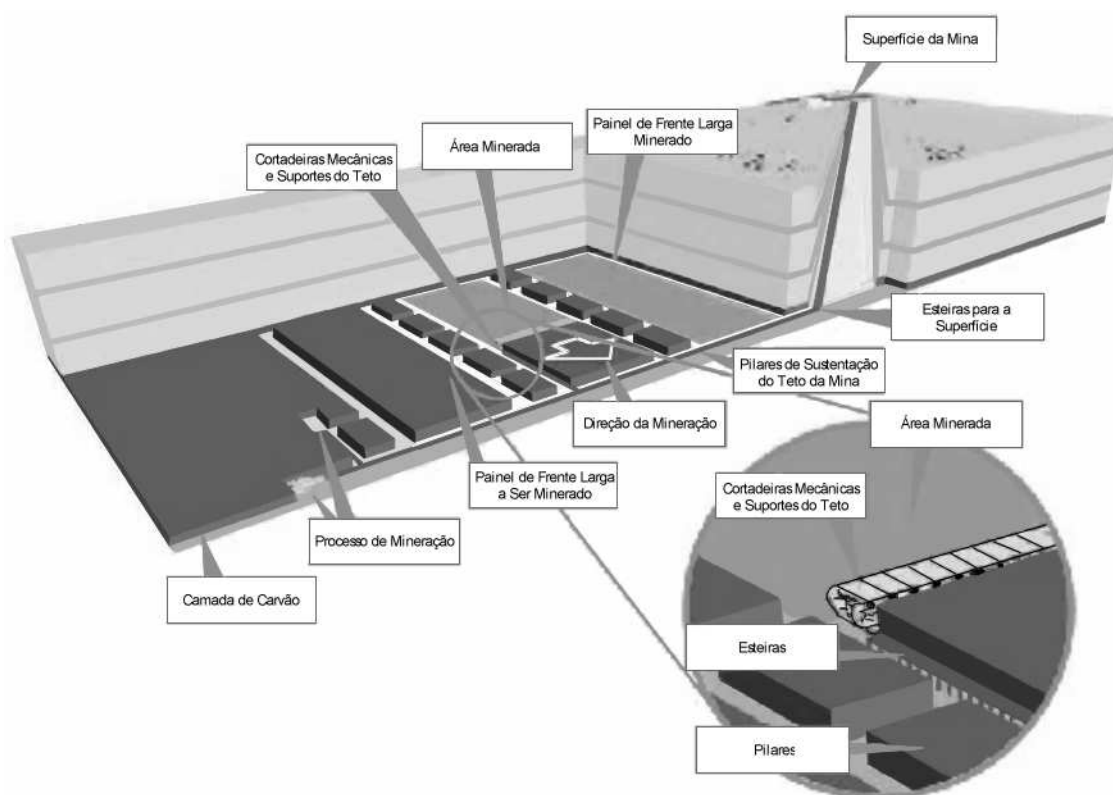
Tipicamente, as minas a céu aberto são ampliadas até que o recurso mineral se esgote. Quando não são mais produtivas para a extração do material, podem ser

transformadas em aterros sanitários. Mesmo assim, é muitas vezes necessário drenar a água para a mina não se tornar um lago. Modernamente, tem sido crescente a preocupação com a recuperação das áreas degradadas pela mineração.

2.6.2 – Mineração Subterrânea

Existem dois métodos de lavra subterrânea: câmara e pilares (room-and-pillar); e frente larga (longwall mining). A Figura 2.12 ilustra a operação em uma mina subterrânea.

No primeiro método, os depósitos de carvão são recuperados de maneira a formar galerias, onde os pilares são formados pelo próprio mineral que sustenta a cobertura da mina e controlam o fluxo de ar. As câmaras normalmente têm de 5 a 10 metros de largura, e os pilares, 30 metros de extensão. O mineral extraído é carregado através de esteiras para a superfície. Na medida em que a mineração avança em direção ao limite do depósito, inicia-se a retirada da mina (retreat mining). Esse processo consiste na mineração do carvão que forma os pilares, de forma a permitir que a cobertura tombe. Ao final deste processo, a mina é abandonada.



Fonte: WCI, 2008

Figura 2.12 – Operação de uma mina subterrânea.

O método da frente larga (longwall mining) envolve a extração total do carvão de uma seção da cobertura ou da frente (larga) utilizando cortadeiras mecânicas. Antes de iniciar a lavra, é necessário um planejamento cuidadoso para assegurar que a aplicação do referido método seja realmente adequada à geologia da mina. A frente do depósito do mineral (longwall) varia de 100 a 350 metros e a cobertura é sustentada por macacos hidráulicos. Uma vez que o carvão seja totalmente extraído da área, permite-se que o teto da mina tombe e, então, a seção é abandonada. A desvantagem desse tipo de lavra é o custo do maquinário que é cerca de dez vezes maior que aquele utilizado no método room-and-pillar¹⁵.

Nas minas subterrâneas, ainda que a alteração da paisagem não seja tão drástica quanto na mineração a céu aberto, os custos são muitas vezes proibitivos, encarecendo a energia gerada, devido aos elevados gastos com a logística e operação das minas.

Quando as camadas de carvão são profundas, a mineração exige, além da retirada de material sólido do subsolo, o bombeamento e descarte da água subterrânea, alterando o regime hídrico da área. A consequência desse procedimento pode, muitas vezes, ser o rebaixamento e o alagamento dos terrenos adjacentes na fase de exaustão das minas.

2.7 – Tecnologias de Geração

O carvão mineral é uma das fontes primárias para produção de energia elétrica mais agressivas ao meio ambiente. Ainda que sua extração e posterior utilização na produção de energia gerem benefícios econômicos (como empregos diretos e indiretos, aumento da demanda por bens e serviços na região e aumento da arrecadação tributária), o processo de produção, da extração até a combustão, provoca significativos impactos socioambientais.

A ocupação do solo exigida pela exploração das jazidas, por exemplo, interfere na vida da população, nos recursos hídricos, na flora e fauna locais, ao provocar barulho, poeira e erosão. O transporte gera poluição sonora e afeta o trânsito. O efeito mais severo, porém, provém de sua utilização em centrais termelétricas que requer um tratamento caro e complexo e é caracterizado por emissões pesadas de óxidos de enxofre (SOx), óxidos de nitrogênio (NOx), CO₂ e particulados.

¹⁵ Segundo a WCI (2008), o custo do maquinário utilizado no método longwall pode chegar a US\$ 50 milhões enquanto que o do room-and-pillars, US\$ 5 milhões.

Com as crescentes pressões ambientalistas, principalmente com relação ao efeito estufa e às mudanças climáticas, diversas iniciativas têm sido empreendidas no sentido de reduzir as emissões de gases ou de mitigar seus efeitos.

Para a mineração, as principais medidas adotadas referem-se à recuperação do solo, destinação de resíduos sólidos e negociações com a comunidade local. É com vistas à produção de energia elétrica, porém, que ocorrem os grandes investimentos em P&D (pesquisa e desenvolvimento), focados na redução de impurezas, diminuição de emissões das partículas com nitrogênio e enxofre (NOx e SOx) e redução da emissão de CO₂ por meio da captura e armazenamento de carbono.

A Comissão Européia criou, em 1998, a diretiva “Large Combustion Plants Directive” (LCPD), restringindo as emissões de NOx, SO₂ e material particulado a partir de plantas de geração de eletricidade. Legislação similar foi criada em outros países desenvolvidos, o que motivou o aperfeiçoamento de tecnologias para mitigar a quantidade de emissões de poluentes de plantas a carvão, com apoio de várias agências governamentais. Mais recentemente, as atenções se voltaram para a melhoria da eficiência do uso do carvão com o objetivo de redução das emissões de CO₂ (EPE, 2007).

Nos Estados Unidos vem sendo executado, desde 1985, o “Clean Coal Technology Program”, que tem como objetivo principal o desenvolvimento e a introdução, no mercado norte-americano, de novas tecnologias de aproveitamento do carvão para fins energéticos que permitam a construção de processos mais produtivos, aliados a uma drástica redução da poluição ambiental que tradicionalmente se verifica nessa área de aproveitamento energético. Esse programa tem sua origem fundamentada nos esforços feitos para eliminar o problema das chuvas ácidas e seu desenvolvimento está de acordo com as recomendações do Encontro Diplomático Canadense-Americano sobre Chuva Ácida (EPE, 2007).

As tecnologias limpas de uso do carvão (Clean Coal Technologies) devem ser desenvolvidas, demonstradas e melhoradas para acompanhar a evolução da legislação ambiental, cada vez mais restritiva quanto ao uso do carvão, e para manter a competitividade dessa fonte energética em relação às demais. Em particular, os avanços já obtidos pelo programa americano, em termos tecnológicos e comerciais, sugerem o exame da questão no Brasil tendo em vista a disponibilidade no país de reservas de carvão mineral classificadas como do tipo energético.

As seguintes áreas mereceram maior enfoque no sentido de melhorar as perspectivas de uso de carvão em plantas de geração de energia elétrica (EPE, 2007):

- Tecnologias de redução de emissões de NO_x;
- Tecnologias de redução de emissões de SO₂ (aperfeiçoamento das tecnologias existentes para redução dos custos operacionais e de capital);
- Técnicas de mistura e preparação do carvão para melhorar a qualidade do mesmo;
- Métricas de fluxos de carvão e de técnicas para assegurar uma melhor distribuição nos pontos de injeção do combustível;
- Técnicas de classificação de granulometria de carvão para melhorar a distribuição do combustível na caldeira;
- Sistemas de controle avançado, baseados em redes neurais ou lógica fuzzy, para melhorar o desempenho da caldeira e reduzir emissões;
- Desenvolvimento de materiais avançados que resistam a elevadas temperaturas e pressões;
- Previsões a respeito do impacto da qualidade do carvão nas emissões e no desempenho da combustão.

O desenvolvimento e a aplicação das Clean Coal Technologies deverá conduzir a uma diversidade de opções com emissões baixíssimas de qualquer tipo de poluente. Atualmente, as rotas tecnológicas mais importantes de Clean Coal Technologies são a combustão pulverizada supercrítica, a combustão em leito fluidizado e a gaseificação integrada a ciclo combinado.

Além da busca pela redução de emissões de CO₂, existe um crescente interesse no uso de hidrogênio. A gaseificação, por exemplo, é uma rota tecnológica que permite produzir eletricidade e outros produtos, tais como hidrogênio e produtos químicos.

Nos Estados Unidos, o projeto FutureGen, orçado em US\$ 1bilhão, lançado em 2003, é uma iniciativa do Departamento de Energia Americano – US DOE para demonstrar uma planta de “emissões zero”, com capacidade de 275 MW, que usa carvão como combustível e a tecnologia de gaseificação integrada com ciclo combinado, produzindo hidrogênio e permitindo o seqüestro de carbono (Collot, 2006).

Os projetos desenvolvidos de forma a se obter “emissões zero” são baseados nas técnicas de seqüestro de carbono cujas tecnologias ainda devem ser desenvolvidas e aperfeiçoadas. Acredita-se que testes em plantas de escala comercial sejam possíveis

até 2015. E até 2020, uma primeira planta em escala comercial deverá estar operando (EPE, 2007).

Assim, diversas tecnologias de redução de emissões e associadas aos sistemas de limpeza de gases estão sendo desenvolvidas e aplicadas em termelétricas. Isto, contudo, tem se traduzido em aumento de custos de investimentos.

Em resumo, as principais tecnologias usadas para geração de eletricidade e descritas nos itens a seguir, são:

- Carvão Pulverizado (PCC);
- Usinas Supercríticas e Ultra Supercríticas (Supercritical & Ultra supercritical Power Plant Technologies);
- Combustão em Leito Fluidizado, a Pressão Atmosférica (AFBC) e com Pressurização (PFBC);
- Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC).

Vale ressaltar que a escolha de uma tecnologia não se baseia apenas na eficiência, mas depende de muitos critérios específicos, associados ao tamanho da unidade, ao regime de operação e à legislação ambiental.

Adicionalmente, turbinas a gás somente podem ser operadas com combustíveis livres de cinzas. De modo que, para empregar o carvão como combustível em ciclo combinado, é exigida alguma combinação tecnológica. Dentre as possibilidades, destacam-se a unidade combinada ao processo de gaseificação e ao processo de combustão pulverizada pressurizada.

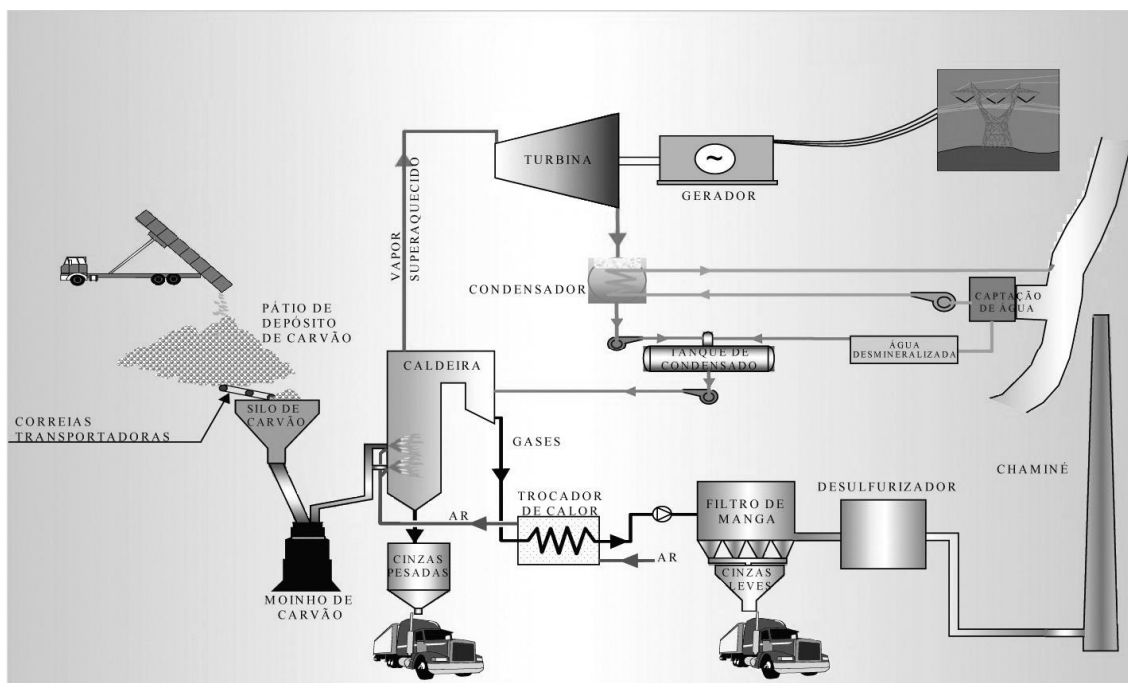
2.7.1 – Carvão Pulverizado (PCC)

A tecnologia de carvão pulverizado, desenvolvida nos anos 20, é a mais difundida e utilizada nas usinas termelétricas em operação, permitindo a queima de carvões de baixa qualidade. Essa tecnologia corresponde a cerca de 90% da capacidade mundial instalada de geração com carvão (IEA, 2009).

O carvão é moído em partículas finas (entre 75 e 300 μm) e injetado, juntamente com ar, numa câmara de combustão onde é queimado, alcançando-se temperaturas da ordem de 1.300 a 1.700 $^{\circ}\text{C}$, dependendo da qualidade do carvão. O calor produzido gera vapor que aciona a turbina a vapor. O tempo de residência das partículas de carvão na caldeira são da ordem de 2 a 5 segundos e essas partículas devem ser

pequenas o suficiente para permitir sua combustão completa (IEA, 2009). Um esquema representativo de seu funcionamento é apresentado na Figura 2.13.

Há duas configurações básicas para esse tipo de caldeira. A primeira é o formato tradicional de passagem dupla (“two-pass layout”) onde há uma fornalha com trocadores de calor em sua parte superior para redução da temperatura do gás de exaustão. Esses gases então voltam a 180° e passam em sentido descendente através de seções de trocadores de calor e economizadores. A outra configuração consiste em uma caldeira em torre (“tower boiler”) onde todas as seções de trocadores de calor são montadas verticalmente uma acima da outra sobre a câmara de combustão.



Fonte: EPE, 2007

Figura 2.13 – Fluxograma simplificado: Carvão Pulverizado.

As unidades PCC podem alimentar turbinas a vapor com potências na faixa de 50 a 1.300 MWe¹⁶. Para se obter vantagens de economia de escala, novas unidades têm sido construídas com potências maiores que 300 MWe, mas raramente ultrapassam 700 MWe (IEA, 2009).

Várias técnicas podem ser utilizadas no aumento da eficiência dessas plantas, dentre as quais podem ser citadas (IEA, 2009):

¹⁶ **MWe** – Mega Watt elétrico. Unidade utilizada para a potência elétrica líquida da turbina que é diferente da potência mecânica em função da eficiência do gerador e das perdas do grupo turbina-gerador.

- Redução do excesso de ar;
- Redução das temperaturas dos gases exaustos na chaminé, recuperando esse calor;
- Aumentando a pressão e temperatura do vapor;
- Utilizando um segundo estágio de reaquecimento;
- Reduzindo a pressão no condensador.

Essas medidas, porém, trazem custos adicionais que deverão ser analisados em termos de seu custo-benefício. As tecnologias de ciclo supercrítico e ultra supercrítico consistem na utilização de maiores temperaturas e pressões na câmara de combustão, permitindo o alcance de maiores eficiências que as usinas PCC convencionais (ciclo subcrítico), conforme apresentado na Tabela 2.7. Todas as usinas brasileiras em operação e em construção usam essa tecnologia em ciclo subcrítico (EPE, 2007).

Tabela 2.8 – Níveis médios de eficiência em plantas PCC.

Planta	Níveis Médios de Eficiência
Baixa Eficiência	29%
Alta Eficiência	39%
Supercrítico	Até 46%
Ultra Supercrítico	50 - 55%

Fonte: WCI, 2007

Existem pesquisas atualmente em andamento de unidades ultra supercríticas com eficiências ainda maiores, até cerca de 50%. Essas pesquisas têm se focado no desenvolvimento de novas ligas metálicas para as tubulações das caldeiras para minimizar as corrosões (WCI, 2007).

Em função das altas temperaturas alcançadas na caldeira, esse processo possui elevado teor de NOx e quantidade expressiva de material particulado de pequeno diâmetro nos gases de exaustão. Além disso, apresenta risco de fusão das cinzas em função das temperaturas não uniformes na câmara de combustão. Outro fator negativo dessa tecnologia é sua intolerância a carvões com alto teor de inertes e alta umidade, como é o caso da maioria dos carvões encontrados no Brasil.

Segundo EPE (2007), o carvão pulverizado é considerado uma tecnologia de queima limpa quando complementada por sistemas modernos de controle de NOx, de dessulfurização de gases (FGD) e de remoção de material particulado.

2.7.2 – Combustão em Leito Fluidizado (FBC)

A combustão em leito fluidizado é uma tecnologia flexível de geração elétrica que pode ser utilizada com uma grande variedade de combustíveis, incluindo combustíveis sólidos de baixa qualidade, carvão, biomassa e resíduos em geral. Houve um grande crescimento na geração a carvão utilizando leitos fluidizados no período entre 1985 e 1995, mas ainda representam menos de 2% da capacidade mundial instalada (IEA, 2009).

Conforme dito anteriormente, a combustão em leito fluidizado pode ser à pressão atmosférica (AFBC) ou com pressurização (PFBC). Há ainda uma segunda caracterização dessas tecnologias: leitos circulantes ou leitos borbulhantes.

- AFBC operam em pressões atmosféricas e são as mais utilizadas mundialmente (WCI, 2009). Possuem eficiências similares à PCC em torno de 30 a 40%.
- PFBC operam em pressões elevadas e produzem um fluxo de gás em alta pressão que podem acionar uma turbina a gás, criando um ciclo combinado com eficiência acima de 40%.
- Leitos borbulhantes utilizam baixas velocidades de fluidização de forma que as partículas são mantidas principalmente no leito. Geralmente são utilizados em plantas pequenas (até 25 MWe) oferecendo uma eficiência (leito não pressurizado) em torno de 30%.
- Leitos circulantes utilizam velocidades de fluidização mais altas de forma que as partículas são constantemente mantidas nos gases de exaustão. São utilizados em plantas bem maiores podendo alcançar eficiências acima de 40%¹⁷.

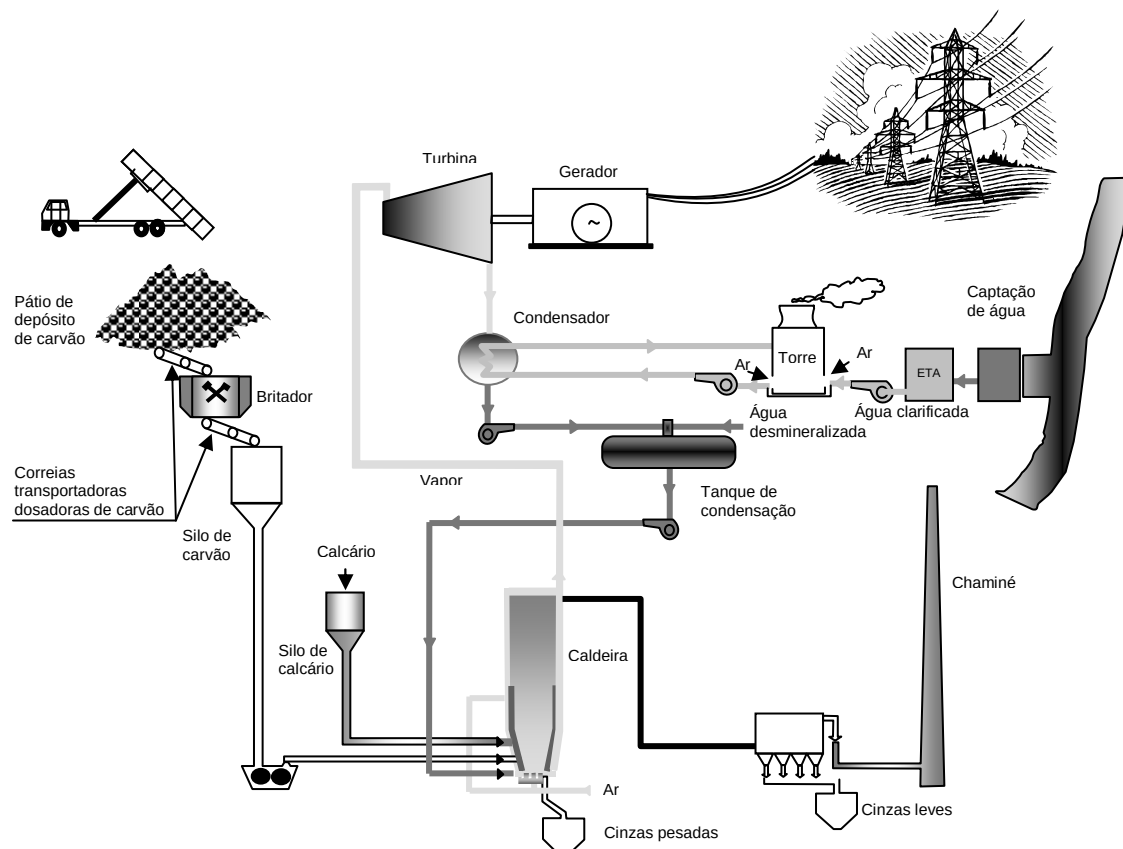
Por meio de um fluxo contínuo de ar, cria-se turbulência numa mistura de material inerte e partículas de carvão (leito). A velocidade do fluxo assegura que as partículas permaneçam em suspensão e em movimento livre, se comportando como um fluido – em outras palavras, o leito se torna “fluidizado”.

Quando o combustível é adicionado ao leito fluidizado quente, a mistura constante promove a rápida transferência de calor e a combustão completa. As altas eficiências

¹⁷ Uma unidade de 460 MW CFBC (Circulating Fluidized Bed Combustor) utilizando ciclo supercrítico está em construção em Lagisza, Polônia com uma eficiência estimada acima de 40% (IEA, 2009).

nas trocas de calor e melhor mistura dos sistemas FBC lhe permitem operar em temperaturas mais baixas que os sistemas PCC.

O calor gerado é recuperado por meio de trocadores de calor e utilizado para gerar vapor tanto para a geração de energia elétrica quanto para o uso industrial. A Figura 2.14 apresenta um esquema desse sistema.



Fonte: EPE, 2007

Figura 2.14 – Esquema simplificado de usina a leito fluidizado a pressão atmosférica.

No leito fluidizado circulante, as partículas passam através da câmara de combustão e, em seguida, em um ciclone de onde as partículas maiores são coletadas e levadas de volta à câmara de combustão. As condições de combustão são relativamente uniformes ao longo do combustor, embora o leito seja mais denso em sua parte inferior.

A grande vantagem no emprego da FBC é a redução na quantidade de emissões de poluentes, sem necessidade de sistemas de equipamentos de dessulfuração e de redução de emissões de NOx. Devido à queima do combustível em temperaturas relativamente mais baixas, a produção de NOx no gás de saída é reduzida (WCI, 2009).

A AFBC caracteriza-se pelo uso de um material absorvente sólido em uma caldeira na qual o ar atmosférico e o combustível são introduzidos para combustão. O material sólido tipicamente empregado é o calcário, que torna possível a remoção de parte do enxofre (na ordem de 50% a 60%) com a consequente formação de gesso.

As caldeiras AFBC se tornaram a escolha tecnológica para queima de combustíveis de baixa qualidade, sendo comumente encontradas na faixa de 250 a 350 MW (EPE, 2007).

Já a combustão em leito fluidizado com pressurização (PFBC) é uma tecnologia que começou a ser comercializada recentemente, com base em uma configuração AFBC em ciclo combinado. É também capaz de queimar combustíveis de baixa qualidade.

O funcionamento do PFBC é bastante semelhante ao da tecnologia AFBC. O carvão é adicionado ao leito fluidizado, juntamente com o absorvente de enxofre, e queimado. O sistema opera com pressões de 12 a 16 bar e temperaturas de aproximadamente 1.250 °C (EPE, 2007). Nas aplicações com ciclo combinado, cerca de 80% da eletricidade é gerado num conjunto convencional de turbina a vapor-gerador. Os gases de exaustão que deixam o combustor sob pressão são filtrados e expandidos numa turbina a gás para a geração adicional de eletricidade. A elevada temperatura de combustão provoca a formação de cinzas que devem ser removidas do gás antes que este entre na turbina. Existe a necessidade de melhorias tecnológicas associadas ao aumento da pureza do gás. Além disso, há problemas operacionais também para a manutenção, remoção de cinzas e na alimentação de combustível.

A eficiência térmica do processo é superior a 40% e o impacto ambiental dessa tecnologia é considerado baixo.

2.7.3 – Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC)

Gaseificação é definida como a reação de combustíveis sólidos com ar, oxigênio, vapor, dióxido de carbono ou uma mistura desses gases em temperaturas acima de 700 °C para a produção de um produto gasoso para ser utilizada como fonte de energia ou como matéria prima para a síntese de químicos, combustíveis líquidos ou outros combustíveis gasosos (Collot, 2006).

A gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC) é uma combinação de duas tecnologias já estabelecidas: a gaseificação do carvão, para a produção do

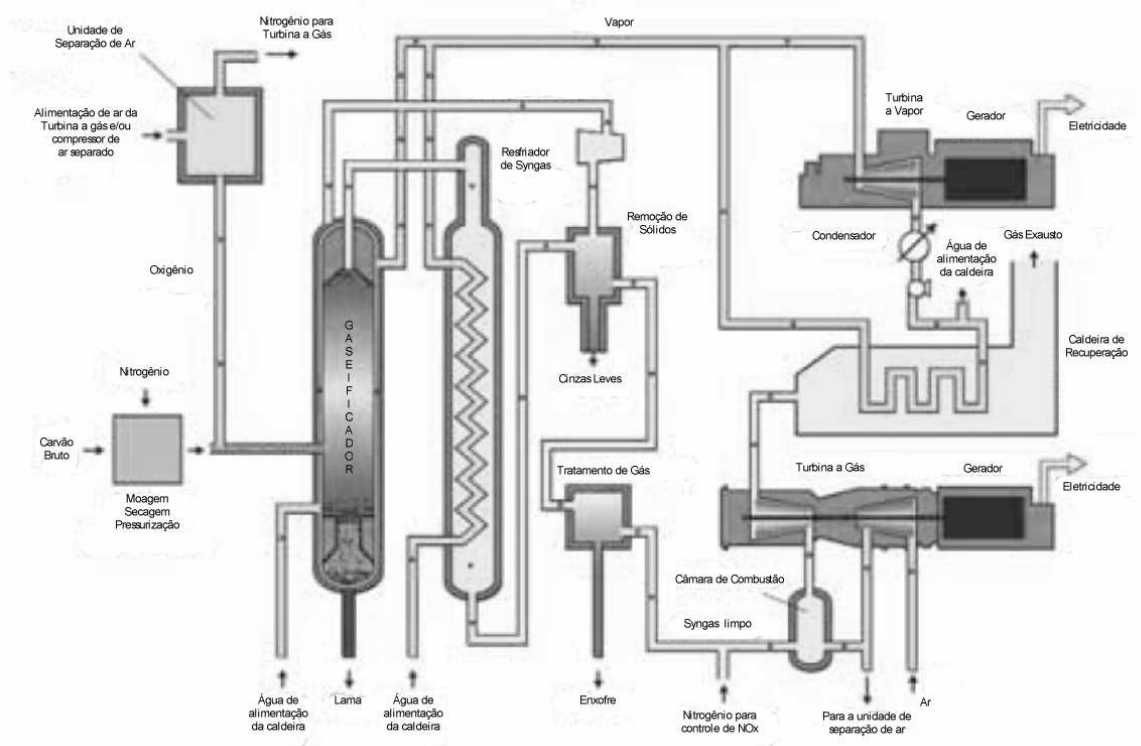
combustível syngas (gás de síntese), e a tecnologia da turbina a gás em ciclo combinado (GTCC) para geração de eletricidade.

Embora todos os tipos de carvão possam ser gaseificados, em termos econômicos, carvões com baixo teor de cinzas são preferíveis (Minchener, 2005). Isso dificulta sua aplicação ao caso brasileiro.

A composição química e o uso futuro do gás de síntese variam de acordo com os seguintes parâmetros (Collot, 2006):

- Composição e qualidade do carvão;
- Preparação do carvão (granulometria);
- Agentes de gaseificação empregados (oxigênio ou ar e/ou água);
- Condições de gaseificação: temperatura, pressão, taxa de aquecimento e tempo de residência no gaseificador;
- Configuração da planta que inclui: sistema de alimentação de carvão (alimentado como pó seco ou como uma lama com água); a forma como o contato entre o combustível e os agentes gaseificadores é feita (geometria de fluxo); se os minerais são removidos como cinzas secas ou cinza fundida (escória); a forma como o calor é produzido e transferido e, finalmente, a forma como o syngas é limpo (remoção de enxofre, remoção de nitrogênio, remoção de outros poluentes).

Nos sistemas IGCC, o carvão não é queimado diretamente, mas aquecido num vaso pressurizado (gaseificador) contendo quantidade controlada de oxigênio (ou ar) e vapor de água. O gás produzido é uma mistura de CO, CO₂, CH₄ e H₂, que é purificada para a retirada de impurezas como o enxofre e queimada numa turbina a gás para gerar energia elétrica. O gás de combustão que sai da turbina, ainda em alta temperatura, é usado num gerador de vapor ligado a um turbogerador convencional. Esta tecnologia, assim como a PFBC, combina turbinas a gás e a vapor (ciclo combinado). Um diagrama esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2.15.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.15 – Esquema do sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado.

Existem três variantes de tecnologia de gaseificação, classificadas pelas configurações do gaseificador de acordo com sua geometria de fluxo¹⁸ (Minchener, 2005):

- Gaseificadores de fluxo arrastado ou leito de arraste (“Entrained flow gasifiers”) – as partículas de carvão pulverizado e os gases fluem concorrentemente em altas velocidades. Estes correspondem ao tipo mais comum de gaseificadores de carvão.
- Gaseificadores em leito fluidizado – as partículas de carvão são suspensas pelo fluxo de gás de forma similar à caldeira FBC.
- Gaseificadores em leito fixo – os gases fluem lentamente para cima através do leito com carvão. Estão disponíveis tecnologias de fluxo concorrente e contracorrente, mas a primeira é mais comum.

Dentre os gaseificadores atualmente em desenvolvimento, o tipo mais adequado para o carvão de alto teor de cinzas é o de leito fluidizado pressurizado sem formação de escória (non-slagging, pressurized fluidized bed). Segundo DOE (2009), esta tecnologia de gaseificação de segunda geração está em demonstração no âmbito do

¹⁸ Para maiores detalhes de cada uma dessas opções, veja Collot (2005).

Programa Tecnologia do Carvão Limpo do Departamento de Energia dos Estados Unidos (Clean Coal Technology Program – US DOE).

Através da adição de uma reação “shift¹⁹”, pode-se produzir mais hidrogênio e o CO pode ser convertido para CO₂ o qual pode ser capturado e armazenado. A eficiência é da ordem de 45%, podendo chegar a 52% nas plantas mais modernas. Além disso, as emissões de CO₂ são 35% menores que em plantas convencionais, e as de NOx se reduzem em cerca de 90% (EPE, 2007).

Atualmente, existe uma quantidade muito pequena de plantas de IGCC no mundo, comparativamente à quantidade de plantas de carvão pulverizado, por serem mais caras e complexas. Existem plantas operando nos Estados Unidos e na Europa, especialmente na Holanda e na Espanha (EPE, 2007).

A gaseificação pode representar uma das melhores formas de se produzir hidrogênio combustível para suprir veículos e células combustíveis de termelétricas.

Além disso, existe também uma alternativa tecnológica de gaseificação: a gaseificação subterrânea (UCG – Underground Coal Gasification). UCG é um método de injeção de ar ou oxigênio em uma camada de carvão promovendo a gaseificação do carvão *in situ*. Esse processo converte o carvão não minerado em um gás combustível que pode ser levado à superfície para utilização térmica na indústria ou na geração elétrica.

Projetos atuais de UCG são relativamente em pequena escala, mas se esse processo puder ser aplicado de forma viável em larga escala, ele poderá suprir com syngas do carvão grandes plantas de produção de hidrogênio ou mesmo de produção de diesel ou gás natural sintéticos. A tecnologia UCG associada ao CCS é reconhecida como uma rota potencial no abatimento de carbono do carvão (WCI, 2007).

A evolução das tecnologias existentes em direção às tecnologias de emissões zero se traduz na incorporação de sistemas de captura de CO₂ e em aumento de custos de investimento das tecnologias de carvão pulverizado e de IGCC. Esses custos podem se elevar de 56 a 82%, no caso da primeira tecnologia, e de 27 a 50%, no caso da segunda (EPE, 2007).

O IGCC é reconhecido como a opção tecnológica que apresenta as melhores eficiências e menores impactos ambientais na produção de eletricidade a partir do

¹⁹ **Reação “shift”** – adição de vapor entre o resfriador de syngas e o sistema de limpeza de gases.

carvão (Minchener, 2005). Porém, infelizmente essas tecnologias ainda carecem de maior pesquisa e desenvolvimento no sentido de se solucionarem alguns problemas. Dentre esses problemas, destacam-se seus elevados custos e as incertezas relacionadas à sua operação. Além disso, há um interesse crescente nessas tecnologias uma vez que são fonte de hidrogênio e syngas para a indústria química e não apenas a partir do carvão, mas também de outras fontes como a biomassa ou os resíduos sólidos urbanos. Um desafio técnico atual na produção de hidrogênio baseia-se na sua separação do syngas e o sequestro de CO₂.

2.7.4 – Sequestro de Carbono (CCS)²⁰

O seqüestro de carbono consiste na captura das emissões gasosas provenientes das usinas termelétricas a carvão e de sua armazenagem em reservatórios naturais existentes na crosta terrestre.

No futuro a localização das usinas será decidida não só em função do combustível, da disponibilidade da água de resfriamento ou da necessidade de energia, mas também das opções de estocagem de CO₂ (EPE, 2007).

Enquanto as tecnologias de captura de CO₂ são novas para a indústria termelétrica, elas têm sido desenvolvidas nos últimos 60 anos pela indústria de óleo, gás e química, pois se constituem em um componente integral do processamento de gás natural e de muitos processos de gaseificação de carvão na produção de syngas, químicos e combustíveis líquidos (WCI, 2007).

Existem três processos principais de captura de CO₂ para as termelétricas (WCI, 2007):

- **Sistemas de captura pré-combustão** – Convertem o syngas produzido na gaseificação através de uma reação química com vapor em fluxos distintos de CO₂ e hidrogênio. Isso facilita a coleta e a compressão do CO₂ para seu transporte e estoque. O hidrogênio pode ser utilizado na geração elétrica através de uma turbina a gás avançada e/ou através de células combustíveis.
- **Sistemas pós-combustão** – Separam o CO₂ dos gases de exaustão através de processos de absorção química, estando já disponíveis comercialmente na indústria petrolífera. É o processo que se encontra mais próximo à aplicação

²⁰ Para maiores detalhes sobre as tecnologias CCS e seu potencial no Brasil, vide Costa (2009).

em larga escala comercial na geração, mas ainda não se encontra na escala necessária (Collot, 2005). Esse processo, porém, é mais caro uma vez que demanda mais energia para o sistema de captura (Rubin *et al.*, 2007).

- **Combustão Oxyfuel** – Consiste na combustão do carvão em oxigênio puro ao invés do ar para suprir uma turbina a vapor convencional. Ao evitar a introdução de nitrogênio no ciclo de combustão, a quantidade de CO₂ nos gases exaustos é altamente concentrada, tornando-o fácil de capturar e comprimir. Esse sistema pode ser aplicado às tecnologias atuais de geração térmica a carvão a partir de pequenas modificações. Porém, alguns desafios técnicos ainda devem ser resolvidos, o que se encontra ainda na fase de demonstração em pequena escala.

Cada uma dessas opções apresenta suas vantagens. Os sistemas de pós-combustão e combustão oxyfuel podem ser aplicados a plantas de geração existentes. Os sistemas pré-combustão associados ao IGCC é muito mais flexível, permitindo uma maior gama de possibilidades para o carvão tendo, inclusive, um papel importante em uma futura economia baseada no hidrogênio.

Tzimas *et al.* (2007) mostram que, em um sistema de captura pós-combustão, as emissões de NO_x por unidade de energia elétrica gerada aumentam quando comparado a uma planta de geração sem esse sistema de captura. A captura de CO₂ na verdade não aumenta de forma direta a emissão desse gás ácido, pelo contrário, parte do NO_x e do SO₂ será também removido durante a captura do CO₂. Porém, os sistemas de captura pós-combustão demandam quantidades significativas de energia para o seu processo, implicando no aumento das emissões de NO_x (24%) por cada MWh líquido gerado enquanto se observa uma redução de até 99% das emissões de SO₂ quando pelo menos 80% do CO₂ é capturado.

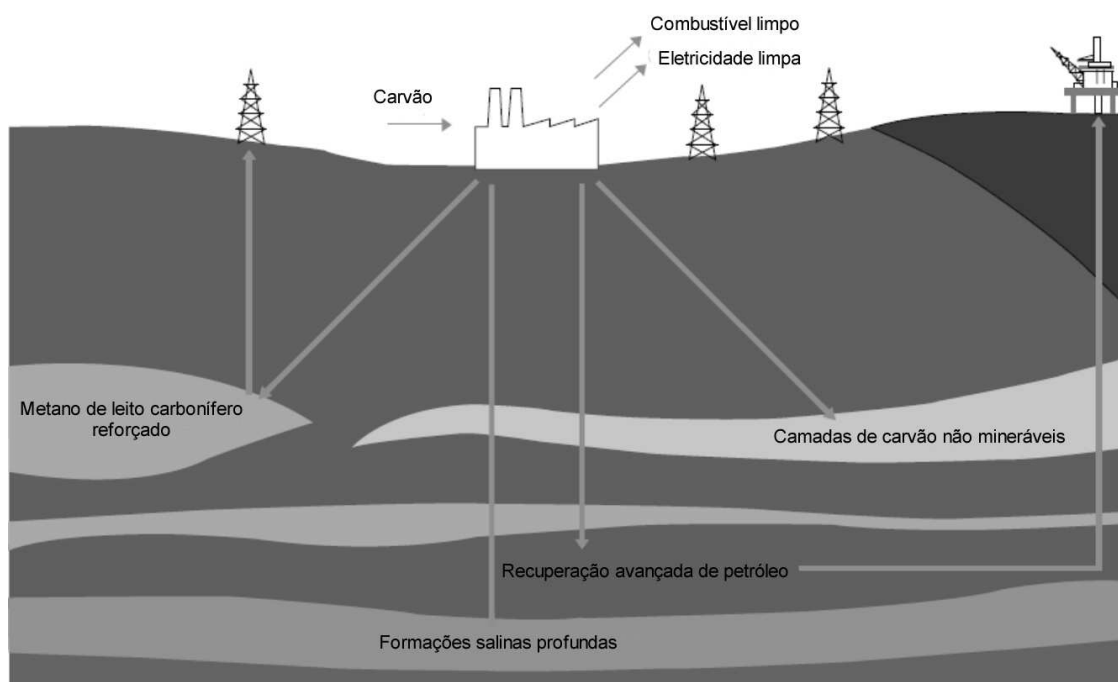
Essas tecnologias, porém, ainda necessitam de grande investimento em pesquisa e desenvolvimento a fim de se tornarem práticas e menos custosas.

O transporte do CO₂, por sua vez, é mais simples e já é transportado em dutos de alta pressão. As tecnologias para o transporte de CO₂ e a segurança ambiental estão bem caracterizadas, não sendo diferentes daquelas utilizadas para o gás natural. O meio de transporte depende da quantidade de CO₂, do terreno e da distância entre o local de captura e o de estocagem. Em geral, dutos são utilizados para grandes volumes e distâncias menores. Em algumas situações ou localidades, o transporte por meio de

navios pode ser mais econômico, principalmente através de grandes distâncias ou além-mar.

Em relação à estocagem, embora haja um número significativo de opções, o armazenamento geológico possui os maiores potenciais. Há três categorias de estruturas geológicas atualmente consideradas para a estocagem de CO₂, as quais se encontram ilustradas na Figura 2.16 (WCI, 2007):

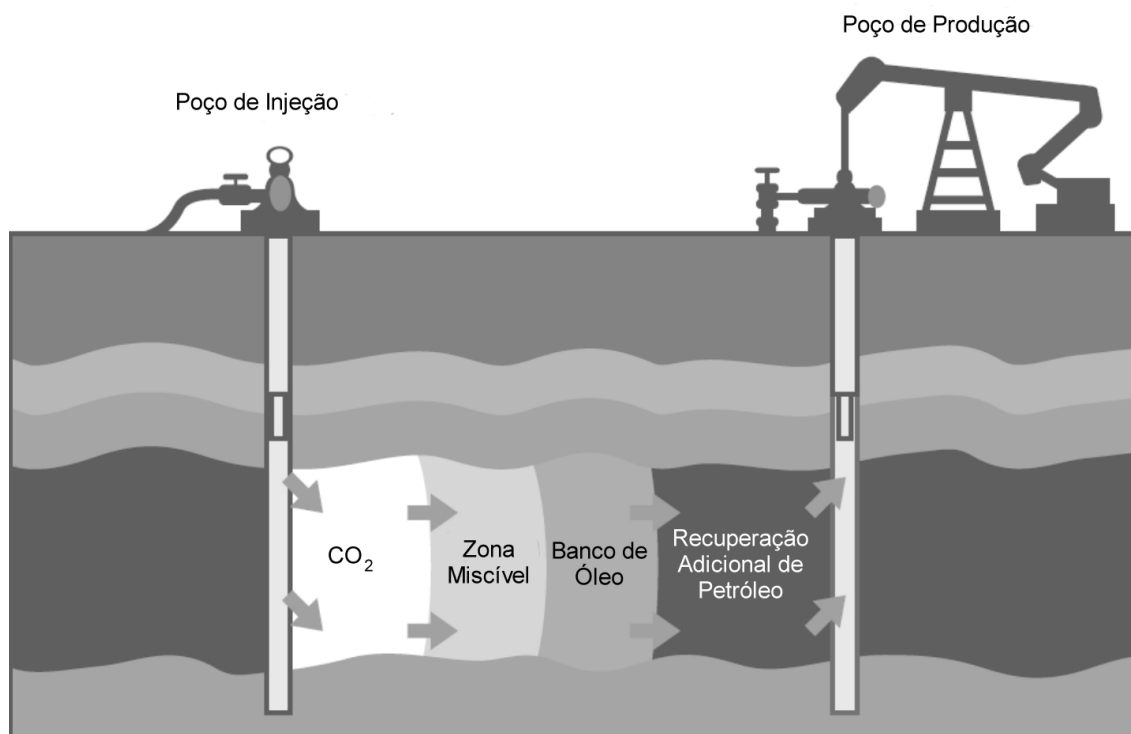
- **Formações salinas profundas** – São formações subterrâneas de rochas reservatório permeáveis tais como arenito, que estão saturadas com água extremamente salgadas (a qual jamais poderia ser usada como água potável) e coberta por uma camada de rocha impermeável que atuam como uma capa seladora. No caso do gás natural e petróleo, é essa capa que os manteve no subsolo por milhões de anos. O CO₂ injetado é contido abaixo dessa capa que, com o tempo, se dissolve na água salina. Acredita-se que esse tipo de estocagem possa ser feito em profundidades abaixo de 800m (WCI, 2007).



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.16 – Opções de estocagem geológica do CO₂

As formações salinas possuem o maior potencial de estocagem, mas são as menos exploradas e pesquisadas dentre as opções geológicas. Porém, atualmente há um número considerável de projetos de estocagem que estão utilizando as formações salinas e têm provado sua viabilidade e seu potencial.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.17 – Recuperação de petróleo através da injeção de CO₂

- **Campos de petróleo e gás exauridos** – São bem explorados e geologicamente bem definidos e têm capacidade comprovada de armazenar hidrocarbonetos ao longo de milhares de anos. Possuem geralmente características favoráveis que minimizam os custos de injeção de CO₂. O CO₂ já é usado pela indústria do petróleo na recuperação de campos maduros. O CO₂, quando injetado em um campo, se mistura com o petróleo cru aumentando seu volume e reduzindo sua viscosidade ajudando, com isso, a manter ou mesmo a aumentar a pressão no reservatório. A combinação desses processos permite uma maior recuperação nos campos de produção, conforme apresentado na Figura 2.17. Em outras situações, o CO₂ não é solúvel no petróleo²¹. Nesse caso, a injeção de CO₂ aumenta a pressão no reservatório aumentando a capacidade de recuperação do campo.
- **Camadas de Carvão** – O CO₂ é absorvido (se acumula) na superfície do carvão *in situ* em preferência a outros gases (como o metano) que são deslocados. A efetividade dessa técnica depende da permeabilidade da camada de carvão. Acredita-se que essa técnica seja mais viável quando aplicada em conjunto com a Recuperação de Metano em Leito Carbonífero

²¹ A solubilidade do CO₂ depende da gravidade específica do petróleo. Fluxo miscível é quando o petróleo é solúvel e imiscível em caso contrário.

Avançada na qual a produção comercial de metano associado é assistida pelo efeito deslocamento do CO₂.

Conforme WCI (2007), a estocagem em formações geológicas representa uma opção segura. Os riscos de vazamento são muito provavelmente²² abaixo de 1% ao longo de 100 anos enquanto são provavelmente²³ abaixo de 1% ao longo de 1000 anos.

Tabela 2.9 – Potencial de estocagem de CO₂ no mundo.

Tipo de Reservatório	Capacidade Estimada de Estocagem (Gt CO ₂)	
	Limite Inferior	Limite Superior
Formações Salinas Profundas	1.000	Incerto, mas possivelmente 10.000
Campos de Petróleo e Gás	675	900
Reservas de Carvão não Mineráveis	3-15	200

Fonte: WCI, 2007

Considerando que as emissões antropogênicas totais de CO₂ estão atualmente em torno de 24 Gt de CO₂ por ano (WCI, 2007), a estocagem geológica apresenta grande potencial, sendo estimado acima de 1.678 Gt CO₂, conforme mostrado na Tabela 2.8. A Figura 2.18 apresenta as localizações dos campos de estocagem atuais e propostas.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.18 – Campos para estocagem de CO₂ no mundo.

²² Muito provavelmente é definido pelo IPCC como uma probabilidade entre 90 e 99% (IPCC, 2009).

²³ Provavelmente é definido pelo IPCC como uma probabilidade entre 66 e 90% (IPCC, 2009).

No Brasil, o estudo do potencial de Armazenamento Geológico não foi feito através de um projeto realizado pelo Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono na Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC-RS (Costa, 2009). Tendo os conhecimentos bem desenvolvidos tanto na área de transporte como injeção de CO₂, surgiu o interesse em pesquisar o potencial de seqüestro geológico de CO₂ no Brasil como um todo. O Projeto citado chama-se CarbMap Brazil (Costa, 2009). Este projeto tem como objetivo principal realizar o cruzamento espacial entre as fontes estacionárias de emissões e as bacias sedimentares que são possíveis reservatórios para o armazenamento de CO₂, e assim analisar o potencial do seqüestro geológico de carbono no Brasil.

A Figura 2.19 mostra as bacias sedimentares brasileiras que seriam possíveis reservatórios para o CO₂. Dentre elas, apenas algumas apresentaram bons potenciais para a aplicação das tecnologias de CCS. Isto quer dizer que ao realizar o cruzamento entre as fontes estacionárias de emissões e os sumidouros, apenas as bacias de Campos, Santos, Solimões, Recôncavo e Paraná apresentaram resultados satisfatórios (Costa, 2009).



Fonte: Costa, 2009

Figura 2.19 – Bacias sedimentares brasileiras.

A Tabela 2.9 resume as capacidades de armazenamento para as Bacias Sedimentares que apresentaram bons resultados nos cruzamentos entre as fontes emissoras e os sumidouros e também nas características do solo, falhas geológicas para a segurança do CO₂ armazenado (Costa, 2009).

Tabela 2.10 – Capacidades de Armazenamento de CO₂ nas bacias sedimentares brasileiras.

Bacia Sedimentar	Capacidade de Armazenamento (Mt CO ₂)		
	Aquíferos Salinos	Campos de Petróleo e Gás	Camadas de Carvão
Solimões	252.000	163*	-
Campos	4.800	1.700**	-
Santos	148.000	167	-
Paraná	462.000	-	200

Fonte: Costa, 2009

Notas: * Na Bacia de Solimões a capacidade de armazenamento estudada é apenas para os campos de gás.

** Esse valor corresponde à capacidade total de armazenamento na Bacia de Campos em que são consideradas as reservas provadas de petróleo e gás.

Esses resultados apresentados na Tabela 2.9 são apenas de quatro bacias sedimentares. O valor total da capacidade de armazenamento brasileira são todos esses valores somados com as capacidades das demais bacias sedimentares brasileiras. Em conclusão, pode-se dizer que o Brasil possui uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 2.000 Gt de CO₂. Sendo que grande parte dessa capacidade está localizada no sudeste e sul, o que torna mais atrativa a utilização desse recurso em UTE's localizadas nessas regiões.

A título de exemplo, a capacidade de geração de 7.000 GW durante 125 anos calculada na seção 2.4 gera, para um fator médio de emissão de 830 g/kWh correspondente à tecnologia SCPC (MIT, 2007), um total de 6,35 Gt de CO₂. Quantidade essa que é facilmente comportada pela bacia do Paraná, conforme indicado na Tabela 2.9.

Os custos de CCS são específicos a cada projeto, dependendo da tecnologia utilizada na planta que produz o CO₂ e da proximidade dessa planta a recursos adequados de estocagem.

O processamento de gás natural, produção de hidrogênio e amônia e algumas formas de gaseificação de carvão já produzem um subproduto com CO₂ concentrado e, portanto, não implicam em custos adicionais na captura. Porém, na geração elétrica que atualmente produz CO₂ diluído nos gases exaustos, os custos adicionais de captura são consideráveis.

Reservatórios de alta capacidade e de alta permeabilidade podem armazenar grandes volumes de CO₂ a partir de poucos poços de injeção e um mínimo de compressão reduzindo, assim, os custos de estocagem. Por outro lado, reservatórios de baixa permeabilidade aumentam o número de poços de injeção necessários bem como a necessidade de compressão, aumentando substancialmente os custos.

Restrito ao acesso a localizações de estocagem adequadas, os custos de captura e compressão correspondem a uma parcela significativa dos custos de CCS para a geração elétrica, fazendo com que a redução desses custos seja, portanto, prioridade. Ao longo da próxima década os custos de captura podem ser reduzidos em 20% a 30% e ainda mais deve ser alcançado pelas novas tecnologias que ainda se encontram em fase de pesquisa ou demonstração (WCI, 2007).

Para plantas localizadas próximas a campos de produção de petróleo e gás, receitas provenientes da utilização do CO₂ na recuperação desses campos podem ser substanciais. Essas técnicas de recuperação de campos petrolíferos podem fornecer um incentivo essencial nessa fase inicial de desenvolvimento do CCS, embora não haja um potencial no longo prazo para absorver parte significativa das emissões projetadas de CO₂ na geração elétrica.

Assim como qualquer tecnologia, os custos de CCS devem se reduzir ao longo do tempo à medida que se adquire maior experiência além de economias de escala, padronizações e sejam obtidos avanços nas tecnologias.

2.8 – Conclusões

O termo “Clean Coal Technologies” (tecnologias limpas de carvão) refere-se ao programa norte americano de desenvolvimento de tecnologias mais eficazes e menos poluidoras. Apesar das tentativas de se criar uma planta de “emissões zero”, isso não se mostra tecnicamente viável uma vez que não é possível capturar todas as emissões de uma usina. Como mostra a Tabela 2.6, muitos dos poluentes ainda são emitidos na atmosfera, mesmo com as mais avançadas tecnologias. Além disso, um esforço nesse sentido implicaria em aumentos significativos nos custos de implantação e operacionais da usina, podendo viabilizar outras fontes de energia menos poluentes.

Entretanto, usinas a carvão com baixos níveis de emissões são possíveis com as tecnologias hoje disponíveis. Exemplo disso é o projeto da USITESC (De Luca, 2001; USITESC, 2009) que busca aproveitar inclusive os rejeitos de carvão produzidos na

lavagem desse mineral na sua preparação para o fornecimento à atual usina Jorge Lacerda, ambas localizadas no sul do Estado de Santa Catarina²⁴.

Cabe ressaltar que, devido às características do carvão brasileiro, a tecnologia CFB apresenta-se mais adequada pois é capaz de processar um combustível de qualidade inferior, além de mostrar-se mais flexível que as demais tecnologias. Por outro lado, a tecnologia IGCC, apesar de apontada como uma das tecnologias de menor impacto ambiental (Sekar *et al.*, 2007), tem seu desempenho fortemente prejudicado por esse tipo de combustível (Rubin *et al.*, 2007).

Esse capítulo apresentou as tecnologias disponíveis no horizonte 2010 a 2030 para a geração elétrica a partir do carvão mineral. No próximo capítulo, será feita uma avaliação comparativa dos custos de geração²⁵ entre algumas dessas tecnologias, buscando responder à questão econômica da preocupação ambiental na geração termelétrica a carvão.

²⁴ Para maiores detalhes sobre o projeto USITESC, vide De Luca (2001) e USITESC (2009).

²⁵ Por questão de limite de escopo dessa dissertação, os custos “imensuráveis” como danos à saúde pública, benefícios sociais tais como empregos e desenvolvimento econômico das regiões, etc., denominados pelos economistas como “*externalidades*”, não serão tratados nesse estudo.

Capítulo III

Avaliação Econômica

3.1 – Introdução

Este capítulo tem como objetivo a avaliação econômico-financeira das opções tecnológicas disponíveis para geração de eletricidade a partir do carvão. Pretende-se, com isso, avaliar a competitividade entre as diversas tecnologias disponíveis citadas no capítulo anterior bem como uma comparação entre a geração a partir do carvão nacional e do carvão importado. A análise aqui apresentada tem como critério o Valor Presente Líquido (VPL).

A análise aqui se trata apenas de uma visão global uma vez que os custos reais de implantação de um projeto dessa natureza envolvem negociações diretas com fornecedores, obtenção de incentivos fiscais, especificidades de cada projeto como distâncias da planta até a fonte de captação d'água para o sistema de resfriamento (água de make up), distância da subestação da usina até o ponto de conexão e o respectivo traçado da linha de transmissão que fará a conexão, logística de transporte do combustível até os silos de alimentação da caldeira, etc. Dessa forma, não se pretende com esse estudo apresentar uma avaliação precisa de projetos dessa natureza, mas sim uma visão geral e comparada da viabilidade das soluções atualmente disponíveis.

O capítulo começa apresentando as características operacionais das usinas térmicas a carvão impostas pelo sistema elétrico brasileiro. Como foi apontado no capítulo anterior, a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidrelétrica, o que traz benefícios, pois permite o suprimento de eletricidade a menores custos (EPE, 2007). Porém, isso implica em dificuldades para os empreendimentos térmicos uma vez que esses passam a operar de forma complementar.

Para uma análise da competitividade entre as diversas tecnologias de geração a partir do carvão, serão relacionadas as tecnologias a serem avaliadas e as estimativas de custo de cada opção. Em seguida, são apresentados de forma simplificada os tributos brasileiros a que uma usina termelétrica a carvão está sujeita e que deverão fazer

parte do modelo de avaliação. Essa questão, como será visto, é de suma importância uma vez que esses tributos possuem um impacto significativo nos custos de geração.

Continuando, será apresentada a metodologia utilizada nesse trabalho onde será detalhado o modelo econômico utilizado nos cálculos. Por se tratar de um estudo, muitas das variáveis contidas nesses cálculos não estão disponíveis de forma precisa, ou seja, não existe um valor único definido. Variáveis como os custos de investimento, preços de combustíveis, custos de operação e manutenção, dentre outros, estão disponíveis na forma estocástica, ou seja, um conjunto de valores e sua respectiva probabilidade de ocorrência. Esses valores, por sua vez, possuem probabilidades de ocorrência correspondentes, o que pode ser descrito matematicamente a partir de uma função de distribuição de probabilidades. Isso, porém, traz dificuldades nos cálculos tornando difícil a análise aqui pretendida. Para isso, será utilizada a metodologia de Monte Carlo, descrita adiante.

É importante se avaliar também para quais dessas variáveis os resultados se mostram mais sensíveis. Essa análise se mostra importante para se determinar quais parâmetros merecem maior esforço na definição de seus valores e quais não implicam em impactos significativos nos resultados finais. A essa análise dá-se o nome de Análise de Sensibilidade.

3.2 – Caracterização Operacional

Num sistema elétrico de base hidráulica, a flexibilidade de aquisição e uso do combustível térmico é uma característica desejável do regime operativo das termelétricas. Além disso, quanto mais flexível for esse regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica, pela apropriação possível do excedente hidráulico em períodos de hidrologia favorável.

De fato, a grosso modo, a lógica econômica impõe que essas usinas devam permanecer praticamente desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as afluências e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Esse regime operacional é denominado complementar.

O desconhecimento prévio de datas, prazos e quantidades de utilização do combustível, resultante desse regime operacional, porém, transfere parte das incertezas do regime hidrológico para a logística de suprimento e manutenção das

usinas térmicas. É justamente a possibilidade de solução adequada do problema logístico, pela estocagem ou aquisição não regular, que faz da geração térmica com base no carvão uma das principais alternativas para a operação em complementação.

A relação entre a geração mínima obrigatória da usina térmica, seja pelo regime contratual de aquisição do combustível, seja pela necessidade de manutenção da operacionalidade dos equipamentos, e sua potência disponível é denominada inflexibilidade, normalmente expresso como um percentual da potência disponível. Essa, por sua vez, é definida, conforme a Nota Técnica EPE-DEE-RE-023/2005-R1 (EPE, 2005) como:

$$P_{Disp} = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (3.1)$$

onde,

- P_{Disp} – Potência disponível média mensal em MW médios
- Pot – Potência instalada da usina em MW
- FC_{max} – É o percentual da potência instalada que a usina consegue gerar continuamente
- $TEIF$ – Corresponde à taxa média de indisponibilidade forçada
- IP – Corresponde à taxa de indisponibilidade programada

No caso da utilização do carvão nacional, também para a viabilização econômica da indústria carvoeira do País, tem-se reconhecido a necessidade de se manter um despacho permanente mínimo entre 40% e 50% da potência instalada, o que, em parte, limita a utilização dessas térmicas em complementação (EPE, 2007).

As interrupções da geração da usina para a manutenção de seus equipamentos, tanto aquelas programadas, quanto as não programadas (forçadas), definem a potência disponível com valores típicos entre 88% e 91% da potência instalada em unidades geradoras de 250 MW e 500 MW (EPE, 2007).

A otimização econômico-energética promovida pela operação das térmicas em regime de complementação e a ordenação do despacho dessas usinas pelo custo operacional (custo variável associado ao custo do combustível e aos custos de operação e manutenção variáveis) levam à definição de dois outros fatores, sendo eles o fator de capacidade médio e o fator de capacidade crítico.

Esses fatores, calculados a partir do poder calorífico do energético, da eficiência do processo de transformação, dos custos variáveis de geração (combustível, operação e manutenção), dos fatores de capacidade mínimo e máximo e do custo marginal de operação do sistema hidrotérmico indicam, respectivamente, a geração média esperada ao longo da vida útil da usina e a geração esperada em período de hidrologia crítica ou desfavorável.

A geração esperada em período crítico determina o valor energético da usina para o sistema elétrico (à semelhança da energia firme ou garantida das usinas hidráulicas) o qual é denominado Garantia Física. A geração média ao longo da vida útil determina os gastos a serem incorridos com a aquisição do combustível.

Em regime de complementação, a maior flexibilidade proporcionada por um baixo fator de capacidade mínimo tende a favorecer economicamente as usinas térmicas de ciclo simples. A menor eficiência dessas usinas é compensada pelo menor investimento exigido.

Alternativamente, a caracterização operacional das térmicas pode ser feita quanto à alocação da geração da usina na curva de carga do sistema ao qual está integrada, em função da maior ou menor capacidade ou economicidade de atendimento às variações diárias da demanda.

As usinas térmicas a carvão são prioritariamente alocadas na base em razão da menor capacidade de tomada de carga. Tipicamente, têm taxa de variação de potência da ordem de 9 MW por minuto, o que as torna pouco propícias ao acompanhamento da curva diária de carga e atendimento à demanda de ponta (EPE, 2007).

A melhoria da confiabilidade elétrica é outro importante benefício que caracteristicamente tem sido associado às usinas térmicas em geral, pela possibilidade de instalação próxima aos centros de carga. No caso das usinas brasileiras a carvão, a necessidade econômica de localização próxima às minas ou às regiões portuárias reduz a importância desse benefício.

3.3 – A Análise Econômica

Segundo Bernstein (1997), a capacidade de definir o que poderá acontecer no futuro e de optar entre várias alternativas é central às sociedades contemporâneas. Escolher

corretamente o melhor investimento entre diversas alternativas é essencial para se garantir o sucesso financeiro de uma empresa.

Damodaran (2002) comenta que os analistas da área financeira utilizam diversos modelos de avaliação de investimentos, dos mais simples aos mais sofisticados. Embora os conceitos e considerações em que se baseiam os modelos de avaliação sejam diferentes, uma grande parte deles trabalha com pelo menos três variáveis essenciais: O fluxo de caixa; o risco e o tempo.

A chave para se obter sucesso em um investimento está em compreender não somente o que são os valores associados a esse investimento, mas sim a fonte desses valores (Damodaran, 2002). Decifrar o comportamento do fluxo de caixa de uma empresa significa conhecer o funcionamento das fontes que geram o fluxo de caixa. Mais importante que saber o comportamento do valor presente de um projeto é saber o comportamento individual dos elementos que compõem o fluxo de caixa desse projeto.

Qualquer projeto de investimento é sempre avaliado em função do fluxo de caixa que ele proporciona, ou seja, pela relação entre os investimentos feitos e as receitas geradas pelo investimento considerado. Por mais complexo que seja o projeto a ser analisado, ele sempre poderá ser representado por um fluxo de caixa.

A avaliação econômica de um projeto é, então, a seleção entre duas ou mais alternativas de investimento. Mesmo que, aparentemente, só exista uma única alternativa, na realidade existe a comparação entre fazer o projeto ou simplesmente manter o *status quo*, ou seja, deixar o capital aplicado onde ele se encontra atualmente.

O objetivo da avaliação econômica aqui apresentada é determinar o menor preço de venda da energia de uma usina térmica a carvão, suficiente para remunerar o capital investido na construção e os custos operacionais da usina (tarifa de equilíbrio) para algumas tecnologias disponíveis para uma usina desse tipo.

3.3.1 – Tecnologias Consideradas

Dado o atual estágio de desenvolvimento das tecnologias de CCS, sua avaliação torna-se uma tarefa complexa já que os custos de investimento e de operação e manutenção dessas tecnologias ainda são incertos e dependem de alguns fatores

como os futuros custos de mitigação de carbono, da legislação que vigorará quanto à emissão de gases de efeito estufa, da disseminação dessas tecnologias no mundo e do próprio desenvolvimento dessas tecnologias²⁶.

Apesar disso, é apontada por Rubin *et al.* (2007) a diferença relativa no investimento considerando a inclusão ou não do sistema de CCS para as tecnologias de carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC) e gaseificação integrada (IGCC). Segundo Rubin *et al.* (2007), a inclusão do CCS implica em um aumento da ordem de 60% no investimento para uma planta SCPC enquanto que, para uma planta IGCC, esse aumento é de aproximadamente 30%.

Em um ensaio comparando algumas tecnologias limpas de carvão, Blyth *et al.* (2007) utilizam o método de Opções Reais²⁷ para avaliar o impacto de uma mudança no cenário internacional de comercialização de créditos de carbono sobre a escolha entre as opções disponíveis dessas tecnologias. Nesse ensaio são consideradas as seguintes tecnologias (Blyth, 2007):

- Carvão pulverizado utilizando o ciclo super crítico (SCPC);
- Usina a gás natural utilizando turbina a gás em ciclo combinado (GTCC);
- SCPC reformada e adaptada para sua utilização com CCS;
- GTCC reformada e adaptada para sua utilização com CCS.

Nesse ensaio, cujos resultados são apresentados no Apêndice D, as seguintes comparações são analisadas:

- SCPC *versus* GTCC;
- SCPC *versus* SCPC + CCS;
- CCGT *versus* GTCC + CCS.

No que tange às tecnologias de combustão (caldeira), serão avaliadas nesse estudo as seguintes opções tecnológicas:

²⁶ Maiores informações sobre essa avaliação das tecnologias CCS poderão ser encontradas em Sekar *et al.* (2007).

²⁷ A teoria de Opções Reais é uma extensão dos métodos tradicionais financeiros, acrescentando de forma explícita a capacidade de modelar o efeito de diferentes fontes de incerteza e contando com a flexibilidade que os administradores geralmente possuem no momento do investimento quando deparados com as incertezas de fluxos de caixa futuros. Desenvolvido originalmente para avaliar financeiramente as opções durante a década de 1970 (Black and Scholes, 1973; Merton, 1973), os economistas perceberam que a avaliação de opções oferece também uma visão considerável na escolha de investimentos.

- Carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC);
- SCPC com sistema de captura de carbono (SCPC + CCS);
- Gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC); e
- IGCC com sistema de captura de carbono (IGCC + CCS).

3.3.2 – Taxa de Desconto

A taxa de desconto é utilizada para o cálculo do fluxo de lucros futuros e pode ser definida como a taxa esperada de retorno, obtida em investimentos similares apresentando riscos equivalentes. A empresa poderia optar por outro investimento de capital e obter um fluxo de lucros diferente ou investir em outro título de rendimento. Assim, a taxa de desconto pode ser considerada como o custo de oportunidade da empresa (Pindyck e Rubinfeld, 2005).

A taxa de desconto geralmente utilizada é o Custo Médio Ponderado de Capital, da sigla em inglês WACC. Estruturado e difundido por Modigliani e Miller (1958, 1963), leva em consideração a estrutura de capital da empresa no cálculo do custo de capital. Segundo os autores, o custo de capital de uma empresa deve ser calculado como uma média ponderada dos custos de capital próprio e de terceiros. Entende-se por capital próprio o patrimônio líquido da empresa e por capital de terceiros as dívidas.

A inclusão de capital de terceiros no patrimônio da empresa, também chamado de alavancagem, não será considerada explicitamente nesse estudo. Isso porque, como o critério para o cálculo da tarifa de equilíbrio é a obtenção de um VPL nulo, as condições de financiamento podem distorcer significativamente os resultados obtidos além de não representar de forma real os custos de geração já que o custo da dívida ou de capital de terceiros está geralmente relacionada aos riscos do projeto. Assim, de forma a simplificar esse estudo, serão considerados como inclusos na taxa de desconto os efeitos de um eventual financiamento do projeto²⁸.

Os riscos do projeto, por sua vez, variam muito para cada projeto. Pode-se citar como riscos relacionados a esse tipo de projeto (Moreira, 2009):

- Risco de *Completion* – Riscos existentes durante a fase pré-operacional do projeto relativos a: (i) *overuns*, ou seja, qualquer desvio orçamentário para maior; (ii) quantificação da produção; (iii) especificação dos produtos; (iv)

²⁸ A taxa de desconto utilizada corresponde ao WACC do projeto onde está previsto a remuneração do capital próprio e o de terceiros (financiamento).

desempenho na fase pré-operacional quanto às metas previstas do estudo de viabilidade; e (v) cumprimento do cronograma físico;

- Risco de preço do produto – Risco de geração insuficiente de caixa por queda no preço do produto. Esse risco pode ser mitigado através de contratos de longo prazo como aqueles celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (os Leilões de Energia promovidos pela ANEEL) que, para usinas termoeletricas, são de 15 anos;
- Risco de incremento nos custos – Ocorre principalmente quanto ao preço dos insumos (combustível, reagentes químicos, etc.);
- Risco cultural – Risco envolvendo questões culturais e religiosas podem afetar o empreendimento. Este risco, às vezes, transcende a questão governamental. Estes riscos são normalmente cobertos por agências de seguros;
- Risco ambiental – Este risco será bastante minimizado com garantias do Governo local quanto à aceitação do empreendimento conforme sua concepção. Porém, exigências posteriores poderão advir de outros organismos internacionais. Além disso, as condições ambientais podem influenciar no desempenho operacional da planta;
- Risco de força maior - Riscos advindos de fatores externos ao empreendimento, cuja previsibilidade não era possível determinar *a priori*. Exemplos: fenômenos da natureza, revoluções, convulsões sociais, etc.;
- Risco de desempenho operacional – A usina pode não apresentar o desempenho inicialmente projetado implicando em um maior consumo de combustível ou não atendimento às condições contratuais de fornecimento de energia (incapacidade de gerar o volume de energia contratada). Contratos com fornecedores em regime *turn key* e garantias de performance operacional devem ser realizadas para atenuar este risco. Estes acordos exigem um pleno domínio tecnológico do processo;
- Risco de descasamento cambial – É fundamental a estruturação do empreendimento com casamento entre as moedas previstas no fluxo de caixa do empreendimento. Quando não são naturalmente possíveis, deverão ser buscadas, em mercado futuro, operações de *hedging*²⁹ para compatibilizá-las;

²⁹ A palavra "*hedge*" pode ser entendida como "proteção". Hedge é uma operação que tem por finalidade proteger o valor de um ativo contra uma possível redução de seu valor numa data futura ou, ainda, assegurar o preço de uma dívida a ser paga no futuro. Esse ativo poderá ser o dólar, uma commodity, um título do governo ou uma ação. Os mercados futuros e de opções possibilitam uma série de operações de hedge. Proteções semelhantes podem ser feitas para reduzir riscos de outros mercados, com taxas de juros, bolsas de valores, contratos agrícolas e outros, dependendo das necessidades da instituição que está à procura do hedge.

- Risco político – Risco de alteração do ambiente legal, oriundo de alterações de legislações que venham a afetar o empreendimento. Acordos governamentais podem imprimir maior segurança, devendo também ser realizadas operações com agências seguradoras;
- Risco de suprimento – poderão existir reduções no suprimento em função de problemas logísticos ou do supridor (como, por exemplo, greve de seus funcionários) ou variações na qualidade do mineral suprido, o que poderá acarretar em redução do desempenho da usina.

Além disso, o custo de capital próprio varia muito entre as empresas. Portanto, para o presente estudo, foram consideradas as taxas de desconto (WACC) de 8%, 10% e 12% (anuais).

3.3.3 – Tributação e Encargos

A tributação considerada nos modelos de avaliação econômico-financeira constitui-se um fator importante, pois se caracteriza como um dos maiores custos de um projeto.

O sistema tributário brasileiro é bastante complexo, envolvendo diversas espécies de tributação (imposto, taxa, contribuição de melhoria, contribuições especiais ou parafiscais e empréstimos compulsórios) e é regido pela Constituição Federal em seus artigos 145 ao 162 e pelo Código Tributário Nacional, Lei nº 5.172 de 25/10/66.

Dentre os diversos tributos existentes, aqueles diretamente aplicáveis ao projeto de uma usina termoeletrica são:

- i. Imposto sobre importação de produtos estrangeiros – II;
- ii. Imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza – IR;
- iii. Imposto sobre produtos industrializados – IPI;
- iv. Contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL;
- v. Contribuição para o programa de integração social – PIS e Contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS;
- vi. Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação – ICMS;
- vii. Imposto sobre serviços de qualquer natureza – ISS

Dentre esses, o II, IPI e ISS não são recolhidos pela usina³⁰, sendo refletidos nos custos dos insumos da usina. Sendo assim, não serão tratados nesse estudo de forma específica, pois se considerará como já inclusos nos custos dos insumos. Além disso, esses tributos não possuem o princípio da não cumulatividade³¹ e, portanto, podem ser tratados de forma inclusa na formação dos custos dos insumos.

No caso do ICMS, apesar de esse tributo ser um tributo não cumulativo, para efeitos de simplicidade, serão considerados os casos em que há diferimento³² desse tributo não havendo, portanto, circunstâncias em que há aproveitamento de créditos de ICMS no projeto, ou seja, não haverá recolhimento de ICMS pela usina e, portanto, todos os valores de ICMS incidentes sobre os insumos serão tidos como custos e já estarão considerados em seus preços de venda.

Assim, os tributos e encargos que serão tratados de forma explícita no modelo de avaliação econômica são:

- Imposto de Renda – regido pelo Regulamento do Imposto de Renda (decreto nº 3.000 de 26/03/1999, artigos 146 a 619), o Imposto de Renda é um tributo federal que incide sobre todos os ganhos e rendimentos de capital, qualquer que seja a denominação que lhes seja dada, independentemente da natureza, da espécie ou da existência de título ou contrato escrito. As pessoas jurídicas podem ser tributadas por uma das seguintes formas: (i) simples; (ii) lucro presumido; (iii) lucro real; ou (iv) lucro arbitrado. A forma aplicável aos casos aqui abordados e que será considerada nesse estudo é o lucro real.

A adoção das demais formas de tributação do imposto de renda não serão consideradas pelo fato de que a receita bruta total de usinas desse tipo geralmente é superior a R\$ 48.000.000,00 (quarenta e oito milhões de reais), caso esse em que será obrigatória a adoção do lucro real (Lei 10.637/2002).

A alíquota do Imposto de Renda é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro real, apurado de conformidade com o Regulamento. A parcela do lucro real que

³⁰ Nesse caso, usina refere-se à empresa (pessoa jurídica) responsável pela termelétrica e os tributos aqui considerados são apenas aqueles relativos à atividade de geração.

³¹ O princípio da não cumulatividade, definido no artigo 153 da Constituição Federal, implica na compensação do que for devido em cada operação (tributo incidente sobre o produto final) com o montante cobrado nas operações anteriores (tributos incidentes sobre os insumos). Dessa forma, o tributo incide apenas sobre o valor agregado aos insumos na produção do produto final.

³² Diferimento refere-se à postergação incondicional do pagamento do tributo para uma etapa posterior, transferindo a responsabilidade do tributo.

exceder ao valor de R\$ 240.000,00 (duzentos e quarenta mil reais) no período de apuração, sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento).

- CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) – De competência da União, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido é aplicada às mesmas normas de apuração estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação, com alíquota de 9%.
- COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) – De competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 7,60%.
- PIS (Contribuição para o Programa de Integração Social) – Também de competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 1,65%.
- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) – É devida à ANEEL pelas concessionárias que produzem, transmitem, distribuem, comercializam energia elétrica. A base de cálculo é o benefício econômico, sendo que o valor devido é deduzido das cotas de Reserva Global de Reversão. A taxa é de 0,5% sobre a receita.
- PDEE (Pesquisa e Desenvolvimento em Energia Elétrica) – Pela lei 9.991, de 24 de julho de 2000, as empresas devem investir anualmente parte de sua receita em projetos de pesquisa e desenvolvimento em energia elétrica. Atualmente, para empresas de geração, o percentual é de 1% da receita operacional líquida anual.

3.3.4 – Premissas Adotadas

Nesse estudo, o fluxo de caixa foi considerado a preços constantes de uma determinada época, ou seja, considera-se que a inflação atua igualmente sobre todos os parâmetros envolvidos (investimentos, custos, receitas). Isto facilita muito os cálculos, porque os efeitos da inflação passam a ser desconsiderados e as taxas de desconto utilizadas são denominadas taxas reais³³.

³³ **Taxa Real** – é a taxa de desconto (ver item 3.3.2) efetiva corrigida pela taxa inflacionária do período da operação.

Investimento

Como os demais empreendimentos energéticos voltados para a geração de energia, os custos para as termelétricas podem classificar-se em (EPE, 2007):

- Custos de investimento (custos associados à formação de capital):
 - o Custos de equipamentos;
 - o Custos de montagem dos equipamentos;
 - o Custos da construção civil;
 - o Outros custos;
 - o Custos indiretos.
- Custos de geração (custos representativos da operação da usina):
 - o Combustível;
 - o Mão de obra:
 - Operação;
 - Manutenção;
 - Administração de pessoal;
 - o Materiais de manutenção;
 - o Produtos consumidos no processo:
 - Água de alimentação e resfriamento;
 - Óleo lubrificante;
 - o Calcário e outros reagentes.
 - o Serviços diversos.

O custo de investimento de um projeto de geração de energia elétrica pode ser decomposto em custo direto (terreno, obras civis, equipamento, montagem e subestação) e custo indireto (canteiro, acampamento e administração). Segundo EPE (2007), 70% do custo de investimento em plantas convencionais a vapor, com utilização de carvão como combustível, são custos diretos, que apresentam a composição apresentada na Tabela 3.1.

Com base nos investimentos apresentados na bibliografia consultada (ver Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007) para as opções tecnológicas aqui estudadas, os valores apresentados na Tabela 3.2 serão utilizados nesse estudo. É importante observar que a bibliografia consultada utiliza moedas em épocas distintas. Para uniformizar esses valores, foi considerada a variação percentual de cada componente dessas usinas conforme os respectivos índices calculados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) na proporção apontada na Tabela 3.1 e a variação cambial do dólar,

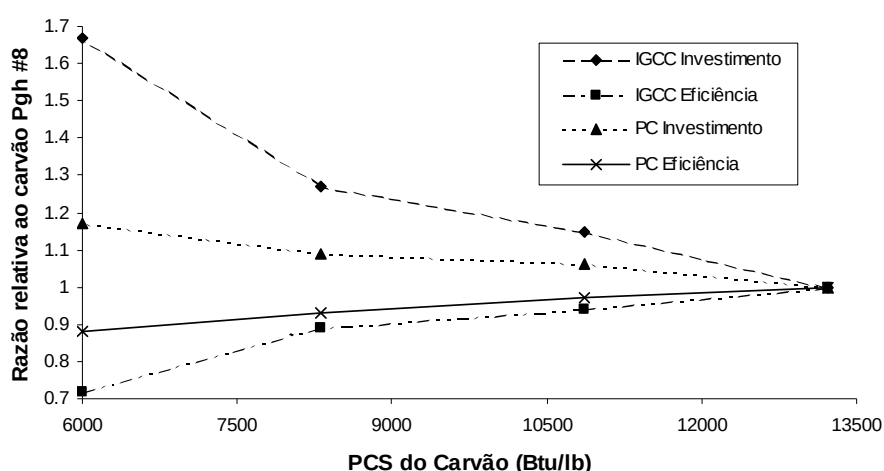
segundo as cotações médias obtidas pelo Banco Central (BCB, 2009). Os índices FGV utilizados foram: Máquinas e Equipamentos; Materiais de Construção; Mão de Obra na Construção Civil e IGP-M.

Tabela 3.1 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica a carvão.

Item de Custo	Participação
Equipamentos eletromecânicos	60%
Caldeira	27%
Turbina	21%
Tubulação e acessórios	6%
Subestação	3%
Outros equipamentos	3%
Montagem dos equipamentos	12%
Construção	21%
Obras civis	15%
Circuito de água	6%
Outros custos	7%
Terreno, benfeitorias	3%
Projeto, organização	4%

Fonte: Lora, 2004.

Além disso, segundo Rubin *et al.* (2007), a qualidade do carvão utilizado nas plantas influencia o valor do investimento e a eficiência alcançada por essa, apresentando maiores impactos sobre plantas que utilizam a tecnologia IGCC. Os carvões de baixa qualidade possuem impacto negativo sobre os custos e a eficiência das plantas devido ao maior fluxo de carvão, maiores fluxos de gases, maiores tamanhos de equipamentos, etc. (Rubin *et al.*, 2007), conforme indicado na Figura 3.1.



Fonte: Rubin *et al.*, 2007.

Nota: Valores relativos aos de uma planta operando com o carvão de Pittsburgh #8 (PCS = 30.840 kJ/kg)

Figura 3.1 – Influência da qualidade do carvão sobre os custos de investimento e eficiência das usinas a carvão.

De forma a quantificar esses efeitos nesse estudo, os valores apresentados na Tabela 3.2 são distintos para cada tipo de carvão que será estudado. Esses valores foram calculados com base em funções obtidas através da regressão dos dados apresentados na Figura 3.1 tendo como parâmetro o poder calorífico superior (PCS) do carvão. Ressalta-se que isso é apenas uma aproximação uma vez que outros fatores como o teor de cinzas e a concentração de enxofre no mineral também influenciam esses custos. Além disso, pode-se obter configurações otimizadas para cada caso específico, o que não foi feito nesse estudo para fins de simplificação.

Tabela 3.2 – Referências para o custo de investimento em plantas térmicas a carvão.

Tecnologia	Custo de Investimento (US\$/kW) com carvão de:		
	Candiota	Cambuí	África do Sul
SCPC	1.915 – 3.167	1.776 – 2.938	1.669 – 2.760
SCPC + CCS	3.081 – 4.149	2.858 – 3.850	2.686 – 3.617
IGCC	2.662 – 4.494	2.052 – 3.465	1.677 – 2.830
IGCC + CCS	3.670 – 5.526	2.829 – 4.260	2.311 – 3.480

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

Importante observar que os investimentos por unidade de capacidade (MW) tendem a diminuir na medida em que o tamanho das plantas aumenta, devido aos ganhos de escala. Outro fator que pode afetar as estimativas do investimento em plantas a carvão é a grande variação dos custos em função das datas em que são estimados. Os custos de usinas térmicas dependem, principalmente, do preço do aço e da demanda de usinas.

No caso brasileiro, ainda se devem considerar outros aspectos, tais como o risco cambial (uma parcela significativa dos equipamentos é importada) e o custo de capital adicional, devido aos fatores de risco. Entende-se que, em um contexto de maior demanda por usinas térmicas a carvão no país, definindo uma escala industrial em um patamar competitivo, os custos unitários de investimento (por kW instalado) e de operação, incluindo-se o de combustível, tenderão a diminuir.

Combustível

O combustível representa um dos fatores de maior peso no custo da energia gerada por centrais termelétricas determinado predominantemente pelo conteúdo energético (em geral, expresso em kcal/kg ou em Btu/lb) e pelo conteúdo de enxofre. No caso do carvão, a quantidade de cinzas tem importância secundária para a formação do preço.

Entre 1990 e 2002, coincidindo com a expansão da oferta e utilização do gás natural para a geração de energia elétrica, os preços internacionais do carvão eram declinantes (EPE, 2007). Esse quadro, porém, aparentemente alterou-se a partir de 2003, assumindo uma trajetória de alta que continua em 2006.

Apesar desse comportamento recente dos preços do carvão, espera-se um quadro de estabilidade face às características geopolíticas desse mineral, quais sejam, grandes reservas localizadas em diversos países no mundo.

Também no Brasil a expectativa é de estabilidade de preços, ainda que influenciados pela demanda de mercado e pelos custos inerentes a cada jazida a ser explorada (EPE, 2007). Adicionalmente, no caso do carvão, o preço do combustível posto na usina é influenciado por diversos fatores, dentre os quais se destacam:

- Natureza da mineração (céu aberto ou subsolo);
- Grau de beneficiamento requerido;
- Distância e meio de transporte;
- Quantidades contratadas (economia de escala);
- Qualidade do carvão.

A Tabela 3.3 apresenta a origem do carvão empregado em cada usina térmica brasileira bem como o preço pago por cada um deles.

Deve-se considerar que, para novos projetos termelétricos, o preço do carvão pode ser bem diferente daqueles apresentados na Tabela 3.3. Novas usinas com carvão nacional deverão continuar sendo locadas na boca da mina, porém com o projeto específico para o tipo de carvão, em alguns casos, sem o necessário beneficiamento.

Para esse estudo foram utilizados os seguintes tipos de carvão (EPE, 2007):

- Carvão nacional (Candiota) com 3.200 kcal/kg, R\$ 40,63/t;
- Carvão nacional (Cambuí) com 4.850 kcal/kg, R\$ 208,49/t;

- Carvão importado (África do Sul) com 6.700 kcal/kg, R\$ 138,00/t.

Tabela 3.3 – Origem e preços do carvão empregado em térmicas brasileiras em maio de 2005.

Usina	Contrato (t/mês)	Mina	Preços (R\$/t)
Presidente Médici	133.333	Candiota	40,63
São Jerônimo	6.500	Leão I	100,06
Jorge Lacerda	200.000	SIECESC	138,68
Charqueadas	28.886	Recreio	68,69
Figueira	6.500	Cambuí	208,49

Fonte: Carvalho, 2005.

As duas primeiras alternativas refletem as situações limite, em termos de preço, hoje observadas no país. A terceira alternativa reflete uma situação hipotética de uso de carvão importado da África do Sul (Richards Bay), a cujo preço FOB foi acrescido um custo de frete de US\$ 8,00/t (EPE, 2007).

Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção das usinas térmicas devem ser classificados em fixos e variáveis. Em adição ao custo do combustível, as parcelas variáveis, dependentes do despacho da usina, são determinantes no cálculo dos fatores de capacidade, como sugerido anteriormente.

No entanto, a diversidade de tecnologias associadas à geração térmica a carvão e, principalmente, a heterogeneidade do próprio combustível e das legislações ambientais, acabam por particularizar esses custos, tanto os fixos quanto os variáveis, dificultando a escolha de valores de referência.

A Tabela 3.4 resume os valores utilizados nesse estudo tendo como base a bibliografia consultada (ver Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006, IEA, 1997; EPE, 2007, Schaeffer, 2000, Tractebel, 2008). Conforme Rubin *et al.* (2007, 2009) e Sekar *et al.* (2007), os custos de O&M para as plantas com sistema de captura de carbono aumentam cerca de 110% em relação à mesma planta sem esse sistema para a tecnologia SCPC e 60% para IGCC. Esses percentuais foram aplicados aos valores de O&M das tecnologias sem o sistema de captura para se obter os respectivos valores com esse sistema. Vale ressaltar que os valores descritos são representativos de usinas que utilizam combustível com menor conteúdo de cinzas e enxofre (carvão importado), o que tende a reduzir os custos de O&M por MWh gerado.

Tabela 3.4 – Custos fixos e variáveis em plantas térmicas a carvão.

Tecnologia	Custo de O&M variável (US\$/MWh)	Custo de O&M fixo (US\$/kW.ano)
SCPC	1,6 – 5,2	33,1 – 43,0
SCPC + CCS	3,4 – 10,9	69,5 – 90,3
IGCC	0,9 – 4,2	35,2 – 70,8
IGCC + CCS	1,4 – 6,7	56,3 – 113,3

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2007, Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006

Custos de Transmissão

A atividade de transmissão de energia elétrica é um monopólio com tarifas reguladas. O pagamento destes custos é realizado por intermédio de tarifas de transmissão, cobrados de geradores e de cargas. Assim, um gerador cuja presença em determinado local representa um impacto ao sistema de transmissão existente estará sujeito a uma tarifa de uso de transmissão elevada, enquanto um gerador localizado em um ponto da rede onde sua presença alivia o uso do sistema estará sujeito a uma tarifa de transmissão baixa. A mesma filosofia prevalece em relação às cargas. Deve-se adicionar ao componente locacional um outro componente denominado selo, que é constante em todos os pontos do sistema. Esta parcela constitui um custo fixo, rateado igualmente entre os usuários de forma a garantir que o valor total da arrecadação com os usuários da rede básica seja igual à receita devida às concessionárias de transmissão pela disponibilização de seus ativos da rede básica (EPE, 2007). Observa-se, no entanto, que tais valores são bastante variáveis, conforme a localização da usina.

Para efeitos de simplificação, como essa tarifa depende da localização da usina, considerou-se nesse estudo um valor fixo de R\$ 2,20/kW.mês para a tarifa de transmissão.

Vida Econômica

A vida econômica de um projeto refere-se ao período de tempo durante o qual o projeto produz resultados econômicos. No caso de projetos industriais, a vida econômica geralmente adotada nos estudos de viabilidade é a vida útil média dos equipamentos. A vida útil estimada em projetos para usinas térmicas vai de 20 a 30 anos, tendo sido encontrados na bibliografia períodos de até 40 anos (Sekar *et al.*, 2007). Vale ressaltar, no entanto, que a operação de usinas térmicas pode ser prolongada por mais 25 a 30 anos, após uma completa avaliação de sua integridade

no final de sua vida útil estimada (EPE, 2007). Na análise aqui apresentada, porém, considerou-se a vida útil de 25 anos sem a extensão desse tempo.

Eficiência

Um fator que está diretamente ligado ao lucro é a eficiência da usina, estando correlacionados de forma diretamente proporcional já que o aumento na eficiência da planta implica em um menor consumo de combustível (que é um custo para a usina) para uma mesma quantidade de energia gerada (que corresponde à receita). Entretanto, é comum se observar variações na eficiência de uma usina em função da carga ou, em outras palavras, em função da potência instantânea gerada. Porém, Bresolin *et al.* (2007) mostram que uma planta a carvão tem sua eficiência térmica, mediante simulações em cargas parciais e em plena carga, dependente apenas de parâmetros da caldeira, não variando, portanto, com a carga.

Conforme discutido antes, a eficiência é uma função do combustível fornecido, além da tecnologia utilizada, conforme apontado por Rubin *et al.* (2007). De forma similar aos custos de investimento, as eficiências informadas na bibliografia consultada foi adaptada de acordo com o tipo de carvão utilizado com base em seu PCI, tendo como resultado os valores apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Eficiência de cada tecnologia.

Tecnologia	Eficiência		
	Candiota	Cambuí	África do Sul
SCPC	34,3% – 34,7%	36,8% – 37,2%	38,7% – 39,1%
SCPC + CCS	24,5% – 26,4%	26,2% – 28,3%	27,6% – 29,8%
IGCC	27,0% – 28,7%	32,4% – 34,4%	36,5% – 38,8%
IGCC + CCS	23,4% – 24,7%	28,0% – 29,5%	31,6% – 33,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

O consumo próprio (cargas internas da usina) varia em função da tecnologia utilizada e da configuração da planta. Nesse estudo, porém, foi considerado um consumo de 8% da potência instalada, independentemente da tecnologia.

Outras Premissas

As demais premissas utilizadas no modelo estão sumarizadas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Premissas gerais utilizadas no modelo de avaliação econômica.

Premissa	Valor
Prazo de implantação SCPC	3 anos
Prazo de implantação IGCC	4 anos
Fator de carga	75%
Custos administrativos	R\$ 2,0 milhões/ano
Seguros	0,4% sobre investimento/ano

Tabela 3.6 (cont.)

Cronograma de desembolso SCPC (invest.)	30% - 40% - 30%
Cronograma de desembolso IGCC (invest.)	20% - 30% - 30% - 20%
PIS/COFINS sobre investimento	9,25%
ICMS sobre investimento	7,0%
Depreciação (obras civis e serviços)	5% a.a.
Depreciação (máquinas e equipamentos)	10% a.a.
Percentual de máquinas e equipamentos	60%
Cotação do Dólar	R\$ 2,20/US\$
Índice deflacionário	4% a.a.
Prazos médios de pagamentos	30 dias
Prazos médios de recebimentos	30 dias

Fonte: Elaboração própria

3.4 – Metodologia

Para o cálculo da tarifa de equilíbrio será utilizado como critério de avaliação o Valor Presente Líquido. Segundo este critério, o investimento só deve ser realizado quando o valor dos fluxos de caixa futuros do investimento for maior que o custo de investimento (Pindyck e Rubinfeld, 2005). A utilidade do critério do VPL é que todo o fluxo de caixa do projeto, incluindo investimentos, receitas e custos, é transformado em um valor monetário que pode ser comparado a outros projetos (Robertson, 1999). O VPL é calculado da seguinte forma:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^T \frac{S_t}{(1+k)^t} \quad (3.2)$$

onde:

- I Investimento
- k Taxa de desconto
- T Vida econômica
- S Fluxo de caixa livre

A equação representa o benefício líquido que será obtido pela empresa como resultado do seu investimento (Pindyck e Rubinfeld, 2005). Assim, o investimento considerado no estudo terá um resultado viável economicamente apenas quando o resultado da equação não for negativo ($VPL \geq 0$). Um VPL nulo indica que o capital investido está sendo remunerado pela taxa mínima de atratividade (a taxa de desconto) sem nenhum ganho econômico adicional.

Para o cálculo da tarifa de equilíbrio será utilizada como critério a obtenção de um VPL nulo considerando-se a operação da usina térmica em plena carga, ou seja, em sua máxima capacidade de geração.

Essa tarifa pode ser expressa como uma tarifa monômia (em R\$/MWh) ou pode ser desagregada numa tarifa binômia equivalente, onde uma parcela representaria o custo anualizado do capital (R\$/kW-ano) e outra parcela representaria o custo variável esperado de geração (R\$/MWh).

Para esse estudo, será calculada a tarifa de equilíbrio, ou seja, a tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, considerados todos os impostos e encargos incidentes sobre a atividade, e sua decomposição em três parcelas: uma parcela que representam os custos fixos (incluindo-se a remuneração do capital investido); uma outra parcela que representam os custos variáveis de operação e, finalmente, uma parcela representando os tributos aqui considerados. A soma das duas primeiras parcelas resulta no custo de produção.

3.4.1 – Modelo de Avaliação Econômico-Financeira

O modelo econômico utilizado nesse estudo é um modelo anual em que os fluxos são considerados em final de período, ou seja, todas as receitas e custos ocorridos em um determinado ano são concentrados no final do respectivo ano.

O modelo possui a configuração apresentada na Tabela 3.7 onde são mostrados os cálculos feitos em cada ano.

Tabela 3.7 – Modelo econômico utilizado nas avaliações.

Receita Bruta Total
(-) PIS/COFINS
(-) PDSE
(-) ICMS
(=) Receita Líquida Total
(-) Custos e Despesas Fixas

- (-) Custos e Despesas Variáveis
- (+) Crédito de PIS sobre Custos
- (=) Lucro Bruto
 - (-) Depreciação
 - (+) Crédito de PIS sobre Depreciação
- (=) Lucro Líquido antes do IR
 - (-) Imposto de Renda/CSLL
- (=) Lucro Líquido
 - (+) Depreciação
 - (-) Investimento
 - (+) Crédito ICMS Investimento
 - (+) Crédito PIS/COFINS Equipamentos
 - (+/-) Variação do Capital de Giro
- (=) Fluxo de Caixa Livre

3.4.2 – *Análise de Sensibilidade*

A análise de sensibilidade tem como objetivo identificar o grau de influência que cada parâmetro exerce sobre os resultados de um modelo. Dentre as forma possíveis, será utilizada nesse trabalho o **Diagrama Tornado**.

Esse diagrama é obtido fixando-se todos os parâmetros exceto um que irá variar dentro de uma faixa percentual pré-definida. Esse passo é repetido para cada parâmetro que se deseja avaliar sua influência sobre o resultado do modelo.

Os resultados dessa análise são traçados em um gráfico de barras horizontais em que o eixo das abscissas representa o impacto de cada parâmetro sobre o resultado. O gráfico é arranjado de forma que as variáveis de maior impacto sejam traçadas na parte superior dando, assim, o formato de um “tornado”.

3.4.3 – *Análise de Risco*

Para se ter uma melhor compreensão da análise de risco é necessária uma melhor compreensão dos termos *risco* e *incerteza*. Aqui esses termos serão utilizados para se referir aos resultados e implicações de algum evento futuro. *Incerteza* irá descrever e se referirá a gama de possíveis resultados enquanto *risco* irá descrever aos ganhos ou perdas potenciais associados a um resultado particular (Murtha, 2008).

A análise de risco consiste em se avaliar as probabilidades de ganhos ou perdas potenciais envolvidos em eventos futuros que possuem alguma medida quantitativa, descrevendo a gama de possíveis resultados e suas respectivas consequências. Normalmente essas análises se baseiam em dados históricos que possam ser

quantificados, porém seu valor exato é incerto. Uma estimativa pobre dessas variáveis traz algumas desvantagens. Sob o ponto de vista do investidor, subestimar pode significar em falta de recursos para as atividades programadas enquanto que superestimar pode representar a perda de oportunidades em outros investimentos.

Para isso, os modelos empregados deixam de utilizar um número e passam a fazê-lo com uma distribuição de probabilidade. Ao restringir o modelo de forma que cada parâmetro assuma um único valor, esse é definido como modelo determinístico. Por outro lado, ao permitir que esses parâmetros sejam representados por variáveis aleatórias ou distribuições de probabilidade, o modelo é conhecido como estocástico ou probabilístico.

O cálculo de modelos estocásticos é uma tarefa complexa sem o auxílio computacional. Para tal, será utilizada a simulação de Monte Carlo que consiste basicamente em escolher um valor aleatório para cada uma das variáveis estocásticas de acordo com sua respectiva probabilidade de ocorrência. Esse processo é repetido diversas vezes enquanto são armazenados os resultados obtidos. Se houver algum tipo de dependência entre as variáveis estocásticas, deve-se ajustar o processo de amostragem de forma que isso seja levado em consideração o que, para esse estudo, não foi necessário. A partir dos resultados obtidos, obtém-se um histograma que mostra a distribuição de probabilidades de ocorrência dos valores de saída do modelo (Murtha, 2008).

Para tanto, é importante obter os parâmetros das funções de distribuição de cada variável, ou seja, tipo de função (normal, log-normal, binomial, triangular, uniforme, etc.), faixa (valores permitidos para cada variável) e outros parâmetros que depende do tipo de distribuição escolhida. Há três formas de se obter isso: dados históricos, princípios fundamentais ou opinião de profissionais experientes. Para serem úteis, os dados históricos devem ser apropriados e, quando isso ocorre, não apenas a faixa de valores deve ser utilizada, mas também o tipo de distribuição de probabilidades e seus parâmetros podem ser obtidos desses dados. Em alguns casos, ao menos o tipo ou formato da distribuição pode ser inferido a partir de princípios básicos.

Além disso, deve-se também definir se há alguma dependência entre essas variáveis e, caso exista, quantificá-la. Para efeitos de simplificação, não foi considerada nesse trabalho nenhum tipo de dependência entre as variáveis.

Tabela 3.8 – Parâmetros e distribuições utilizadas para as variáveis estocásticas.

Variável Estocástica	Distribuição	Parâmetros		
		Mínimo	Mais provável	Máximo
SCPC				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	1.915	2.200	3.167
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	1.776	2.042	2.938
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	1.669	1.918	2.760
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	33,1		43,0
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	1,6		5,2
Eficiência da planta ¹	Uniforme	34,3%		34,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	36,8%		37,2%
Eficiência da planta ³	Uniforme	38,7%		39,1%
SCPC + CCS				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	3.081	3.578	4.149
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.858	3.320	3.850
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	2.686	3.119	3.617
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	69,5		90,3
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	3,4		10,9
Eficiência da planta ¹	Uniforme	24,5%		26,4%
Eficiência da planta ²	Uniforme	26,2%		28,3%
Eficiência da planta ³	Uniforme	27,6%		29,8%
IGCC				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	2.662	3.407	4.494
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.052	2.627	3.465
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	1.677	2.146	2.830
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	35,2		70,8
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	0,9		4,2
Eficiência da planta ¹	Uniforme	27,0%		28,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	32,4%		34,4%
Eficiência da planta ³	Uniforme	36,5%		38,8%
IGCC + CCS				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	3.670	4.514	5.526
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.829	3.480	4.260
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	2.311	2.843	3.480
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	56,3		113,3
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	1,4		6,7
Eficiência da planta ¹	Uniforme	23,4%		24,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	28,0%		29,5%
Eficiência da planta ³	Uniforme	31,6%		33,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

Notas: (1) Operando com carvão de Candiota.

(2) Operando com carvão de Cambuí.

(3) Operando com carvão da África do Sul.

Feretic *et al.* (2005) realizam uma comparação entre a geração elétrica a partir do carvão, gás natural e energia nuclear na Croácia utilizando essa metodologia. Baseando-se nesse estudo, foram utilizadas no presente estudo as mesmas distribuições feitas por Feretic *et al.* (2005) para o caso específico do carvão mineral, as quais estão sumarizadas na Tabela 3.8, onde são apresentados também os parâmetros dessas distribuições.

Os parâmetros aqui possuem as mesmas faixas apresentadas nas Tabelas 3.2, 3.4 e 3.5 e seus valores estão baseados na bibliografia consultada (Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006, IEA, 1997, EPE, 2007, Rubin *et al.*, 2007, 2009, Schaeffer, 2000, Sekar *et al.*, 2007, Tractebel, 2008).

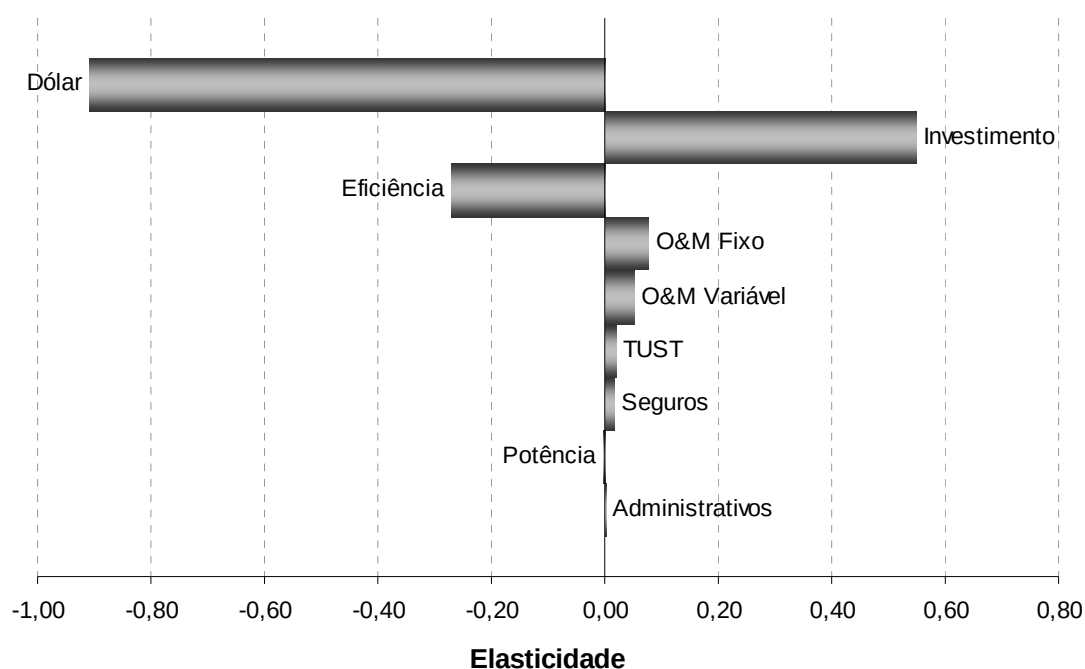
Para a simulação dessas distribuições, foi utilizado o equacionamento apresentado no Apêndice A que requer apenas um gerador de números aleatórios entre 0 e 1.

3.5 – Resultados

3.5.1 – Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade feita para cada tecnologia utilizando o modelo aqui proposto apontou os resultados apresentados no gráfico da Figura 3.2, para o caso da tecnologia SCPC (sem CCS). Como pode ser observado, a variável de maior impacto sobre os resultados é o investimento, seguido da cotação do dólar e da eficiência da planta. As outras variáveis possuem significância reduzida.

O gráfico da Figura 3.2 foi construído a partir das elasticidades obtidas pela razão entre a variação no preço final da energia sobre a variação no valor da respectiva variável. Esses resultados foram obtidos através de uma variação de +/- 10% dessas variáveis, mantendo-se as demais constantes.



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura 3.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.

Uma explicação para esses resultados é dada a seguir:

- Investimento – esse resultado mostra que o investimento possui grande influência sobre os resultados para esse tipo de térmica, ou seja, são projetos de capital intensivo.
- Dólar – essa variável possui grande influência nos resultados devido ao fato de que, nas simulações feitas nesse estudo, todo o investimento foi considerado como importado e, como já visto aqui, o investimento é a variável de maior influência sobre os resultados. A elasticidade apresenta-se negativa devido ao fato de que, como os custos de energia são apresentados em dólar nesse estudo, um aumento na taxa cambial implica em redução dos custos em reais sem alterar a receita (considerada em dólar).
- Eficiência – os custos com combustível representam uma parcela significativa dos resultados, representando, depois do investimento, o principal fator na formação do custo de geração. Porém, sua influência não é tão significativa quanto os investimentos.

Nota-se no gráfico apresentado na Figura 3.2 que a elasticidade do investimento é aproximadamente o dobro do combustível (eficiência), indicando certa similaridade com térmicas nucleares e hidrelétricas em que, apesar dos baixos custos com combustível, requer grandes investimentos. Resultados similares foram obtidos para as demais opções tecnológicas aqui avaliadas, os quais se encontram no Apêndice B.

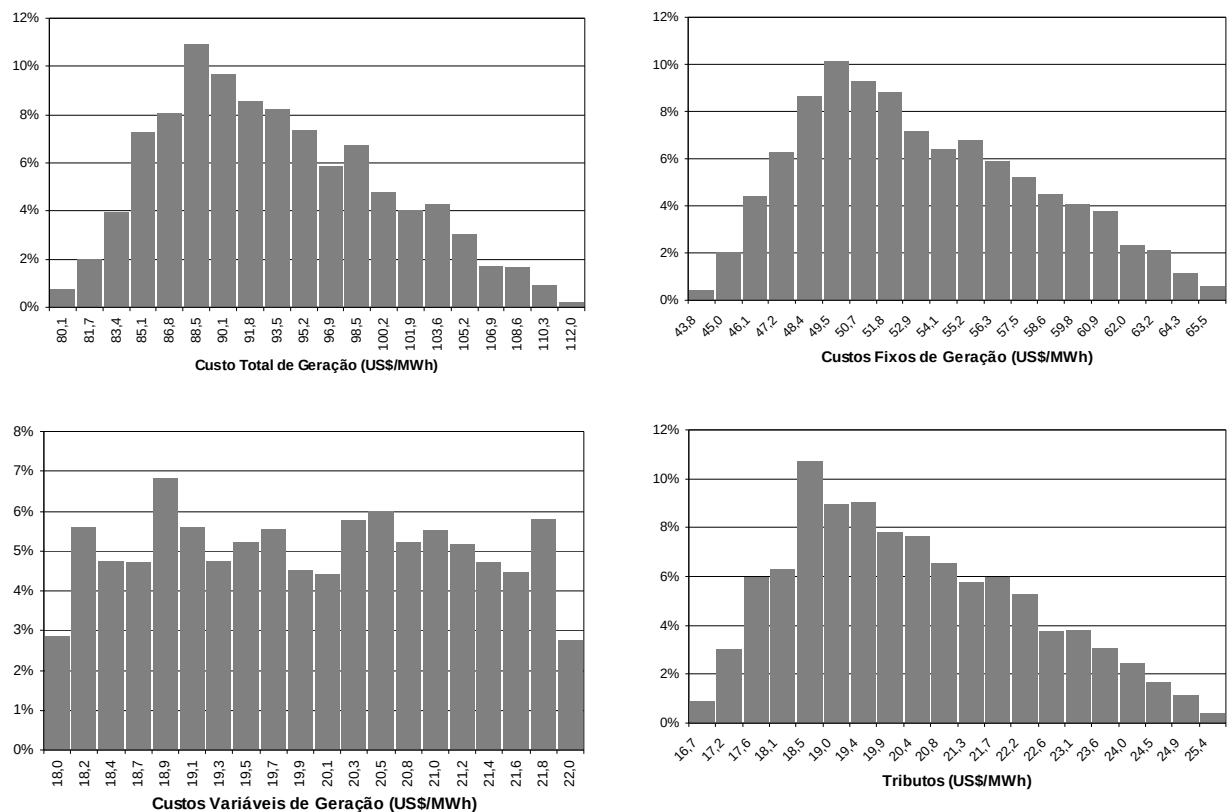
3.5.2 – Análise de Risco e Custos de Geração

A seguir são apresentados os resultados obtidos com as simulações de Monte Carlo utilizando o modelo de avaliação econômica apresentado na seção 3.4.1.

Como o número de gráficos gerados é grande, serão apresentados apenas os gráficos gerados para a taxa de desconto de 8% a.a. e para a mina Candiota. Todos os resultados obtidos estão representados graficamente no Apêndice C. Para as demais simulações, serão apresentados apenas os valores médios e seus respectivos desvios padrões.

Tecnologia SCPC

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.3.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.3 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.9, 3.10, 3.11 e 3.12 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.9 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	92,52 (6,88)	105,49 (8,17)	120,46 (9,83)
	Cambuí	126,80 (6,47)	139,50 (7,91)	152,90 (9,31)
	África do Sul	92,47 (6,18)	104,24 (7,33)	116,99 (8,79)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.10 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	52,59 (4,86)	60,72 (5,63)	70,09 (6,66)
	Cambuí	49,30 (4,50)	57,35 (5,49)	65,68 (6,34)
	África do Sul	46,89 (4,29)	54,33 (5,07)	62,31 (5,97)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.11 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	19,90 (1,16)	19,92 (1,16)	19,94 (1,16)
	Cambuí	54,65 (1,17)	54,65 (1,18)	54,67 (1,19)
	África do Sul	27,02 (1,18)	27,01 (1,18)	26,99 (1,16)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.12 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

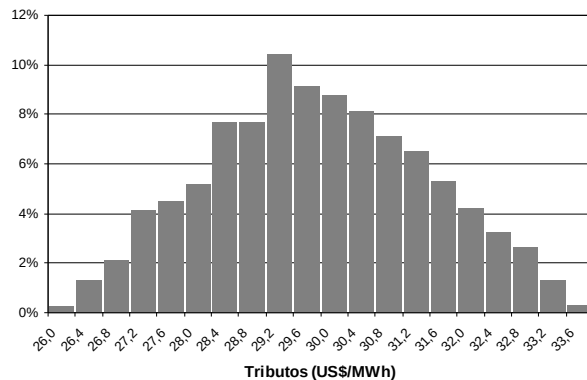
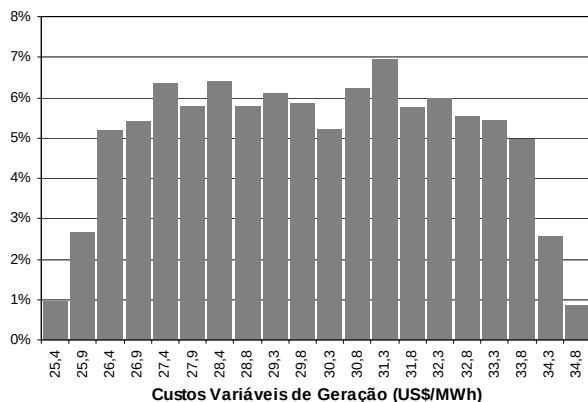
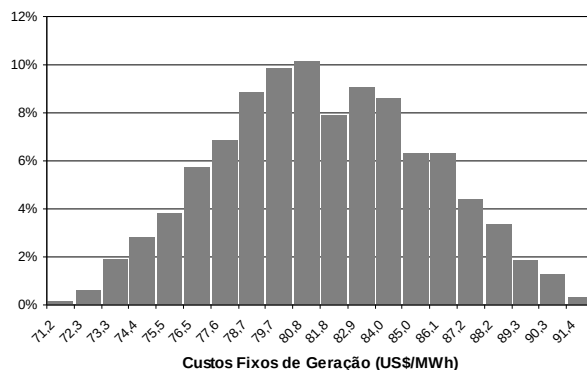
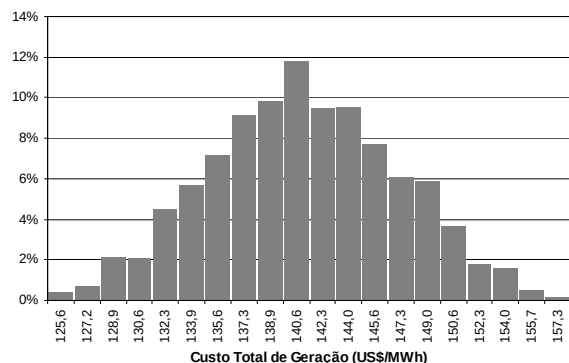
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	20,03 (1,97)	24,85 (2,45)	30,44 (3,07)
	Cambuí	22,84 (1,83)	27,51 (2,39)	32,55 (2,91)
	África do Sul	18,55 (1,74)	22,90 (2,20)	27,69 (2,74)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia SCPC + CCS

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.4.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.4 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.13, 3.14, 3.15 e 3.16 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.13 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	140,24 (6,05)	159,82 (7,15)	181,91 (8,37)
	Cambuí	186,44 (6,10)	205,06 (7,07)	225,15 (8,20)
	África do Sul	139,25 (5,74)	156,70 (6,46)	175,59 (7,63)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.14 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	80,90 (4,04)	93,19 (4,71)	106,98 (5,47)
	Cambuí	76,12 (3,78)	87,93 (4,57)	100,41 (5,30)
	África do Sul	72,49 (3,64)	83,51 (4,24)	95,37 (4,96)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.15 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	29,81 (2,44)	29,86 (2,46)	29,89 (2,47)
	Cambuí	77,10 (2,84)	77,05 (2,89)	77,11 (2,92)
	África do Sul	39,51 (2,52)	39,50 (2,55)	39,43 (2,51)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.16 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

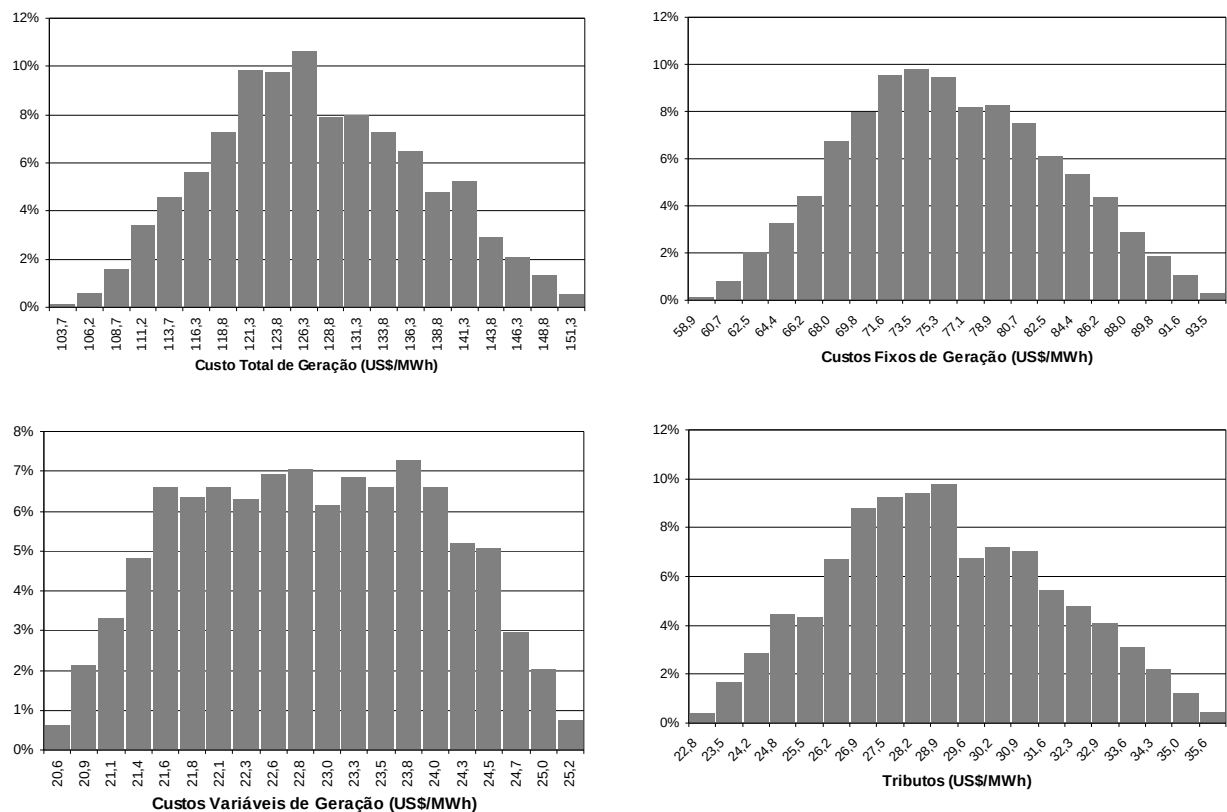
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	29,53 (1,60)	36,78 (2,00)	45,03 (2,49)
	Cambuí	33,22 (1,50)	40,08 (1,96)	47,62 (2,39)
	África do Sul	27,25 (1,43)	33,68 (1,78)	40,80 (2,24)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia IGCC

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.5.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.5 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.17, 3.18, 3.19 e 3.20 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.17 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	126,25 (9,70)	145,07 (11,56)	166,79 (13,76)
	Cambuí	146,33 (7,74)	161,62 (9,42)	177,79 (10,96)
	África do Sul	97,57 (6,30)	109,42 (7,48)	123,12 (8,80)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.18 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	74,88 (6,97)	86,68 (8,11)	100,28 (9,44)
	Cambuí	60,18 (5,49)	69,90 (6,62)	79,95 (7,56)
	África do Sul	51,33 (4,59)	58,75 (5,29)	67,32 (6,08)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.19 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	22,80 (1,11)	22,82 (1,12)	22,83 (1,12)
	CambuÍ	59,23 (1,43)	59,19 (1,46)	59,20 (1,46)
	África do Sul	26,79 (1,13)	26,81 (1,14)	26,83 (1,14)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.20 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

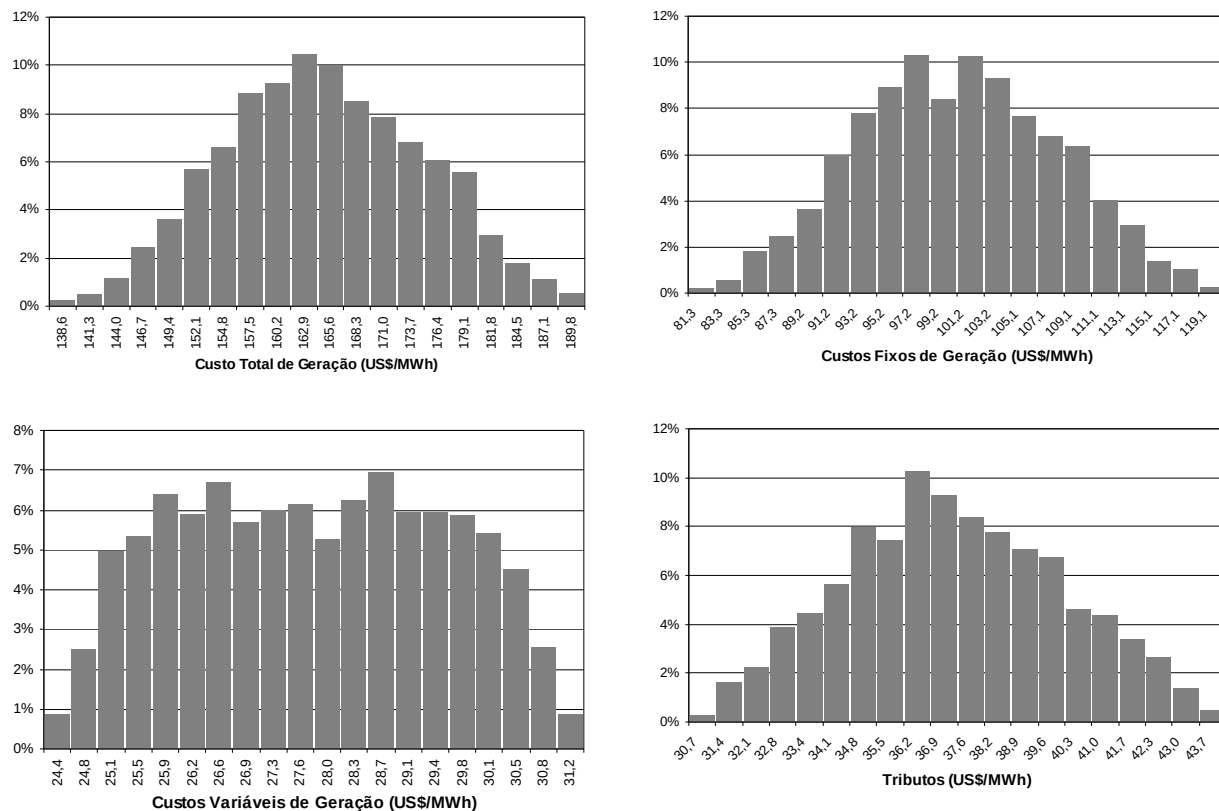
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	28,57 (2,76)	35,57 (3,44)	43,68 (4,30)
	CambuÍ	26,92 (2,14)	32,53 (2,79)	38,64 (3,38)
	África do Sul	19,45 (1,74)	23,86 (2,17)	28,97 (2,70)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia IGCC + CCS

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.6.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.6 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.21, 3.22, 3.23 e 3.24 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.21 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	163,60 (10,07)	188,20 (11,98)	216,29 (14,09)
	CambuÍ	184,25 (8,24)	204,02 (9,82)	225,04 (11,49)
	África do Sul	125,79 (7,12)	141,81 (8,11)	159,15 (9,52)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.22 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	99,21 (7,34)	114,64 (8,49)	132,21 (9,74)
	CambuÍ	80,18 (5,93)	92,74 (7,01)	105,79 (8,04)
	África do Sul	68,57 (5,22)	78,70 (5,89)	89,56 (6,70)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.23 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	27,62 (1,73)	27,65 (1,75)	27,68 (1,75)
	CambuÍ	70,01 (1,96)	69,97 (1,99)	70,01 (2,01)
	África do Sul	32,38 (1,77)	32,37 (1,78)	32,32 (1,76)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.24 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	36,77 (2,78)	45,91 (3,48)	56,40 (4,33)
	CambuÍ	34,06 (2,15)	41,32 (2,81)	49,24 (3,44)
	África do Sul	24,84 (1,79)	30,74 (2,24)	37,26 (2,81)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Análise dos Resultados

Podem-se obter algumas conclusões observando os resultados apresentados acima. Primeiramente, cabe observar que os custos de geração (Tabelas 3.9, 3.13, 3.17 e 3.21) são uma composição dos custos fixos de geração (Tabelas 3.10, 3.14, 3.18 e 3.22), dos custos variáveis de geração (Tabelas 3.11, 3.15, 3.19 e 3.23) e dos tributos (Tabelas 3.12, 3.16, 3.20 e 3.24). Os custos fixos e variáveis de geração possuem

comportamentos específicos em função do carvão utilizado e da taxa de mínima atratividade.

Como era de se esperar, a TMA influencia apenas os custos fixos de geração, pois são esses custos que irão remunerar o capital investido. Por outro lado, os custos variáveis não dependem dessa taxa, tendo sua variação em função do carvão utilizado que têm relação direta através da Equação 3.3:

$$C_{comb} = \frac{HR}{PC_{comb}} \cdot P_{comb} \quad (3.3)$$

onde: C_{comb} = Custos variáveis com combustível
HR = Heat Rate (consumo específico da planta)
 PC_{comb} = Poder calorífico do combustível
 P_{comb} = Preço do combustível

Como pode ser observado nessa equação, a variação dos preços de combustível e de seu conteúdo energético medido por seu poder calorífico altera os custos variáveis com combustível que, somado aos custos variáveis de operação e manutenção, constitui os custos variáveis de geração.

A Equação 3.3 ajuda também a explicar outro fato que pode ser observado nos resultados apresentados. Nota-se que os custos variáveis sofrem influência direta da tecnologia utilizada e se apresentam mais baixos na tecnologia SCPC, seguida pelas tecnologias IGCC, IGCC + CCS e, por último, SCPC + CCS. Cabe notar que essa ordem é justamente a ordem decrescente de eficiências médias e, conseqüentemente, a ordem crescente de consumo específico, ou *heat rate*.

Finalmente, outra observação notável nos resultados é que os custos fixos dependem da tecnologia utilizada, aumentando à medida que os custos médios específicos de investimento aumentam, como era de se esperar.

Assim, têm-se dois efeitos contrários que se somam: maiores investimentos em plantas com maiores eficiências *versus* menores investimentos em plantas com menores eficiências. Como foi observado na análise de sensibilidade, o elemento de maior influência sobre o custo total de energia é o investimento. Dessa forma, as usinas que utilizam a tecnologia de carvão pulverizado são aquelas que apresentam os menores custos de geração. E, como é apontado por Rubin *et al.* (2007) e Sekar *et al.* (2007), o emprego de sistemas de captura de carbono aumenta consideravelmente

os custos de geração. Em termos do custo total de geração, esse aumento foi em torno de 50% para SCPC e 30% para IGCC.

3.5.3 – Síntese dos Resultados

A Tabela 3.25 abaixo resume os resultados (valores médios) apresentados na seção anterior.

Tabela 3.25 – Síntese dos resultados das simulações.

Mina: Candiota												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	92,5	52,6	19,9	20,0	105,5	60,7	19,9	24,9	120,5	70,1	19,9	30,4
SCPC+CCS	140,2	80,9	29,8	29,5	159,8	93,2	29,9	36,8	181,9	107,0	29,9	45,0
IGCC	126,3	74,9	22,8	28,6	145,1	86,7	22,8	35,6	166,8	100,3	22,8	43,7
IGCC+CCS	163,6	99,2	27,6	36,8	188,2	114,6	27,7	45,9	216,3	132,2	27,7	56,4
Mina: Cambuí												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	126,8	49,3	54,7	22,8	139,5	57,4	54,7	27,5	152,9	65,7	54,7	32,6
SCPC+CCS	186,4	76,1	77,1	33,2	205,1	87,9	77,1	40,1	225,2	100,4	77,1	47,6
IGCC	146,3	60,2	59,2	26,9	161,6	69,9	59,2	32,5	177,8	80,0	59,2	38,6
IGCC+CCS	184,3	80,2	70,0	34,1	204,0	92,7	70,0	41,3	225,0	105,8	70,0	49,2
Mina: África do Sul												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	92,5	46,9	27,0	18,6	104,2	54,3	27,0	22,9	117,0	62,3	27,0	27,7
SCPC+CCS	139,3	72,5	39,5	27,3	156,7	83,5	39,5	33,7	175,6	95,4	39,4	40,8
IGCC	97,6	51,3	26,8	19,5	109,4	58,8	26,8	23,9	123,1	67,3	26,8	29,0
IGCC+CCS	125,8	68,6	32,4	24,8	141,8	78,7	32,4	30,7	159,2	89,6	32,3	37,3

Fonte: Elaboração própria.

Notas: A = Custo Total de Geração (US\$/MWh)
 B = Custo Fixo de Geração (US\$/MWh)
 C = Custo Variável de Geração (US\$/MWh)
 D = Tributos (US\$/MWh)

A título de comparação, a EPE (2007) calculou os custos de geração de outras fontes, as quais encontram-se resumidas na Tabela 3.26. Nota-se que os custos de geração com carvão calculados pela EPE são da mesma ordem de grandeza que as demais fontes térmicas apresentadas nessa tabela. Cumpre observar que os custos calculados nesse estudo são superiores aos apresentados nessa tabela. O principal motivo disso é o fato de se estar sendo considerado o emprego de tecnologias mais eficientes, implicando, assim, em valores de investimento superiores àqueles adotados pela EPE.

Tabela 3.26 – Custos de geração elétrica (R\$/MWh) para algumas fontes no Brasil, segundo EPE.

Fonte	TMA = 8%	TMA = 10%	TMA = 12%
Nuclear	142,53 – 192,30	163,88 – 230,07	188,07 – 272,88
Óleo Combustível	116,80 – 158,30	125,00 – 174,70	133,80 – 192,30
Óleo Diesel	120,30 – 165,10	129,20 – 182,80	138,70 – 201,80
Gás Natural Ciclo Simples ¹	139,21 – 157,00	141,24 – 163,10	143,42 – 169,62
Gás Natural Ciclo Simples ²	183,41 – 200,27	185,34 – 206,04	187,40 – 212,22
Gás Natural Ciclo Combinado ¹	131,69 – 149,48	135,88 – 157,87	140,41 – 166,92
Gás Natural Ciclo Combinado ²	151,78 – 168,87	155,81 – 176,93	160,16 – 185,63
Carvão Mineral ³	109,51 – 146,18	121,18 – 167,18	134,06 – 190,36
Carvão Mineral ⁴	179,87 – 219,27	192,41 – 241,84	206,24 – 266,74
Carvão Mineral ⁵	123,66 – 161,00	135,54 – 182,38	148,65 – 205,98
Hidrelétrica	68,70 – 114,20	81,80 – 138,80	96,00 – 165,40

Fonte: EPE, 2007.

Notas: (1) Fator de capacidade mínimo de 50%
(2) Fator de capacidade mínimo de 70%
(3) Utilizando carvão da mina de Candiota
(4) Utilizando carvão da mina de Cambuí
(5) Utilizando carvão da África do Sul

Esses resultados indicam que, no curto prazo, a geração termelétrica com carvão não se apresenta competitiva frente às demais fontes de geração quando se utilizam tecnologias mais avançadas que resultam em maiores eficiências e menores impactos ambientais. A introdução de sistemas de captação de carbono acentua ainda mais esse aspecto não devendo, portanto, ser avaliada somente sob o ponto de vista do custo de geração³⁴.

³⁴ Para uma discussão mais detalhada sobre a introdução de sistemas de captura de carbono na geração termelétrica, vide Rubin *et al.* (2007) e Sekar *et al.* (2007).

Capítulo IV

Considerações Finais e Conclusões

Como foi visto, o carvão é o combustível fóssil que possui as maiores reservas mundiais ocorrendo em cerca de 70 países de todos os continentes. Fato esse que lhe atribui uma condição de fonte relativamente segura, por diluir a dependência em relação ao petróleo e ao gás natural. Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo a longo prazo a mais importante reserva energética mundial. É também a principal fonte de geração de energia elétrica no mundo representando cerca de 40% da matriz elétrica mundial. O carvão mineral serviu como principal fonte de energia para a humanidade entre o final do século 19 e a primeira metade do século 20 quando impulsionou a Revolução Industrial. Assim, o carvão mineral desempenhou e deverá continuar a desempenhar um papel importante como fonte primária de energia no mundo.

No Brasil, no entanto, esse energético possui papel inexpressivo na geração elétrica, representando pouco mais de 1,5% da energia gerada. A forte dependência da matriz elétrica brasileira dos recursos hídricos impõe ao sistema a necessidade de um planejamento adequado para a redução dos riscos de suprimento, como ocorreu no ano de 2001 quando o sistema elétrico brasileiro passou por uma crise de abastecimento.

No que tange às questões ambientais, o carvão tem sofrido pressões ambientalistas intensas face às questões voltadas para o aquecimento global. Diante desse quadro, o tema energia demonstra sua importância e mais particularmente a participação do carvão na matriz energética brasileira. É nítida a necessidade de se buscar o desenvolvimento econômico e social sem, contudo, se esquecer do compromisso com as futuras gerações, atendendo, assim, aos preceitos do conceito de desenvolvimento sustentável.

Nesse cenário, foi possível observar um forte progresso da tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais na mineração e queima do carvão, ocorrido nos últimos anos, objetivando-se viabilizar um uso mais intenso do carvão com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na

eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias de “queima limpa” desse energético (Clean Coal Technologies) (DOE, 2009; IEA, 2008).

Além disso, a dificuldade tecnológica das fontes renováveis em aumentar sua participação na matriz energética mundial, faz com que não haja nenhuma perspectiva, mesmo a longo prazo, de dispensar os combustíveis fósseis como base energética da sociedade industrial moderna (DNPM, 2001).

A manutenção dos padrões atuais de produção e consumo de energia é insustentável, o que exige um esforço no sentido de se adotar técnicas mais apropriadas. Somado a isso, países importadores de energia estão cada vez mais preocupados com a segurança energética. O estudo elaborado pela IEA (IEA, 2008) indica que, para que esses critérios de segurança energética e meio ambiente sejam atendidos de forma satisfatória, é necessário realizar uma “*revolução tecnológica*” além de grandes investimentos em novas tecnologias e em pesquisa e desenvolvimento.

O Brasil não possui metas para redução de emissões de gases de efeito estufa, porém isto é uma possibilidade para o período pós-2012. Sendo assim, torna-se importante o estudo de alternativas para reduzir as emissões (Costa, 2009).

O foco do presente estudo foi a análise das perspectivas da geração termelétrica com carvão no Brasil diante desse cenário. Se, por um lado, há a necessidade de se diversificar a matriz elétrica nacional buscando minimizar os riscos de suprimento, além de reduzir a exposição do país aos riscos de suprimento e preços internacionais, há também a preocupação com as questões ambientais que vêm adquirindo importância cada vez maior no cenário mundial.

Foram apresentados no Capítulo I alguns estudos (EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008; EPE, 2008) que tratam das perspectivas futuras energéticas no mundo. Verificou-se que esses estudos apontam para um crescimento da demanda mundial de energia primária onde o carvão apresenta um papel significativo, mesmo para cenários de forte preocupação com as questões ambientais. Nesse sentido, foi apontada a importância das tecnologias de maior eficiência e menor emissão (EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008).

No Brasil, porém, observa-se uma redução da participação do carvão na matriz elétrica nos estudos que abrangem o caso brasileiro. Isso se deve principalmente à grande disponibilidade de energia hidráulica no país, o que faz com que a geração

térmica tenha um papel complementar, garantindo o suprimento em períodos de estiagem. Nesse aspecto, o carvão não é a fonte mais adequada face à sua dificuldade técnica de retomada de carga ou mesmo de acompanhamento da curva de demanda (operação “em pico”).

No segundo capítulo, as tecnologias de geração de energia com carvão disponíveis no horizonte de estudo foram apresentadas, abordando, inclusive, os seus respectivos impactos ambientais. Foi feito também uma breve apresentação das técnicas atuais de mineração de forma a abordar os impactos do carvão desde sua mineração até a disposição final dos resíduos da geração termelétrica. Verificou-se que as tecnologias disponíveis são capazes de reduzir significativamente as emissões gasosas e os impactos causados por esse tipo de geração. Porém, algumas dessas tecnologias (como é o caso dos sistemas de CCS e IGCC) ainda carecem de maior desenvolvimento.

Finalmente, o terceiro capítulo analisou algumas opções tecnológicas quanto à sua viabilidade econômica através do cálculo do custo de geração de cada alternativa. Verificou-se que, no curto prazo, a geração termelétrica com carvão não se apresenta competitiva frente às demais fontes de geração quando se utilizam tecnologias mais avançadas que resultam em maiores eficiências e menores impactos ambientais. A introdução de sistemas de captação de carbono acentua ainda mais esse aspecto não devendo, portanto, ser avaliada somente sob o ponto de vista do custo de geração.

Por outro lado, a possibilidade de se introduzir posteriormente o sistema CCS minimiza os riscos de uma legislação mais restritiva no futuro. Nesse aspecto, a tecnologia IGCC apresenta melhores vantagens, pois, conforme apontado por Rubin (2007), a introdução do sistema CCS a uma planta que utiliza essa tecnologia implica em um aumento de 30% no seu custo de investimento enquanto que, para uma planta utilizando a tecnologia SCPC, esse aumento é da ordem de 60%.

Diante isso, é de se esperar que, no horizonte desse estudo, o carvão não venha adquirir uma representação maior na matriz elétrica. Apesar disso, o carvão não perde sua importância no cenário nacional desde que haja uma maior preocupação com a questão da segurança energética, já que, mesmo para o carvão importado, esse energético é o que apresenta as maiores reservas frente aos demais energéticos e possui vantagens quanto à distribuição mundial dessas reservas. Assim, um possível cenário em que o carvão adquira uma maior importância é aquele em que se observa

um esgotamento do potencial hídrico onde, nesse caso, a geração térmica com carvão assumiria o papel de geração em base.

Sob o aspecto técnico, as características do carvão nacional devem trazer inicialmente alguma dificuldade na implantação do IGCC, o que exigiria maior esforço no desenvolvimento de tecnologias específicas para carvões de baixa qualidade como o brasileiro ou o indiano.

Uma questão importante é que todos os custos aqui apresentados são aproximados. Assim, para calcular o custo real de cada projeto relacionado à térmica com carvão devem ser feitas análises específicas levando em consideração todos os aspectos particulares de cada projeto. Aspectos como: negociações diretas com fornecedores, obtenção de incentivos fiscais, especificidades de cada projeto como distâncias da planta até a fonte de captação d'água, distância da subestação da usina até o ponto de conexão e o respectivo traçado da linha de transmissão que fará a conexão, logística de transporte do combustível até os silos de alimentação da caldeira, etc.

Essa dissertação não avaliou as consequências de se introduzir no país a geração térmica com cada uma das opções tecnológicas aqui discutidas. Portanto, uma ideia para um futuro estudo seria a realização de uma simulação dessas opções tecnológicas no país, inclusive avaliando-se a utilização do carvão nacional e importado.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, M. R., SAVI, E. M. de S., 2006, **Project Finance: Uma Sistematização dos Métodos Financeiros para Avaliar as Estruturas de Financiamento**, XXVI ENEGEP – 9 a 11 de outubro, Fortaleza.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília. Disponível em:
<www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm>.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>. Acesso em: 12 fev. 2009.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Informações Técnicas: Eficiência Energética**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=27&idPerfil=2>. Acesso em: 14 mai. 2009.
- BABBITT, Callie W.; LINDNER, Angela S., 2005, “A life cycle inventory of coal used for electricity production in Florida”, **Journal of Cleaner Production** v. 13, n. 9 (Jul), pp. 903-912.
- BCB - Banco Central do Brasil, 2008, **Focus – Relatório de Mercado**, Disponível em: <www4.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>. Acesso em: 26 mai. 2009.
- BCB - Banco Central do Brasil, 2009, **Focus – Relatório de Mercado**, Disponível em: <www4.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>. Acesso em: 26 mai. 2009.
- BERGERSON, J.A., LAVE, L.B., 2007, “Baseload Coal Investment Decisions under Uncertain Carbon Legislation”, **Environmental Science & Technology** v. 41, n. 10, pp. 3431-3436.
- BERNSTEIN, Peter L., 1997, **Desafio aos Deuses: A Fascinante História do Risco**. 2 ed. Editora Campus.
- BLACK, F., SCHOLES, M., 1973, “The Pricing of Options and Corporate Liabilities”, **Journal of Political Economy** I v. 81, pp. 637–659.

- BLYTH, William, BRADLEY, Richard, BUNN, Derek, *et al.*, 2007, "Investment Risks Under Uncertain Climate Change Policy", **Energy Policy** v. 35, n. 11 (Nov), pp. 5766-5773.
- BP – British Petroleum, 2008, **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- BRESOLIN, Cirilo S., DA COSTA, Joao C. Diniz, RUDOLPH, Victor, *et al.*, 2007, "Fourier Transform Method for Sensitivity Analysis in Coal Fired Power Plant", **Energy Conversion and Management** v. 48, n. 10 (Out), pp. 2699-2707.
- CARVALHO, C. H. B., 2005, **Oportunidades de Negócios no Setor Elétrico com o Uso do Carvão Mineral Nacional** In: Apresentação. Ministério de Minas e Energia.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **Leilões de Energia Nova**, Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. **Qualidade do Ar**. Disponível em: <http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/ar_saude.asp>. Acesso em: 20 fev. 2009.
- COLLOT, Anne-Gaëlle., 2006, "Matching Gasification Technologies to Coal Properties", **International Journal of Coal Geology** v. 65, pp. 191-212.
- CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, Resolução CONAMA nº 01 de 23 de janeiro de 1986, Artigo 1º.
- COSTA, Isabella V.L., 2009, **Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- DAMODARAN, Aswath, 2002, **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**. 2 ed. Editora John Wiley & Sons.
- DE LUCA, Francisco J., 2001, **Modelo Cluster Eco-Industrial de Desenvolvimento Regional: O Pólo da Mineração do Carvão no Sul de Santa Catarina**, Dissertação de D.Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, 2001, **Balanço Mineral Brasileiro**, Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 16 mai. 2009.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, 2006, “Parte III – Estatística por Substâncias” In: **Anuário Mineral Brasileiro**, Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 16 mai. 2009.

DOE – U.S. Department of Energy, **Clean Coal Technology & The Clean Coal Power Initiative**, Disponível em: <www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/cleancoal/>. Acesso em: 18 mai. 2009

DURAND, D., 1952, “Cost of Debt and Equity Funds for Business: Trends and Problems of Measurement”. **Conference on Research on Business Finance**, New York, USA.

EIA - Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2008, **International Energy Outlook 2008**. Disponível em: <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo>. Acesso em: 18 mai. 2009.

ELETROBRAS, **PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica**, Disponível em: <www.procel.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2009.

ELETROBRAS, **PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**, Disponível em: <www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo** Nota Técnica EPE-DEE-RE-023/2005-R1. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, “Projeções” In: **Plano Nacional de Energia 2030**, Capítulo 2, Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, “Geração Termelétrica - Carvão Mineral” In: **Plano Nacional de Energia 2030**, Capítulo 6, Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br>

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **Projeções da Demanda de Energia Elétrica para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional**, Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPRI – Electric Power Research Institute, 2002, **Atmospheric Fluidized-Bed Combustion Guidebook – 2002 Update**. California, EUA.

EPRI – Electric Power Research Institute, 2006, **Updated Cost and Performance Estimates for Clean Coal Technologies including CO2 Capture – 2004**. California, EUA.

Ernst & Young Brasil, 2008, **Brasil Sustentável – Desafios do Mercado de Energia**.

FERETIC, Danilo; TOMSIC, Zeljko, 2005, “Probabilistic Analysis of Electrical Energy Costs Comparing: Production Costs for Gas, Coal and Nuclear Power Plants”, **Energy Policy** v. 33, n. 1 (Jan), pp. 5-13.

FMI – Fundo Monetário Internacional, 2009, **World Economic Outlook 2009: Crisis and Recovery**. Disponível em: <www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/index.htm>. Acesso em: 20 mai. 2009.

FWC – Foster Wheeler Corporation, **The Global Power Group**, Disponível em: <www.fwc.com>. Acesso em: 18 mai. 2009.

IAEA – International Atomic Energy Agency, 2006, **Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development**. 1 ed. Austria, IAEA.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, **Instrução Normativa nº 7**, 13 de abril de 2009.

IEA – International Energy Agency, 1997, **Energy Technologies for the 21st Century**, Disponível em: <www.iea.org/techno/index.htm>.

IEA – International Energy Agency, 2003, **Energy to 2050 – Scenarios for a Sustainable Future**.

IEA – International Energy Agency, 2006, **World Energy Outlook 2006**. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org>

IEA – International Energy Agency, 2008, **Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050**.

IEA – International Energy Agency, 2008, **World Energy Outlook 2008**. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org>

IEA – International Energy Agency - Clean Coal Centre. Disponível em: <www.iea-coal.co.uk>. Acesso em: 18 fev. 2009.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, **Eficiência Energética**. Disponível em: <www.inmetro.gov.br/qualidade/eficiencia.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, **Programa Brasileiro de Etiquetagem**. Disponível em: <www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponível em: <www.ipcc.ch>. Acesso em: 18 fev. 2009.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007, **Sumário para os Formuladores de Políticas: Contribuição do Grupo de Trabalho II ao Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima**, Disponível em: <www.mct.gov.br/clima> (versão traduzida para o português).

LORA, E. E. S; DO NASCIMENTO, M. A. R., 2004, **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto, Operação**. 1 e 2 Vols. Editora Interciência.

MERTON, R., 1973, “The Theory of Rational Option Pricing”, **Journal of Economic Management Science** v. 4, pp. 141–183.

MINCHENER, Andrew J., 2005, **Coal Gasification for Advanced Power Generation**.

MIT – Massachusetts Institute of Technology, 2007, **The Future of Coal: Options for a Carbon-Constrained World**. 1 ed.

- MME – Ministério de Minas e Energia, **CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural**. Disponível em: <www.conpet.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2009
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H., 1958, “The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment”, **American Economic Review**, v. 48, pp. 261-297.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H., 1963, “Corporate Income Taxes and Cost of Capital: A Correction”, **American Economic Review**, v. 53, pp. 433-443.
- MONTEIRO, Kathia Vasconcelos (Coord.), 2004, **Carvão: O Combustível de Ontem**. 1 ed. Porto Alegre, Núcleo Amigos da Terra Brasil.
- MOREIRA, H. Cabral, 1999, **Project Finance**, In: Palestra ministrada para os alunos do Curso de Avaliação de Empresas e Projetos da EPGE/FGV-RIO, BNDES.
- MURTHA, James A., 2008, **Decisions Involving Uncertainty: An @RISK Tutorial for the Petroleum Industry**. 1 ed. EUA, Palisade Corporation.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Histórico da Operação**. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 20 fev. 2009.
- PAC - Programa de Aceleração do Crescimento – Disponível em: <www.brasil.gov.br/pac>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A., **Gás Chega de Navio ao Brasil**, Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- RUBIN, Eduard S., YEH, Sonia, ANTES, Matt, *et al.*, 2007, “Use of Experience Curves to Estimate the Future Cost of Power Plants with CO₂ Capture” In: **International Journal of Greenhouse Gas Control I**, pp. 188-197. Disponível em: <www.sciencedirect.com>
- RUBIN, Eduard S., CHEN, Chao, RAO, Anand, B., 2007, “Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage”, **Energy Policy** v. 35, n. 4 (Abr), pp. 4444-4454.
- RUBIN, Eduard S., CHEN, Chao, 2009, “CO₂ Control Technology Effects on IGCC Plant Performance and Cost”, **Energy Policy** v. 37, pp. 915-924.

SCHAEFFER, Roberto, SZKLO, Alexandre Salem, LOGAN, Jeffrey, *et al.*, 2000, **Developing Countries & Global Climate Change - Electric Power Options in Brazil**.

SEKAR, Ram C., PARSONS, John E., HERZOG, Howard J., *et al.*, 2007, "Future Carbon Regulations and Current Investments in Alternative Coal-Fired Power Plant Technologies", **Energy Policy** v. 35, n. 2 (Fev), pp. 1064-1074.

SINGH, D., CROISSET, E., DOUGLAS, P.L., *et al.*, 2003, "Techno-Economic Study of CO₂ Capture from an Existing Coal-Fired Power Plant: MEA Scrubbing Vs. O₂/CO₂ Recycle Combustion", **Energy Conversion and Management** v. 44, n.19 (Nov), pp. 3073-3091.

SPEIGHT, James G., 2005, **Handbook of Coal Analysis**. 1 ed. John Wiley and Sons.

TEIXEIRA, Elba Calesso; PIRES, Marçal José Rodrigues (Coord.), 2002, **Meio Ambiente e carvão: impactos da exploração e utilização**. Porto Alegre, FINEP/CAPES/PADCT/GTM/ PUCRS/UFSC/FEPAM (Cadernos de Planejamento e Gestão, 2).

Tractebel Energia, 2008, **Geração Termelétrica a Carvão – Desenvolvimento de Novos Projetos**.

TZIMAS, Evangelos, MERCIER, Arnaud, CORMOS, Calin-Cristian, *et al.* "Trade-off in Emissions of Acid Gas Pollutants and of Carbon Dioxide in Fossil Fuel Power Plants with Carbon Capture", **Energy Policy** v. 35, n. 8 (Ago), pp. 3991-3998.

USITESC – Usina Termelétrica Sul Catarinense S.A. Disponível em: <www.carboniferacriciuma.com.br/site/ped/usitesc> e <www.carboniferametropolitana.com.br/usitesc.htm>. Acesso em: 14 mai. 2009.

WCI – World Coal Institute, 2007, **Coal Meeting the Climate Challenge: Technology to Reduce Greenhouse Gas Emissions**.

WCI – World Coal Institute, **Coal Facts 2008**. Disponível em: <www.worldcoal.org>. Acesso em: 18 mai. 2009.

WCI – World Coal Institute, **The Coal Resource**. Disponível em: <www.worldcoal.org>. Acesso em: 18 mai. 2009.

Apêndice A

Modelo Matemático para Funções de Distribuições

A.1 – Introdução

A geração de números aleatórios que seguem uma função de probabilidade de distribuição (PDF – Probability Distribution Function) pode ser obtida através de um gerador de números aleatórios entre 0 e 1. Esse gerador, por sua vez, é implementado em diversas linguagens de programação, inclusive em programas de planilhas eletrônicas como o Microsoft Excel.

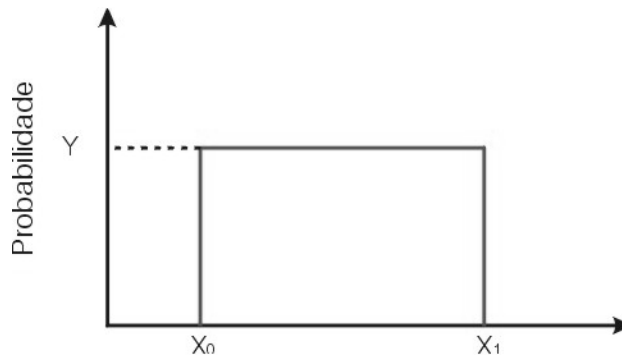
Para se obter uma função que, a partir de um gerador de número aleatório entre 0 e 1, obtenha uma distribuição definida, os seguintes passos devem ser seguidos:

- i. Determinar a função de probabilidades de distribuição (PDF) e seus parâmetros;
- ii. A partir da PDF, determinar a função de distribuição cumulativa (CDF – Cumulative Distribution Function). Essa função é simplesmente a integral da PDF e dá, para cada valor da variável estocástica, a probabilidade de se obter um valor menor que o informado. O valor de saída dessa função é um valor entre 0 e 1.
- iii. Determinar a função inversa da CDF. Essa função inversa terá como domínio a faixa entre 0 e 1. Essa função inversa é que irá gerar a distribuição PDF a partir de um gerador de números aleatórios.

O presente estudo utiliza apenas dois tipos de PDF: triangular e uniforme. Nas seções seguintes serão feitas as etapas enumeradas acima no intuito de se obter as funções geradoras de números aleatórios segundo essas funções de distribuição de probabilidades.

A.2 – Distribuição Uniforme

A função de distribuição uniforme é a mais simples. Seu formato é apresentado no gráfico da Figura A.1 onde estão indicados os seus principais parâmetros.



Fonte: Elaboração própria
Figura A.1 – Função de distribuição de probabilidades uniforme.

A probabilidade Y é dada por:

$$Y = \frac{1}{X_1 - X_0}$$

Calculando-se sua CDF:

$$y = CDF(x) = \int_{X_0}^x Y \cdot dx = Y(x - X_0) = \frac{x - X_0}{X_1 - X_0}$$

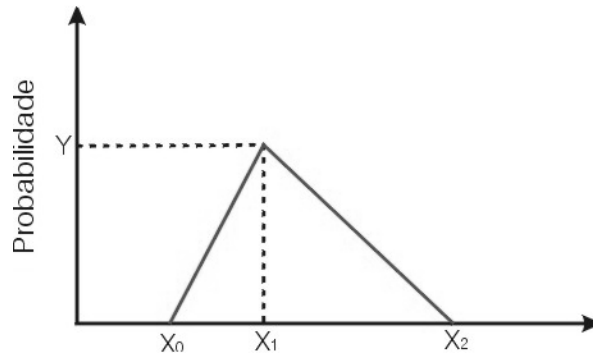
e a função inversa da CDF:

$$x = CDF^{-1}(y) = y(X_1 - X_0) + X_0$$

onde $y \in [0,1] \Rightarrow x \in [X_0, X_1]$

A.2 – Distribuição Triangular

A função de distribuição triangular acrescenta um certo grau de complexidade já que é uma função não contínua. Apesar disso, a determinação da função inversa de sua CDF não é uma tarefa difícil. Seu formato é apresentado no gráfico da Figura A.2 onde estão indicados os seus principais parâmetros.



Fonte: Elaboração própria

Figura A.2 – Função de distribuição de probabilidades triangular.

Sabe-se que a área sob o gráfico deve ser unitário, ou seja:

$$\frac{(X_1 - X_0)Y}{2} + \frac{(X_2 - X_1)Y}{2} = 1$$

$$Y(X_1 - X_0 + X_2 - X_1) = 2$$

$$Y = \frac{2}{X_2 - X_0}$$

A função triangular pode ser considerada como duas equações de reta com inclinações m_1 e m_2 e coeficientes angulares b_1 e b_2 :

$$m_1 = \frac{Y}{X_1 - X_0}$$

$$m_1 \cdot X_0 + b_1 = 0 \Rightarrow b_1 = -m_1 \cdot X_0$$

$$m_2 = \frac{Y}{X_1 - X_2}$$

$$m_2 \cdot X_2 + b_2 = 0 \Rightarrow b_2 = -m_2 \cdot X_2$$

Se $x \leq X_1$,

$$y = CDF(x) = \int_{X_0}^x (m_1 \cdot x + b_1) \cdot dx$$

$$y = m_1 \cdot \frac{x^2}{2} \Big|_{X_0}^x + b_1 \cdot x \Big|_{X_0}^x = \frac{m_1}{2} (x^2 - X_0^2) + b_1 (x - X_0)$$

$$y = \frac{m_1}{2} (x + X_0)(x - X_0) - m_1 X_0 (x - X_0)$$

$$y = \frac{m_1}{2} (x - X_0)^2$$

$$x = \sqrt{\frac{2y}{m_1}} + X_0, \text{ para } y \leq \frac{Y(X_1 - X_0)}{2}$$

Se $x > X_1$,

$$y = CDF(x) = 1 - \int_x^{X_2} (m_2 \cdot x + b_2) \cdot dx$$

$$y = 1 - m_2 \cdot \frac{x^2}{2} \Big|_x^{X_2} - b_2 \cdot x \Big|_x^{X_2} = 1 - \frac{m_2}{2} (X_2^2 - x^2) - b_2 (X_2 - x)$$

$$y = 1 - \frac{m_2}{2} (X_2 + x)(X_2 - x) + m_2 X_2 (X_2 - x)$$

$$y = 1 + \frac{m_2}{2} (x - X_2)^2$$

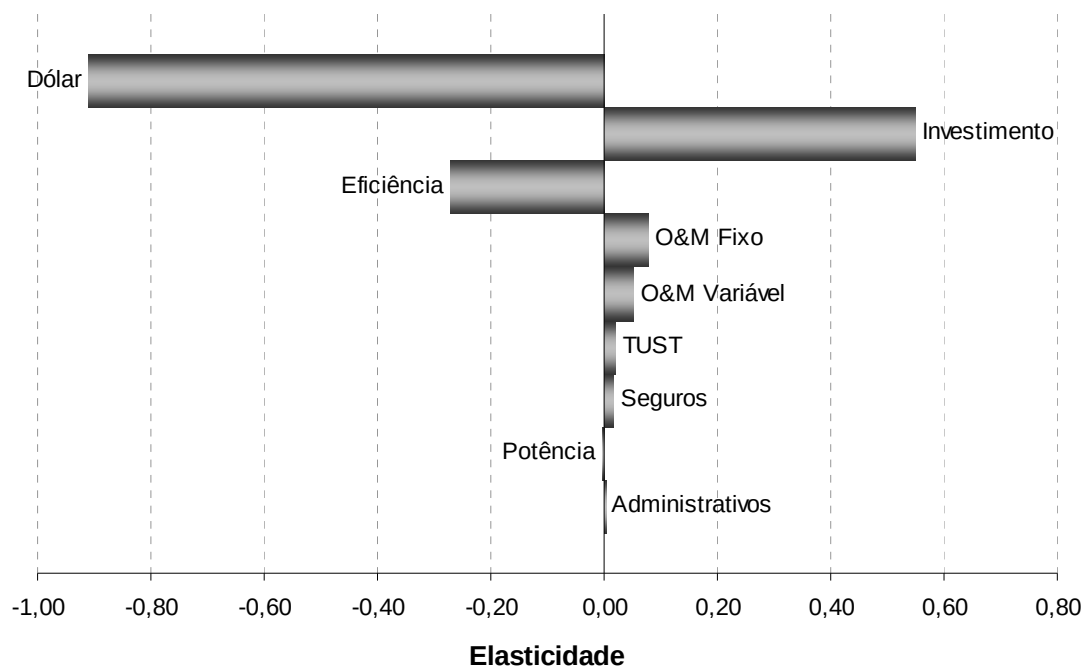
$$x = X_2 - \sqrt{\frac{2(y-1)}{m_2}}, \text{ para } y > \frac{Y(X_1 - X_0)}{2}$$

Apêndice B

Resultados das Análises de Sensibilidade

Nessa seção são apresentados os resultados obtidos com as análises de sensibilidade para todas as opções tecnológicas aqui avaliadas.

B.1 – SCPC

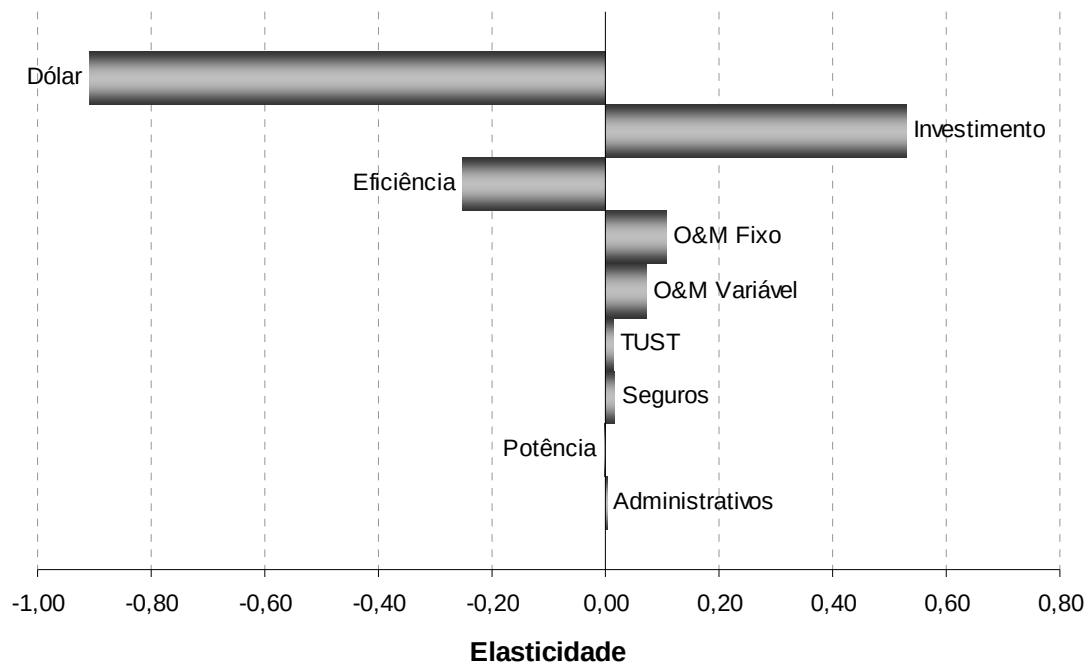


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.1 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.

B.2 – SCPC + CCS

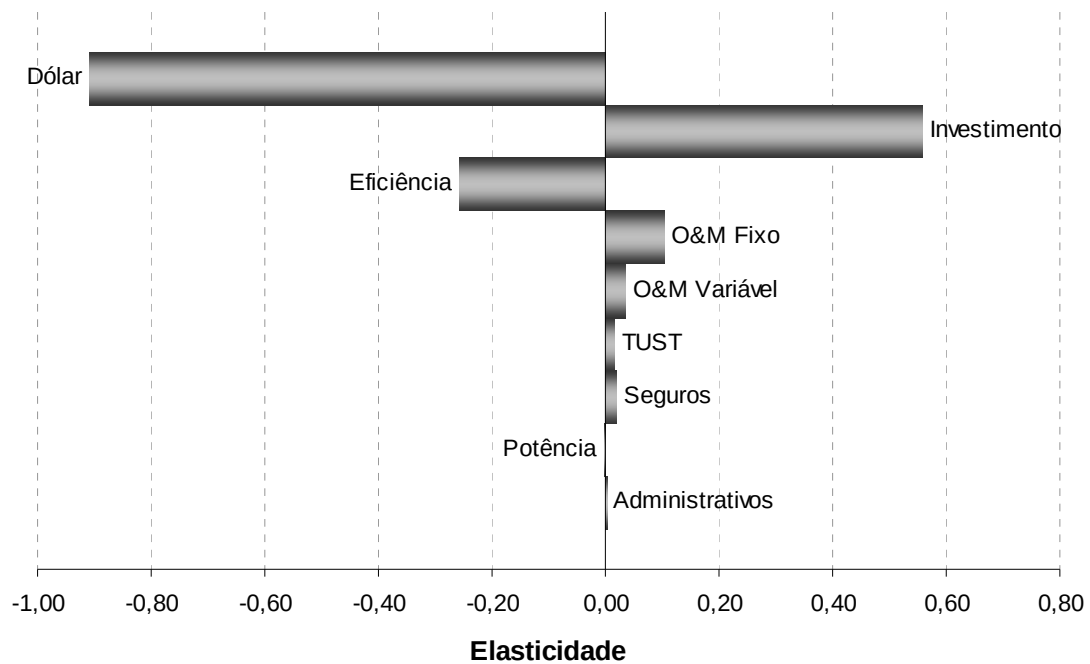


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC com sistema de captura de carbono.

B.3 – IGCC

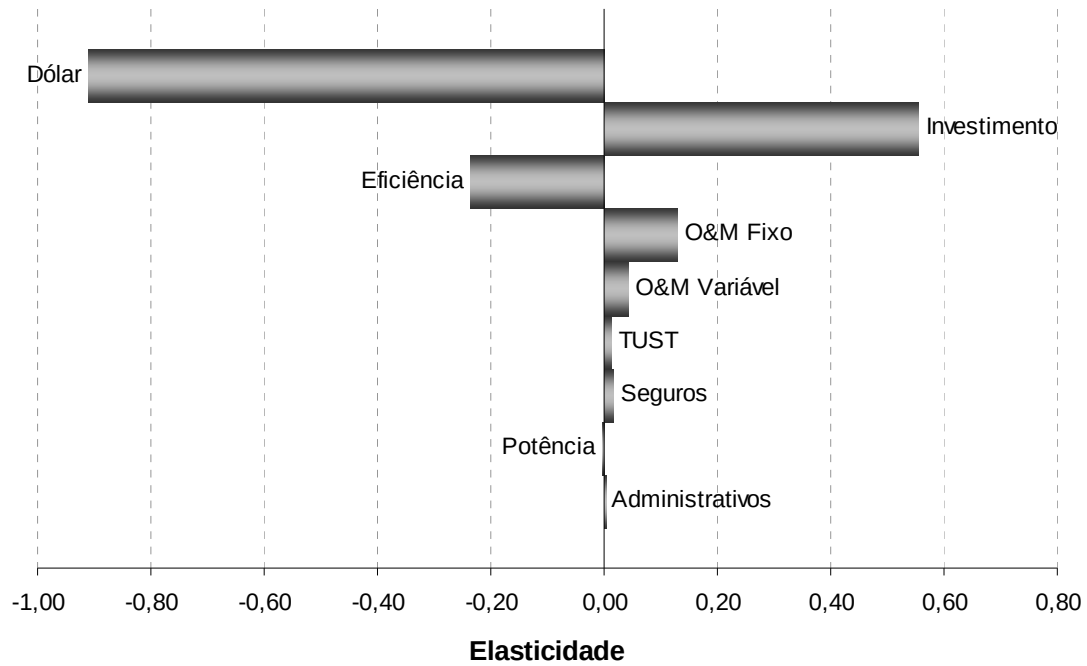


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.3 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC.

B.4 – IGCC + CCS



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.4 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC com sistema de captura de carbono.

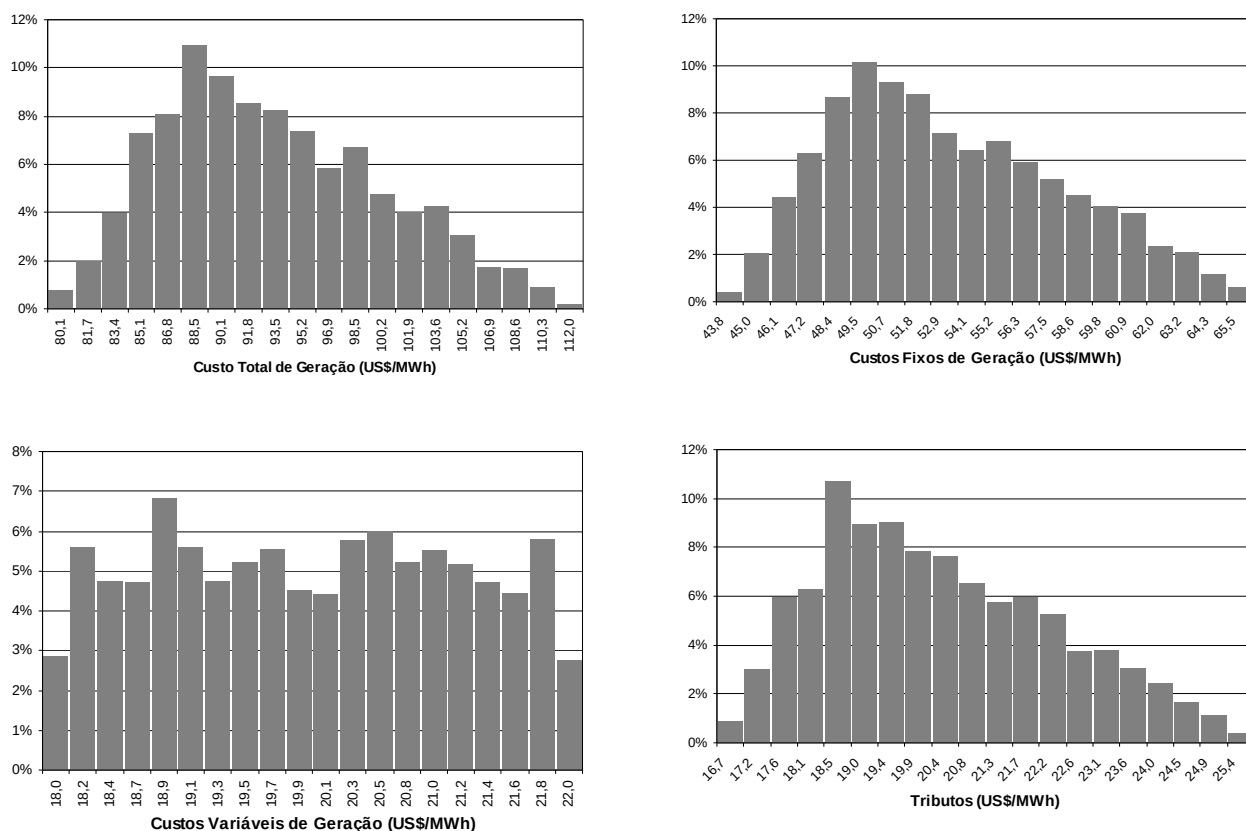
Apêndice C

Resultados das Simulações de Monte Carlo

Nessa seção são apresentados todos os gráficos gerados pelas simulações feitas utilizando o método de Monte Carlo, cujos resultados foram introduzidos de forma resumida no Capítulo III.

C.1 – SCPC

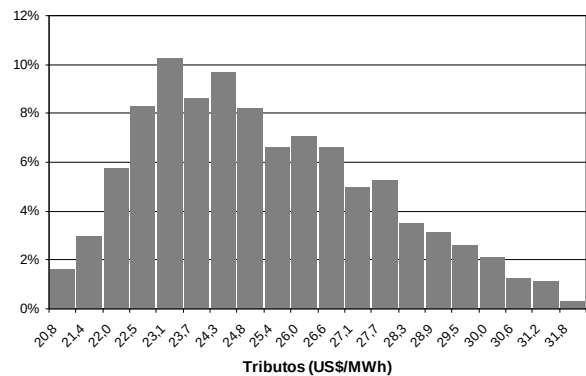
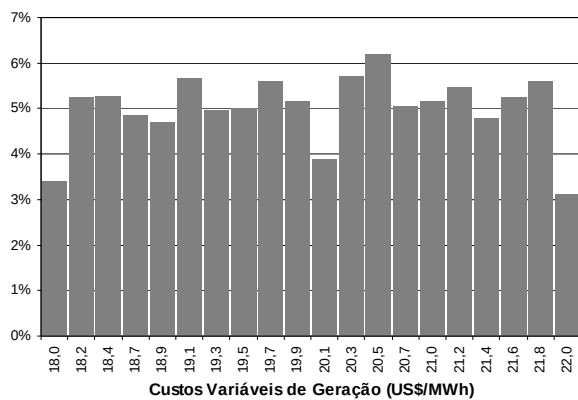
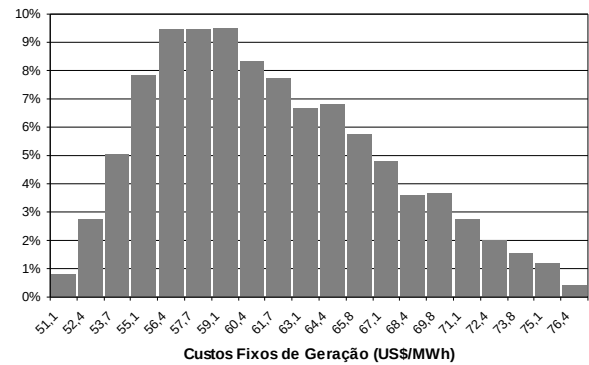
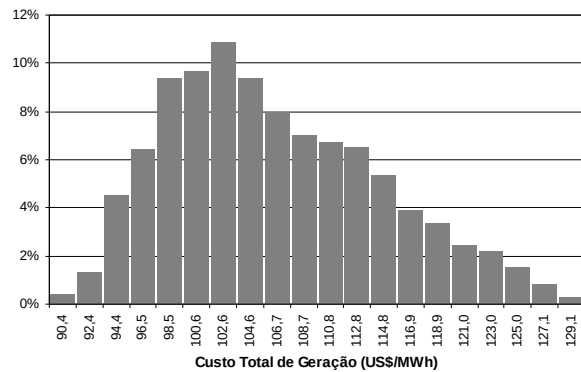
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.1 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 8%.

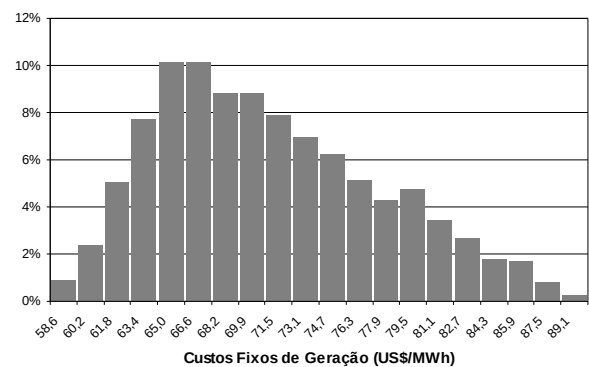
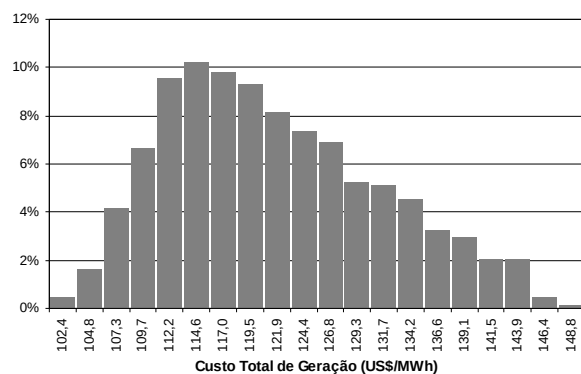
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.2 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.3 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.

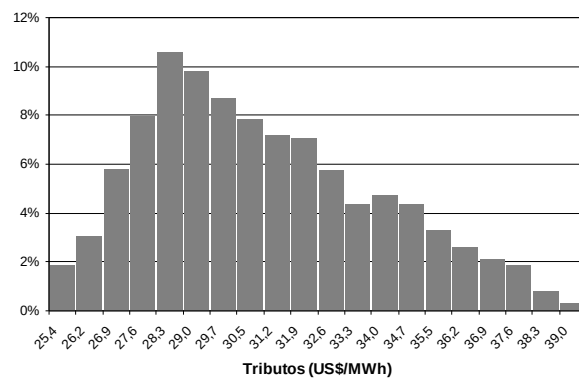
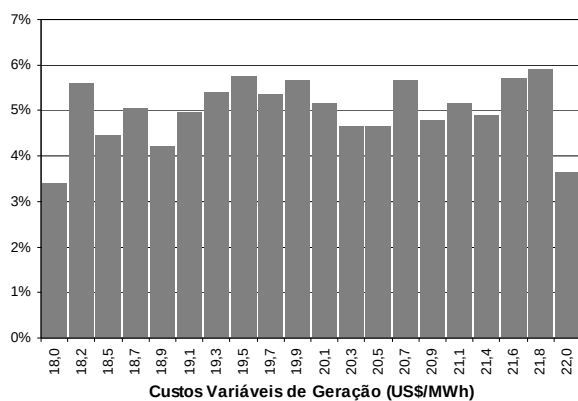
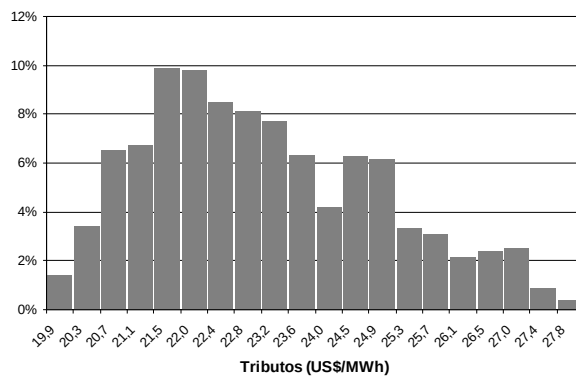
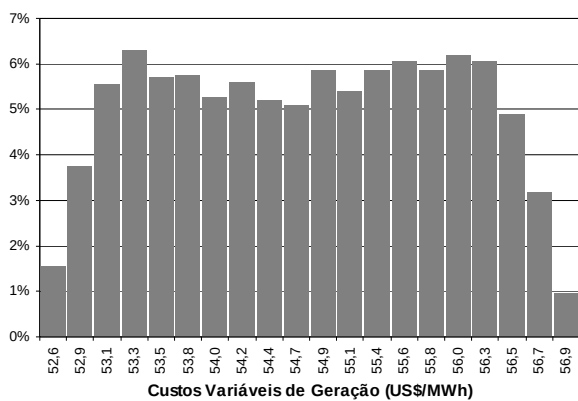
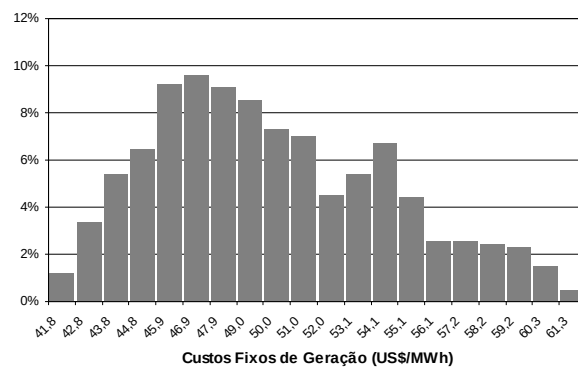
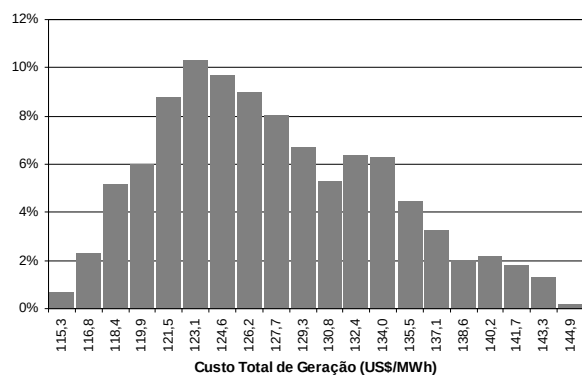


Figura C.3 – (cont.)

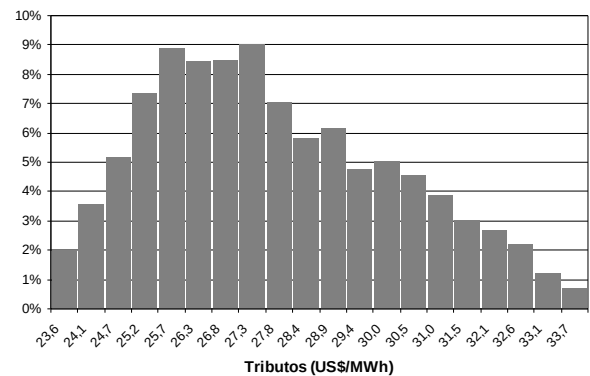
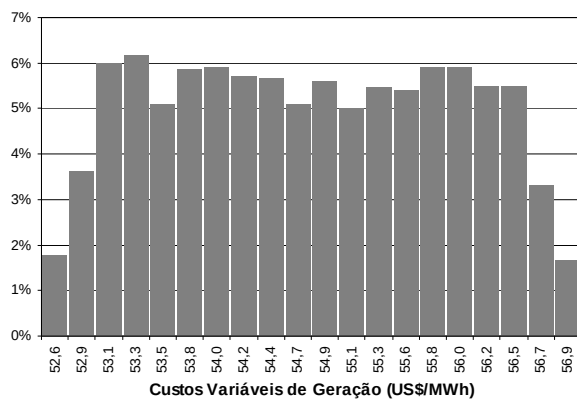
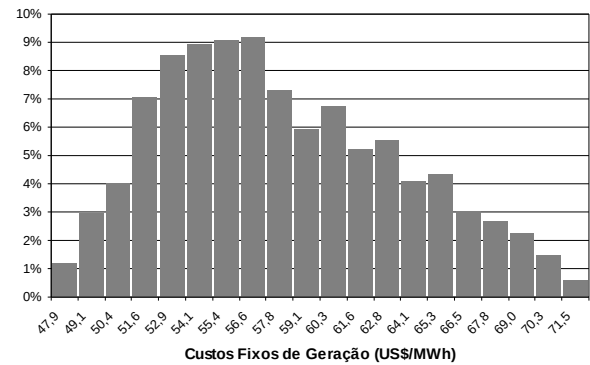
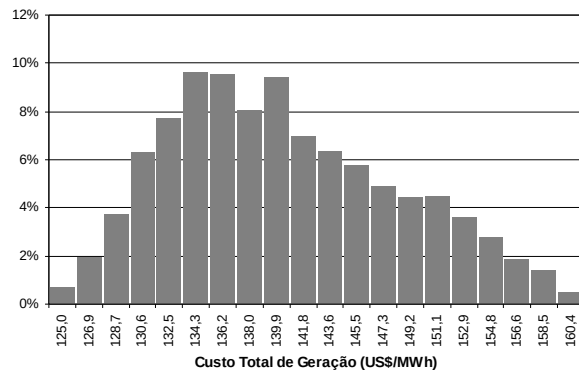
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.4 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 8%.

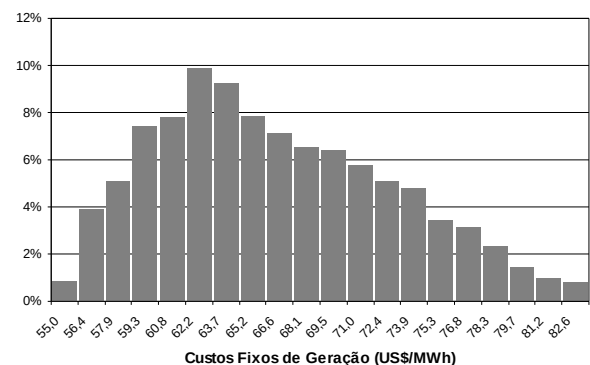
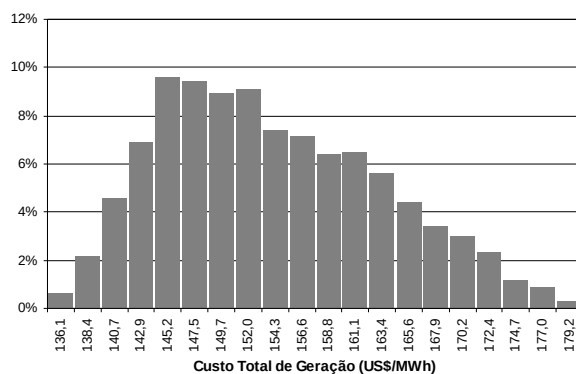
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.5 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.6 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 12%.

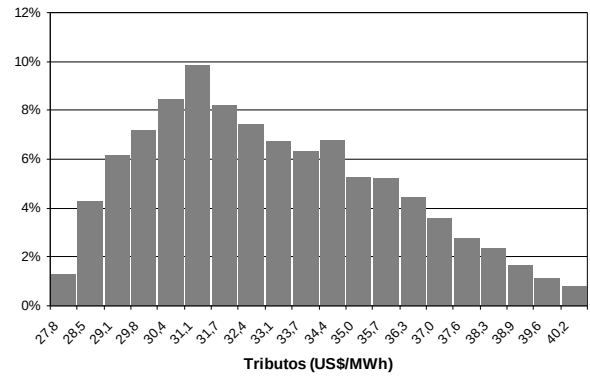
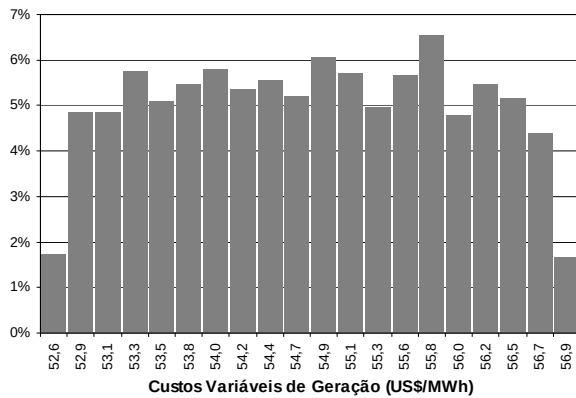
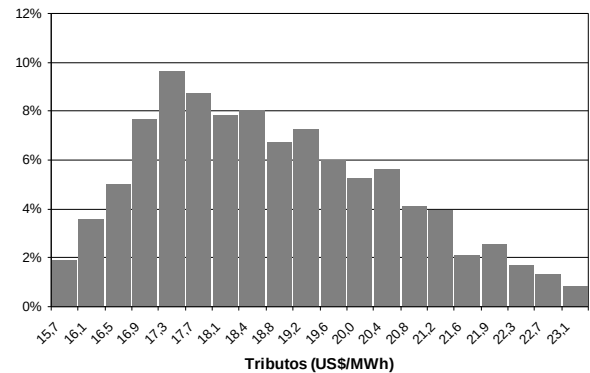
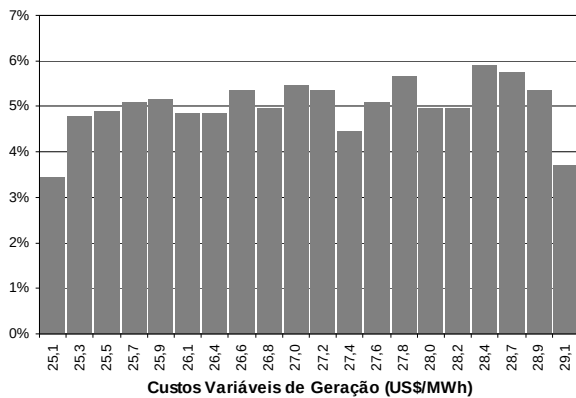
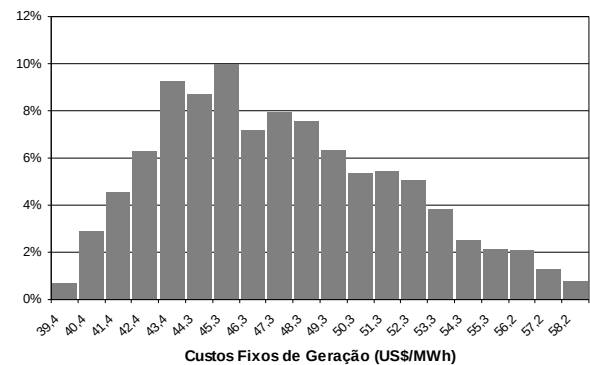
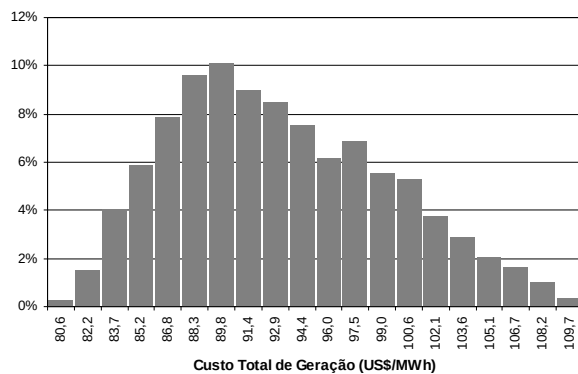


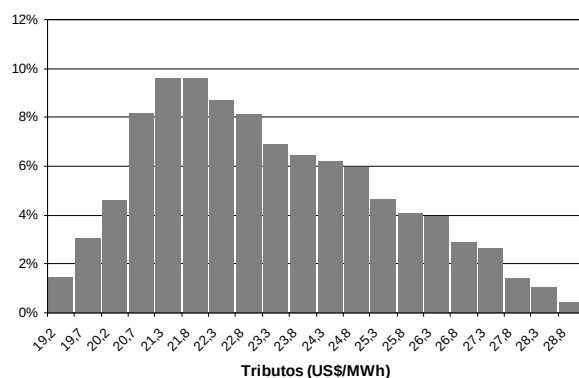
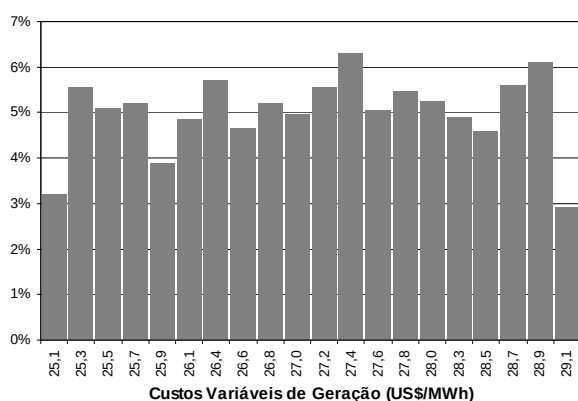
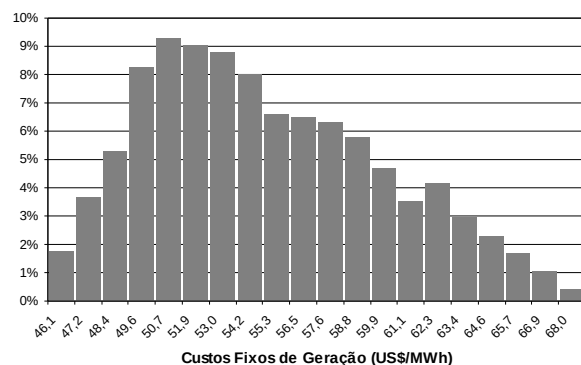
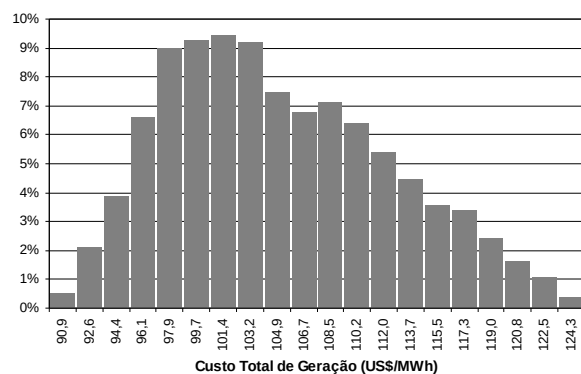
Figura C.6 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.7 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 8%.

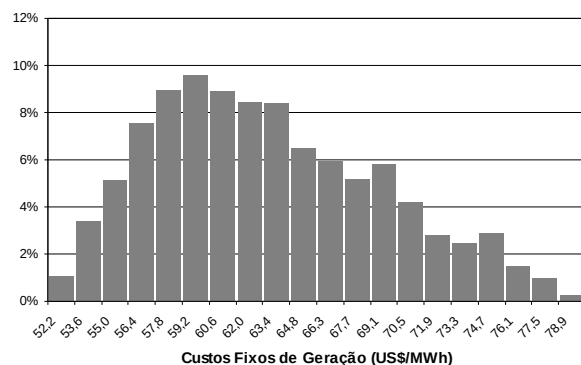
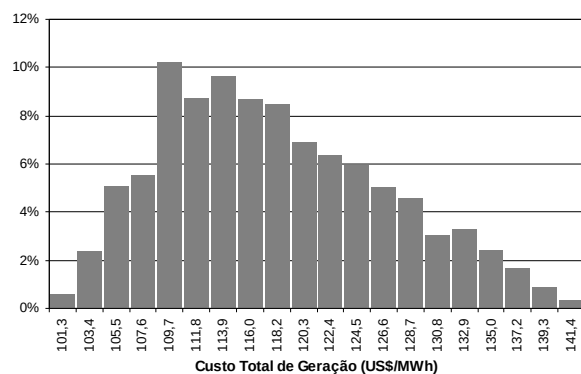
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.8 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.9 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 12%.

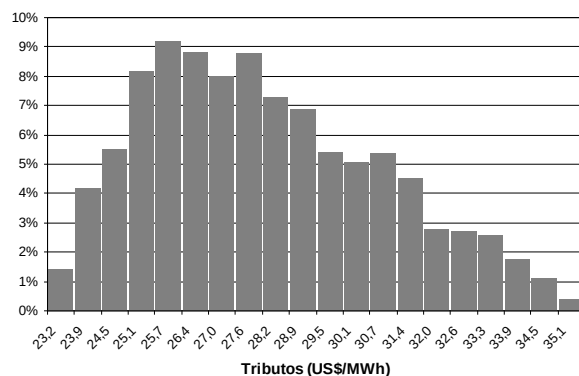
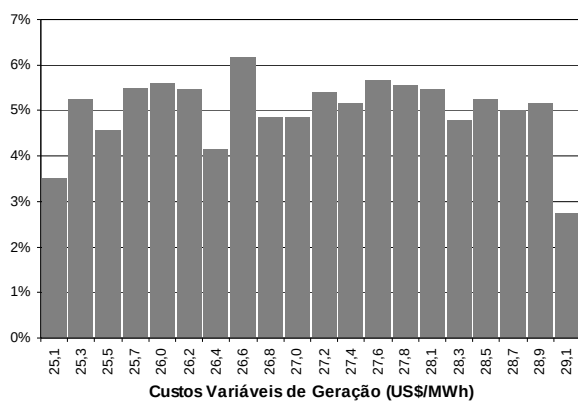
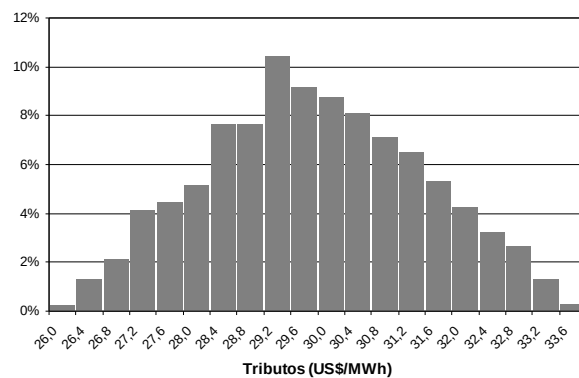
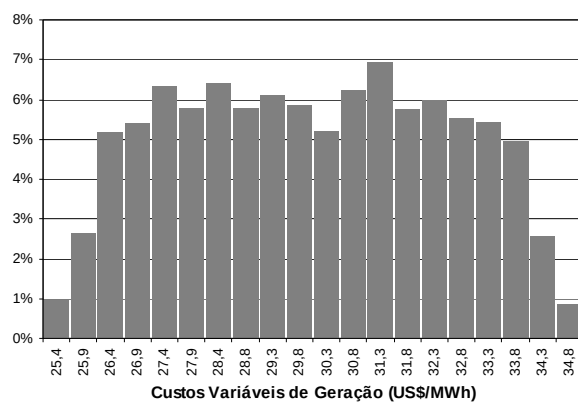
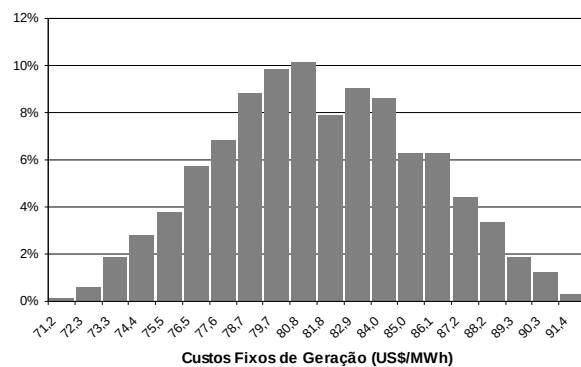
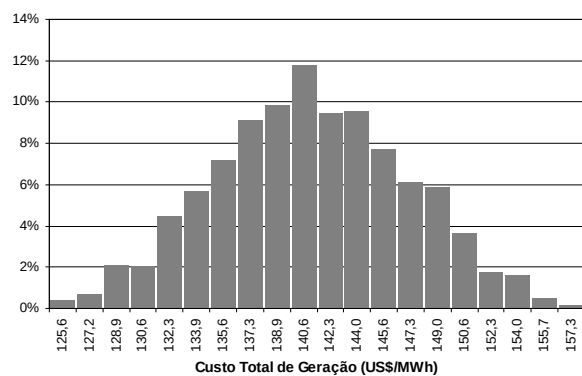


Figura C.9 – (cont.)

C.2 – SCPC + CCS

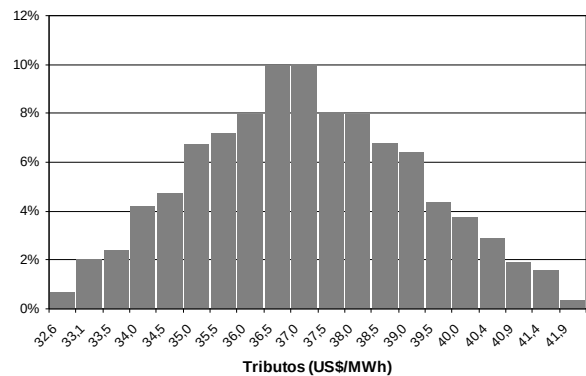
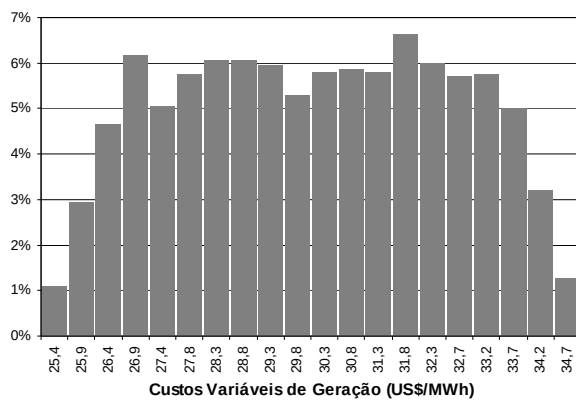
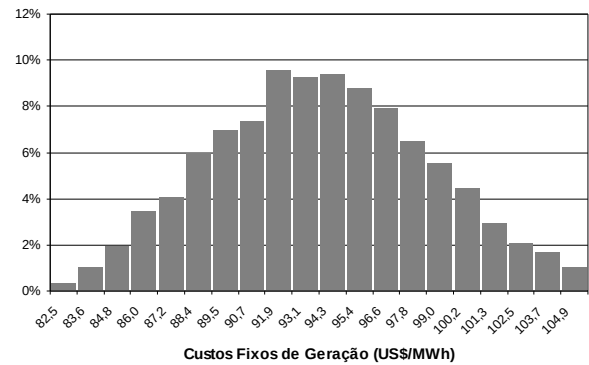
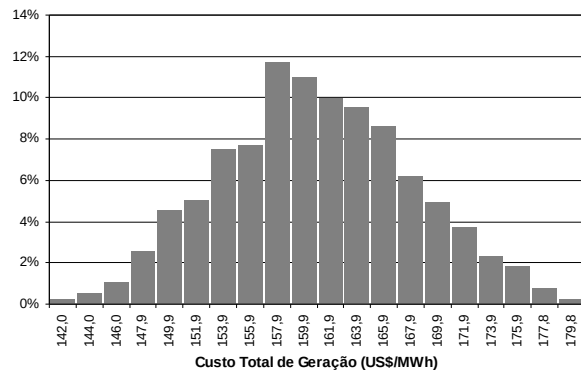
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.10 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.

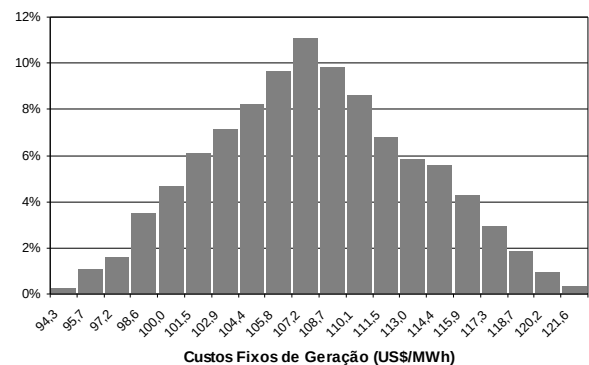
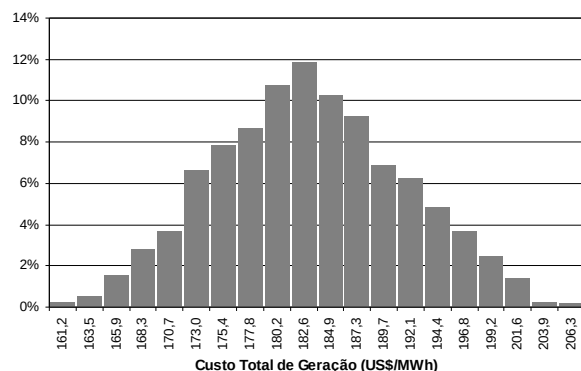
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.11 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.12 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

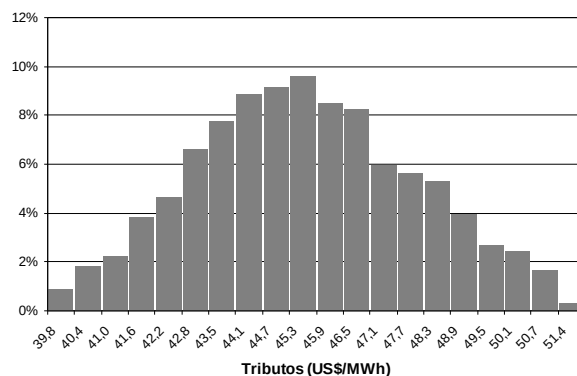
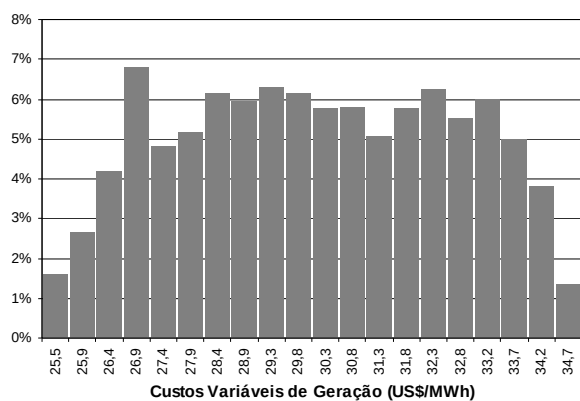
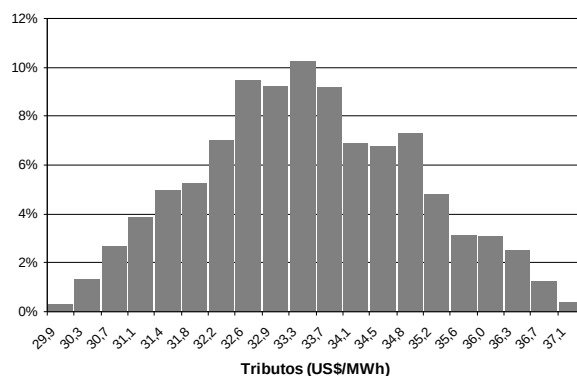
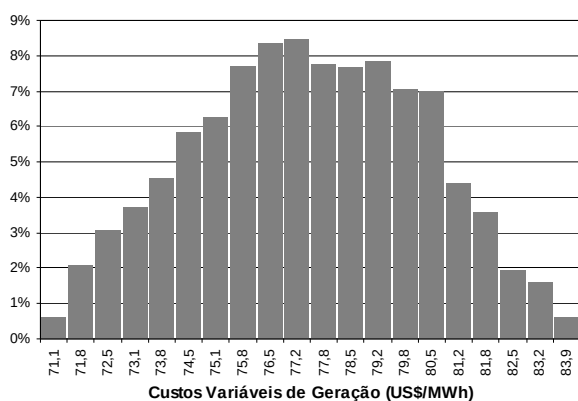
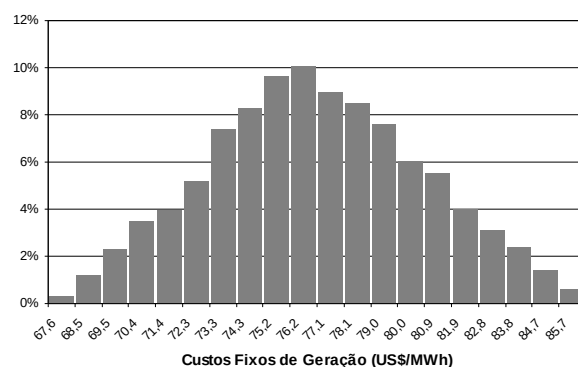
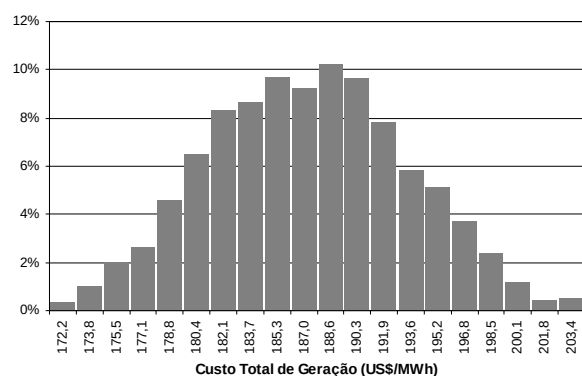


Figura C.12 – (cont.)

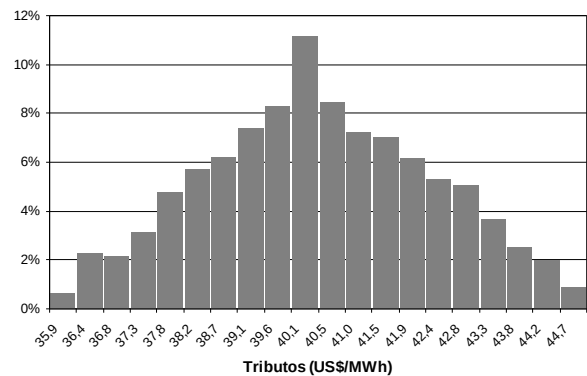
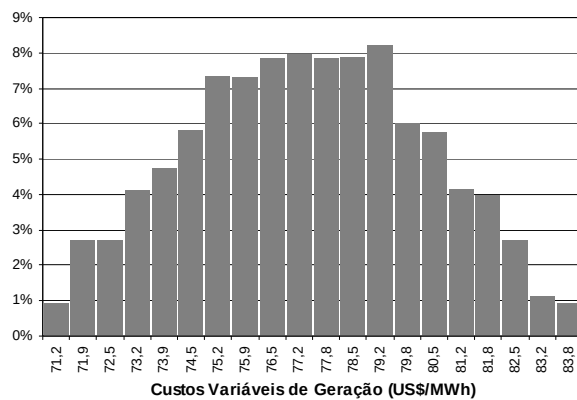
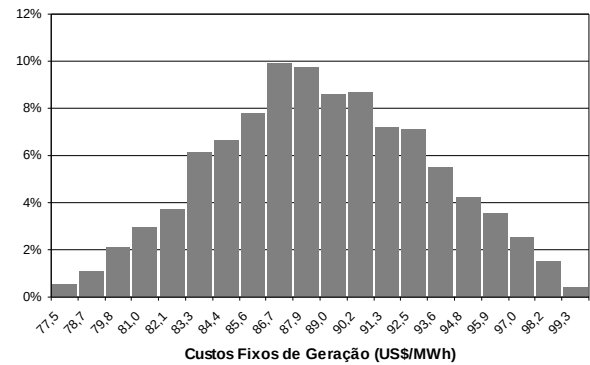
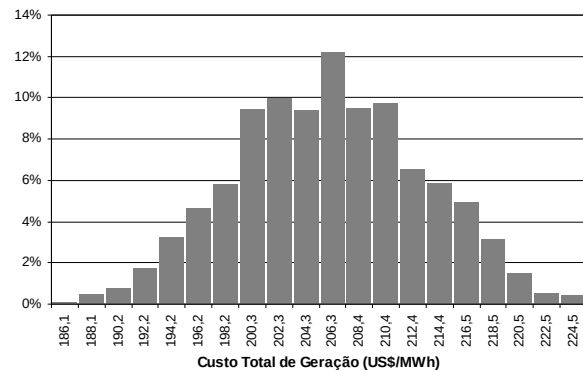
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.13 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.

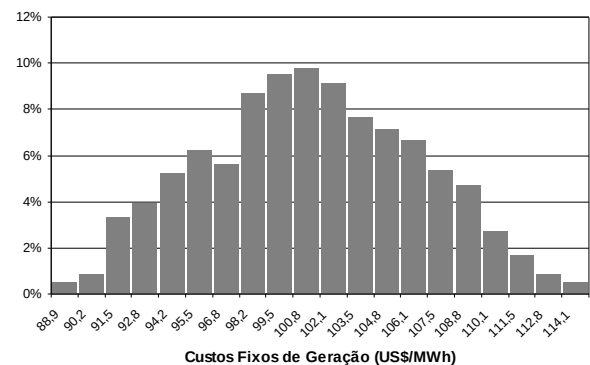
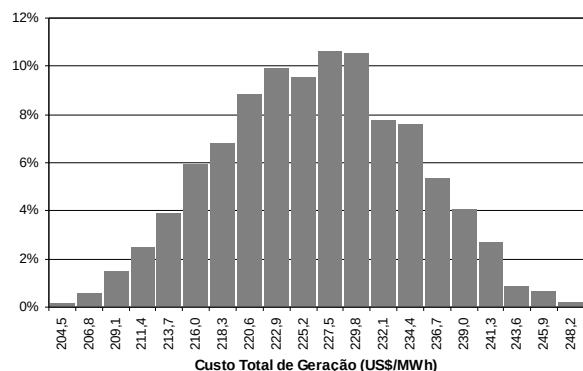
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.14 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.15 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

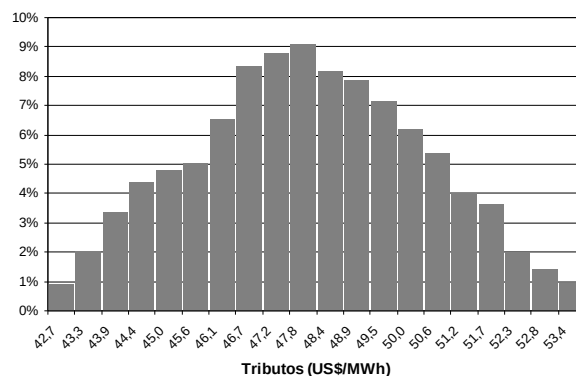
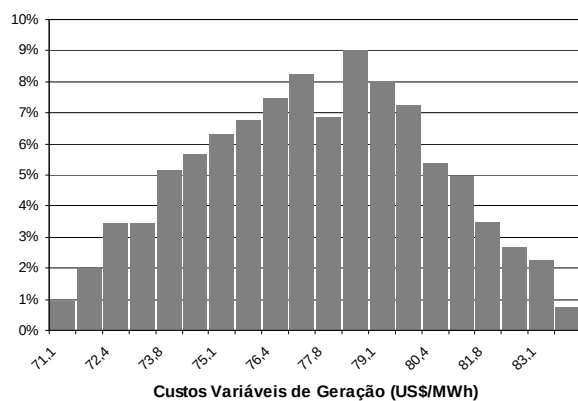
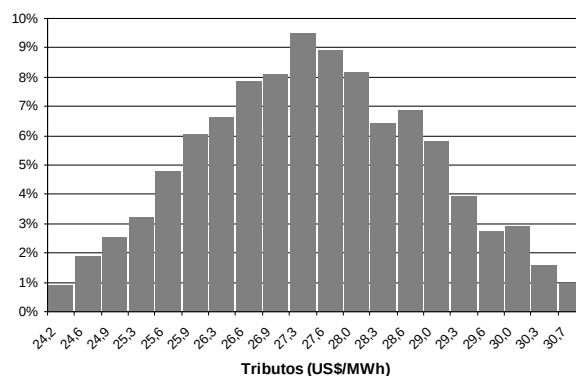
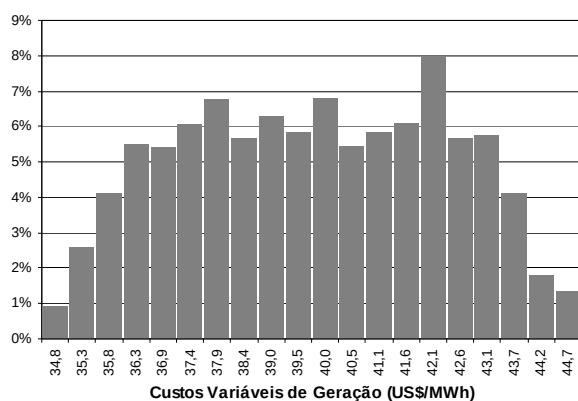
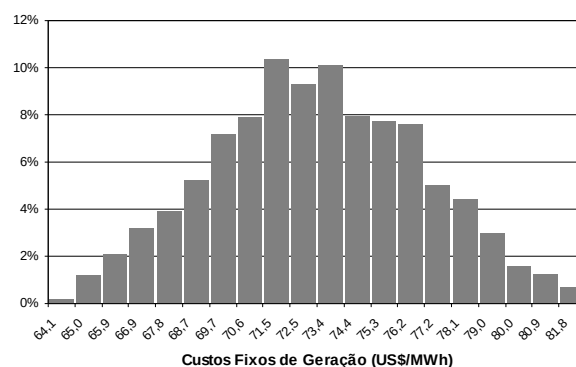
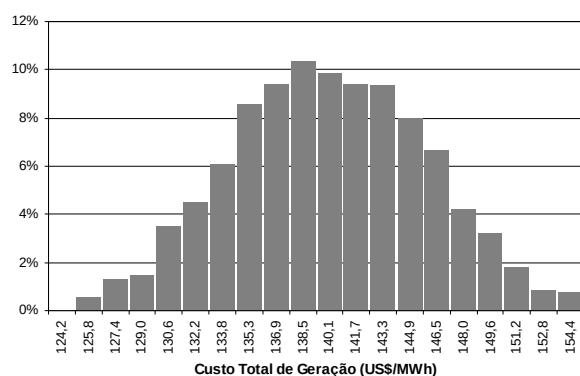


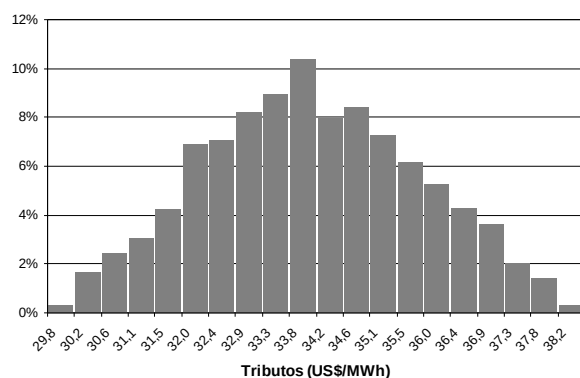
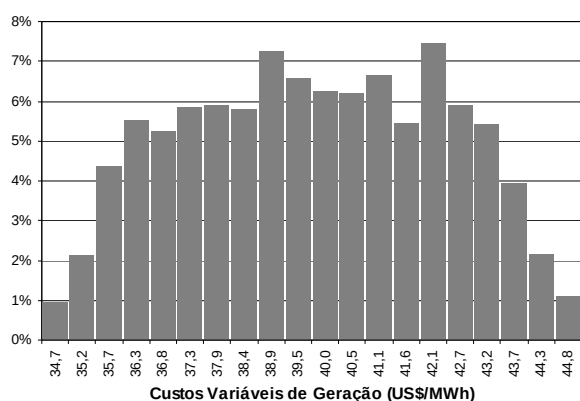
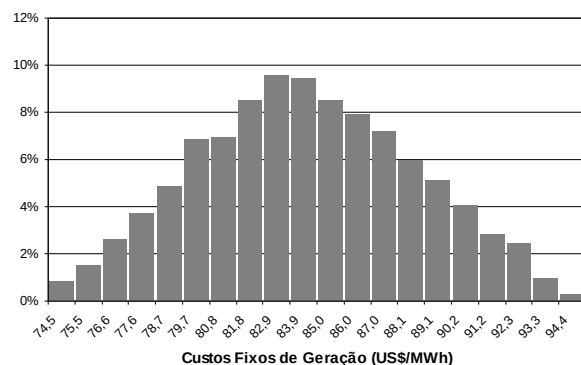
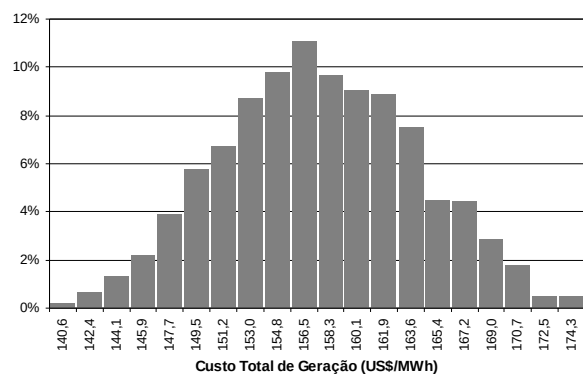
Figura C.15 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
 Figura C.16 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.

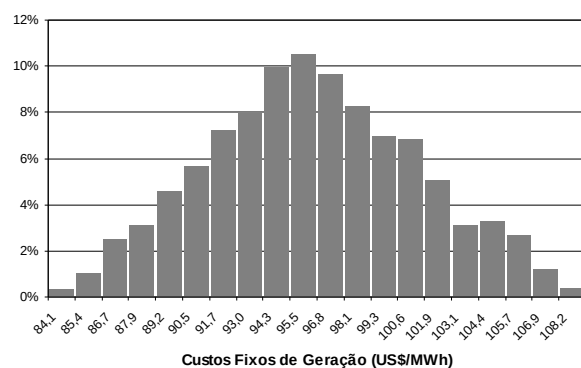
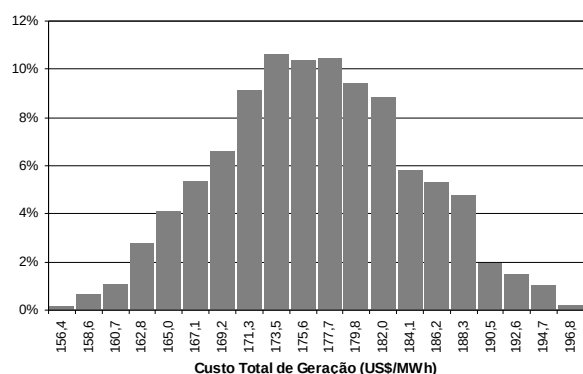
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.17 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.18 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.

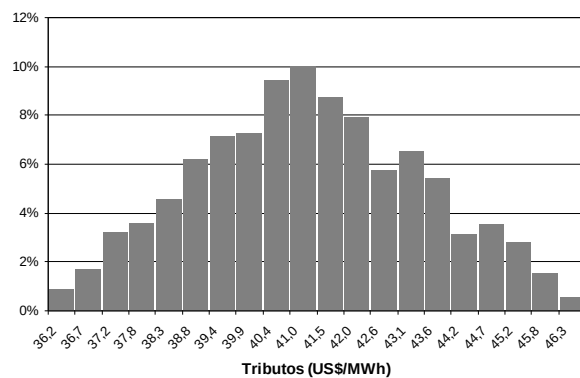
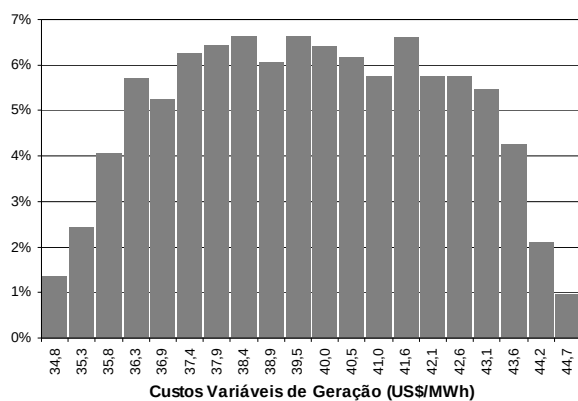
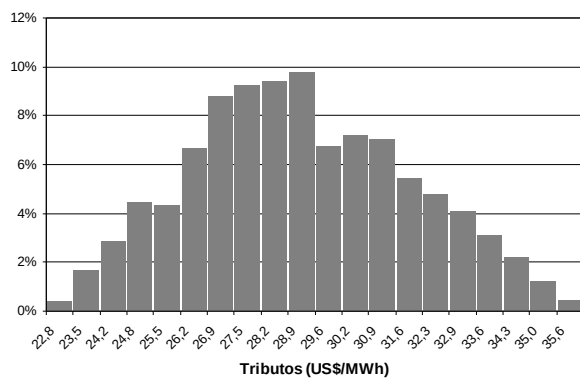
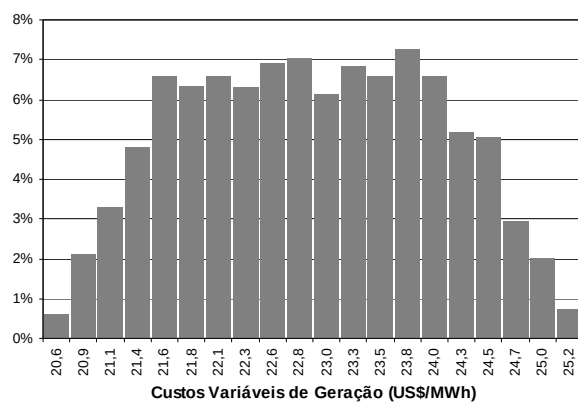
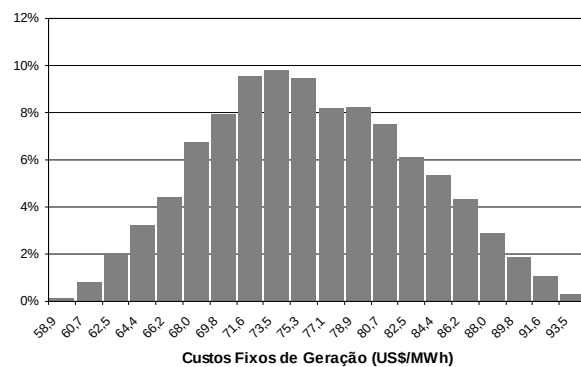
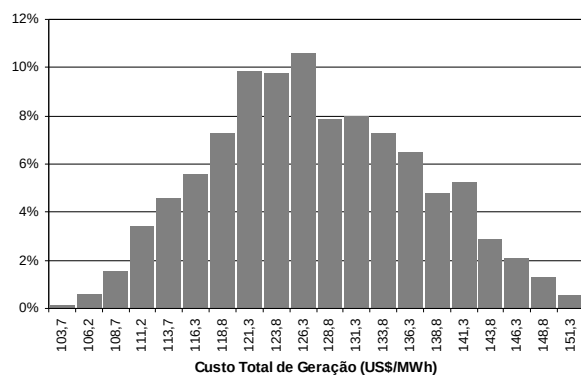


Figura C.18 – (cont.)

C.3 – IGCC

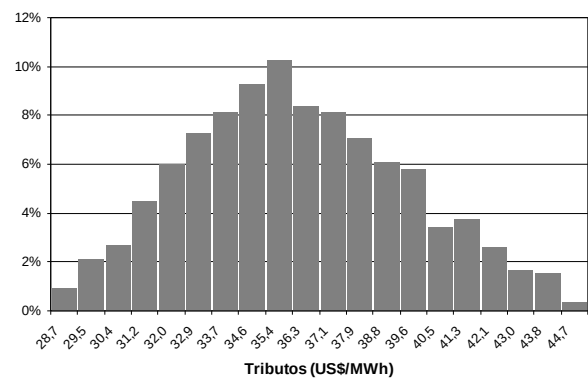
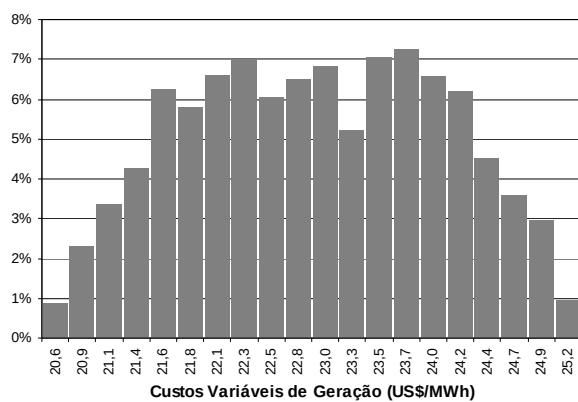
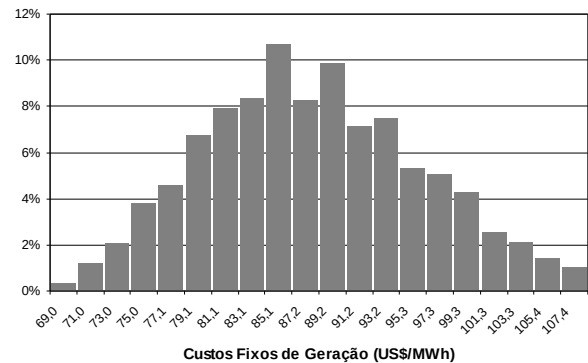
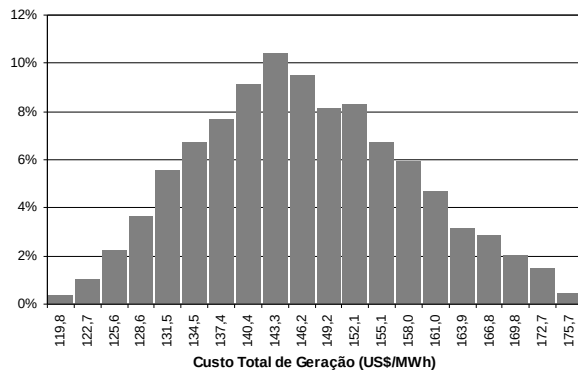
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.19 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 8%.

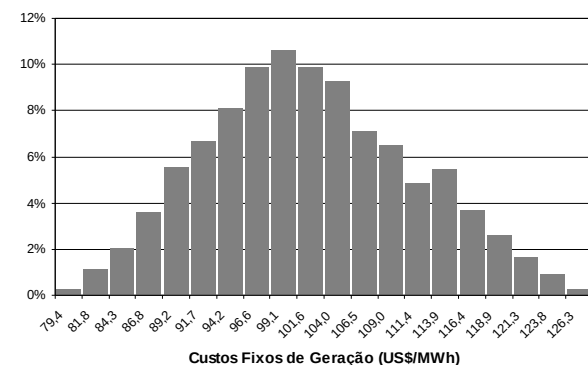
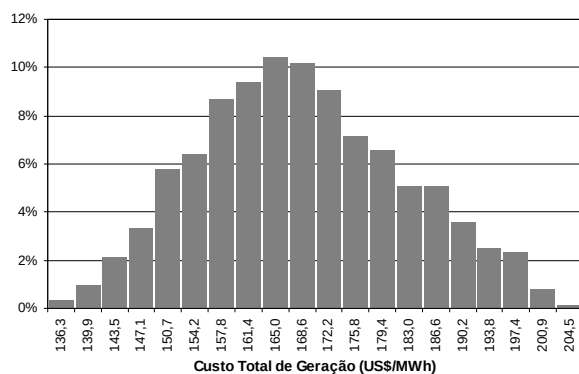
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.20 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.21 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.

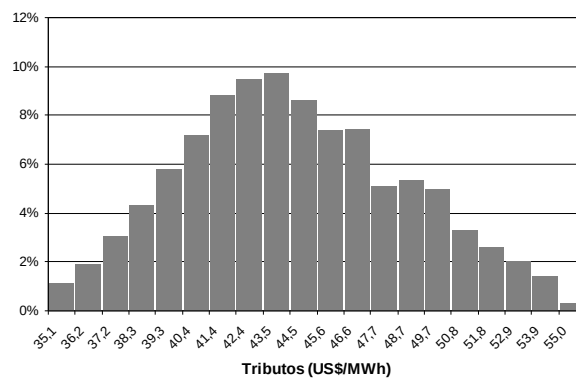
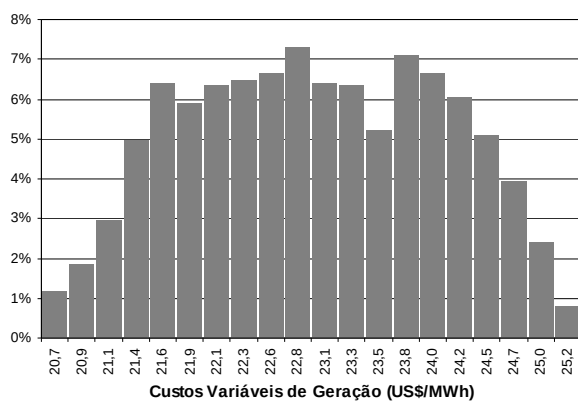
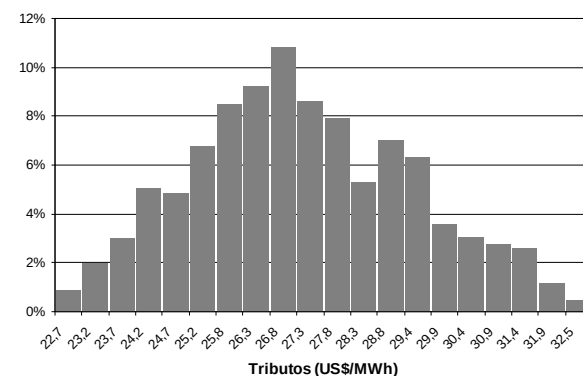
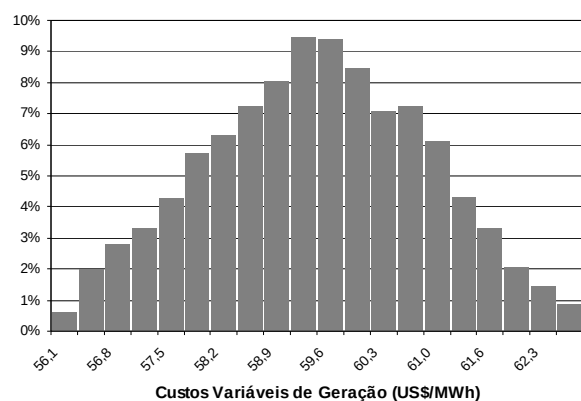
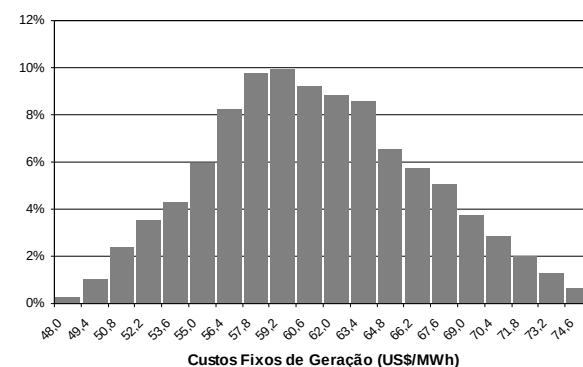
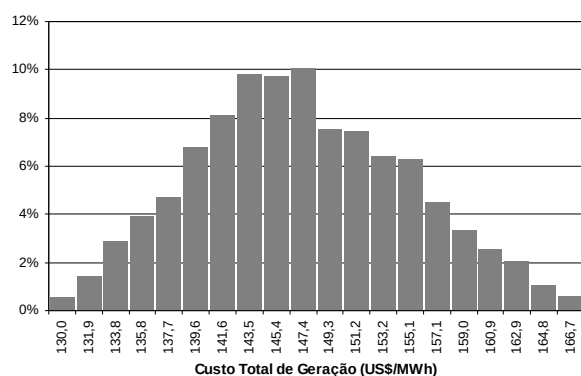


Figura C.21 – (cont.)

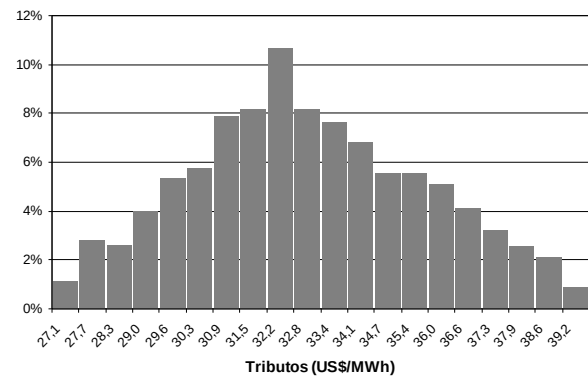
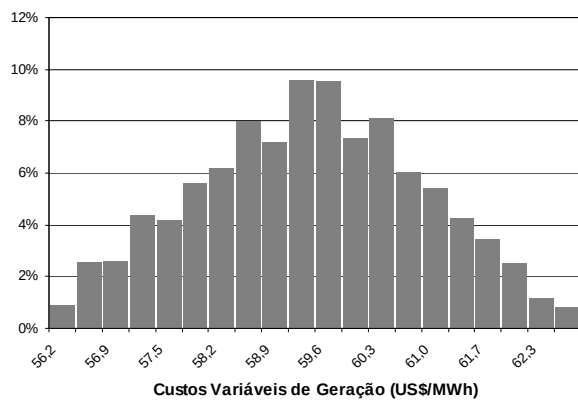
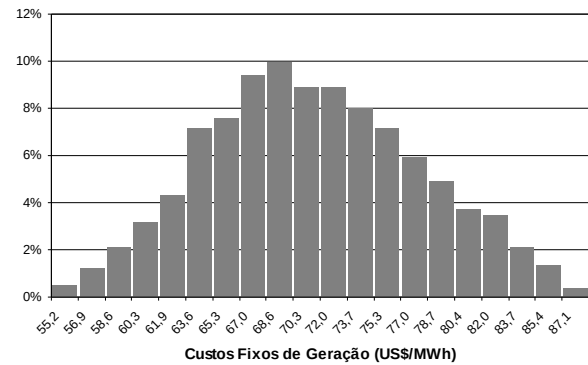
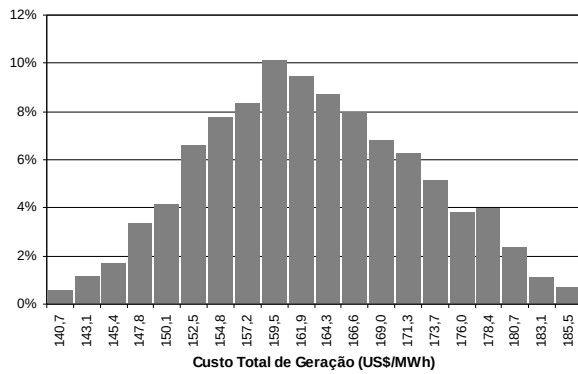
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.22 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 8%.

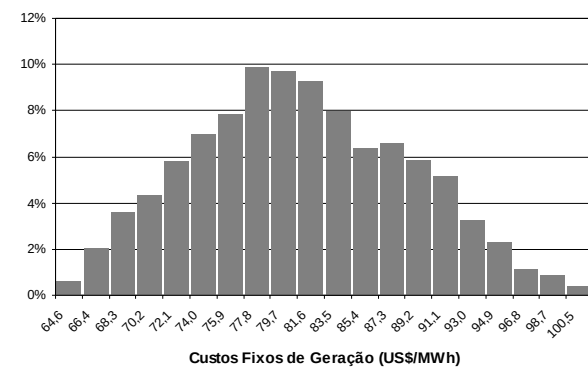
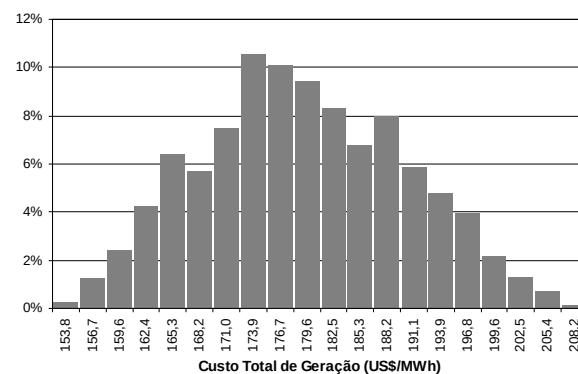
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.23 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.24 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.

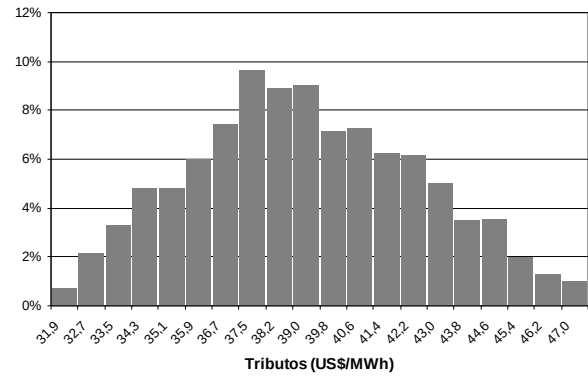
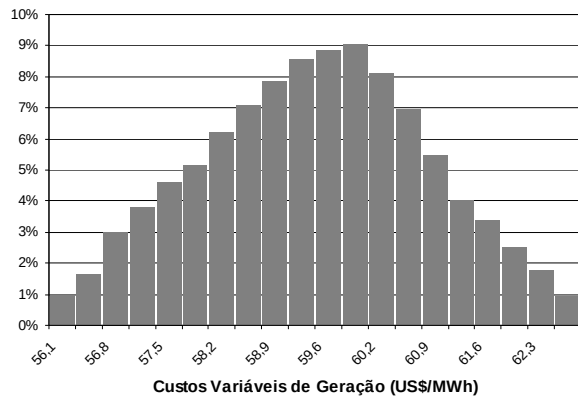
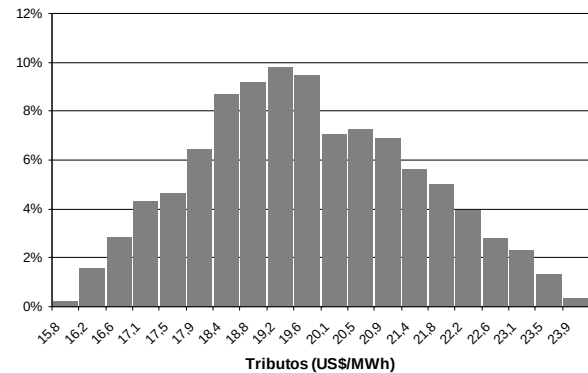
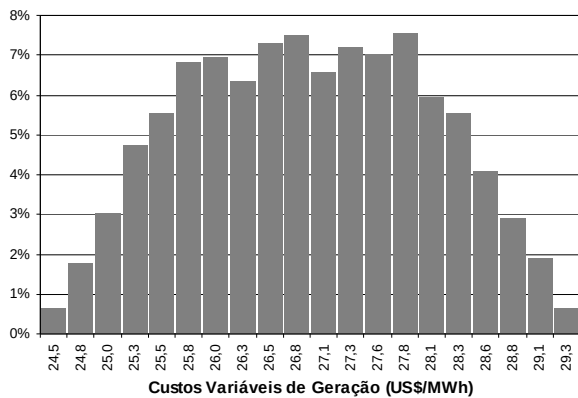
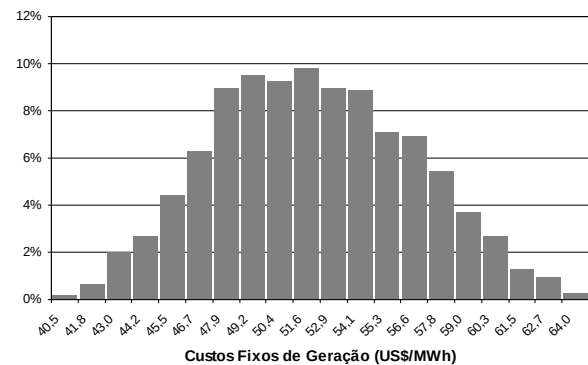
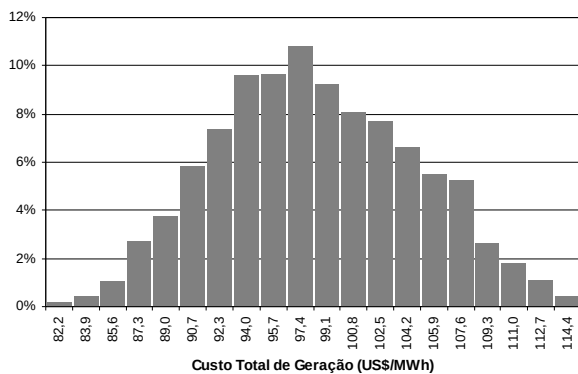


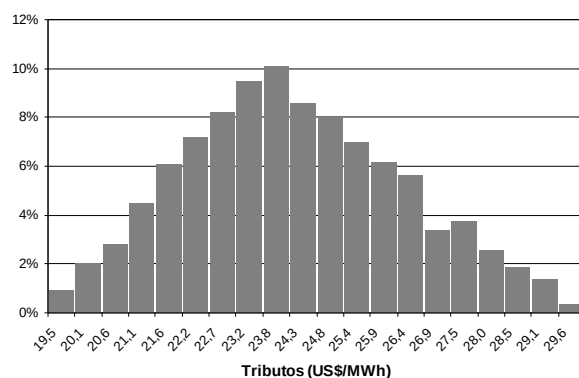
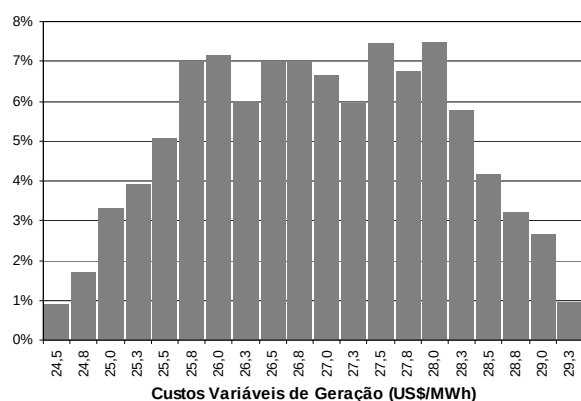
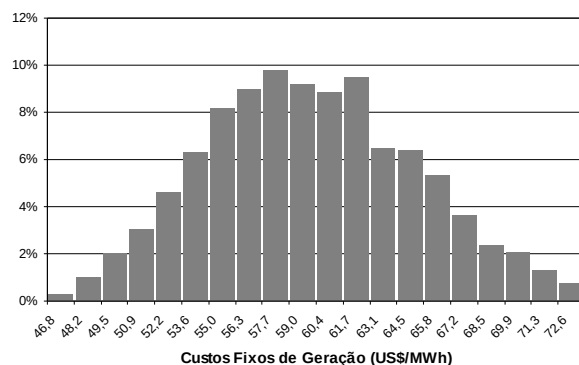
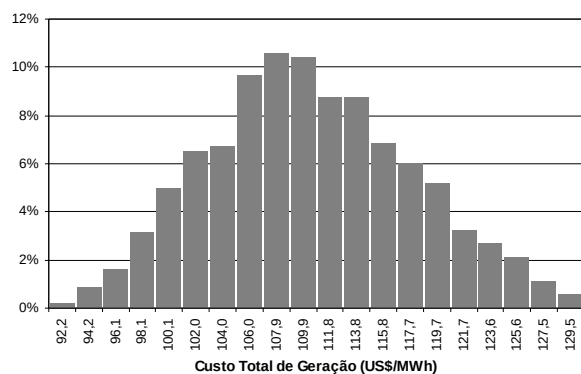
Figura C.24 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.25 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 8%.

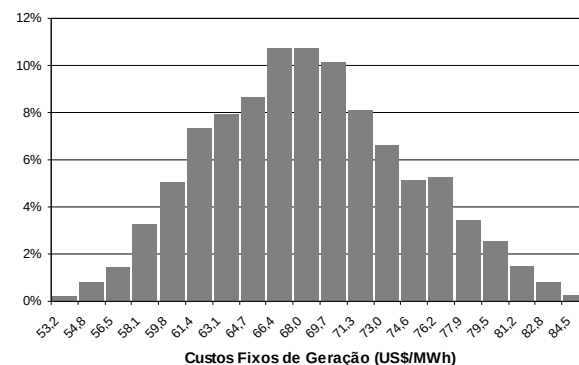
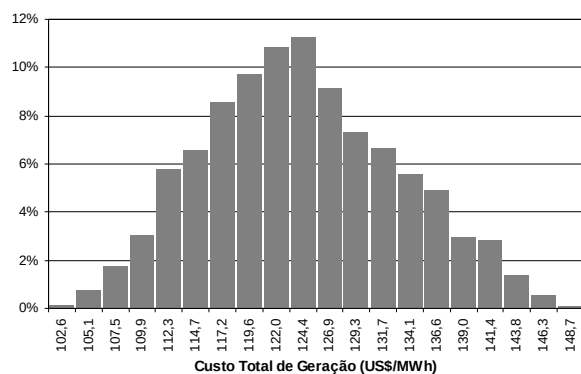
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.26 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.27 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 12%.

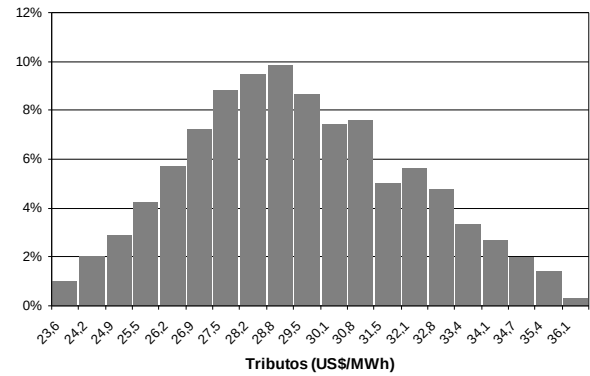
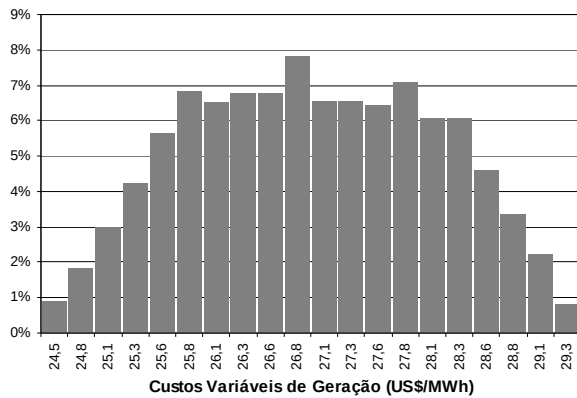
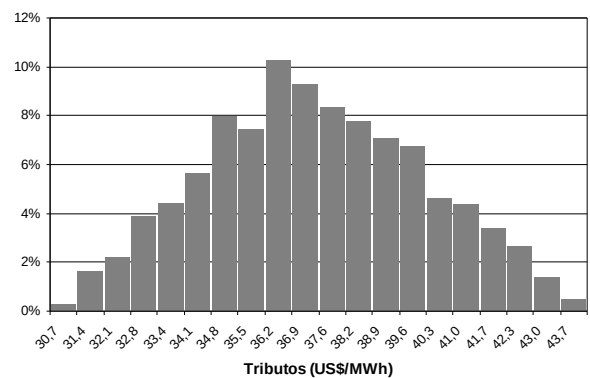
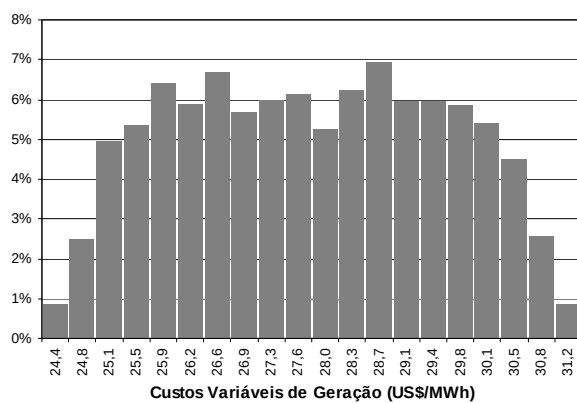
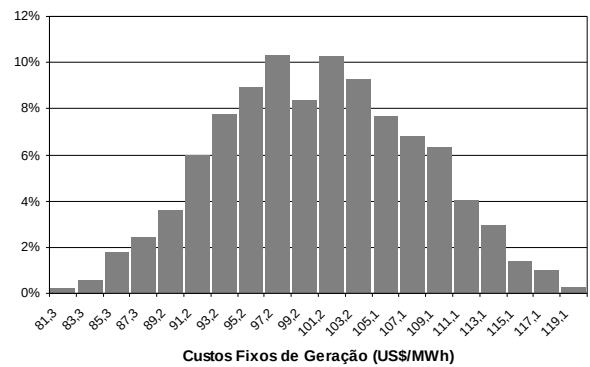
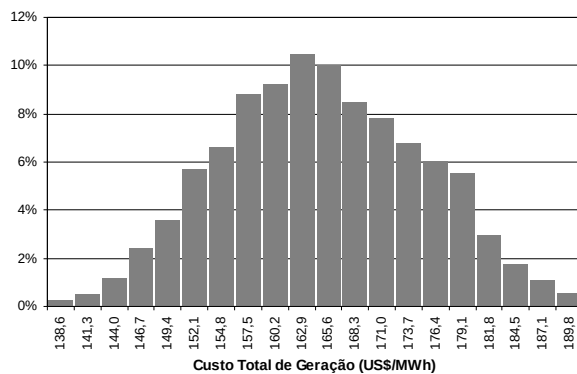


Figura C.27 – (cont.)

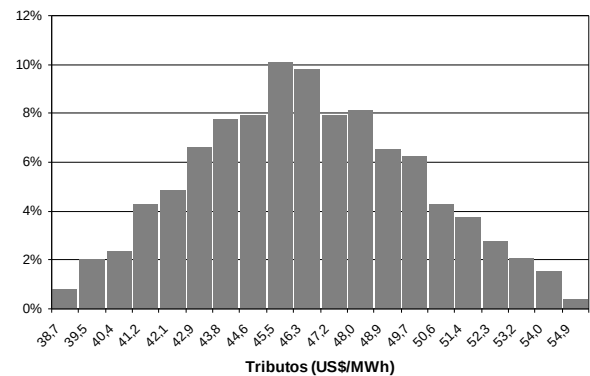
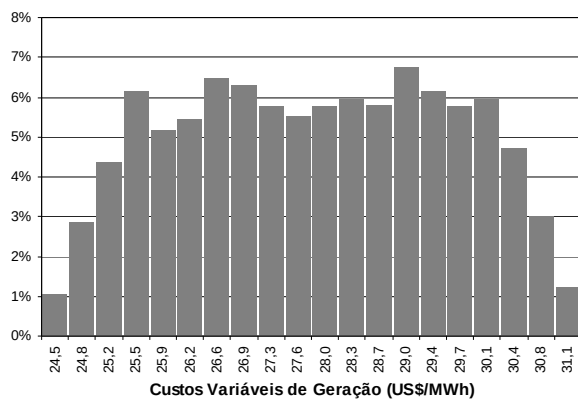
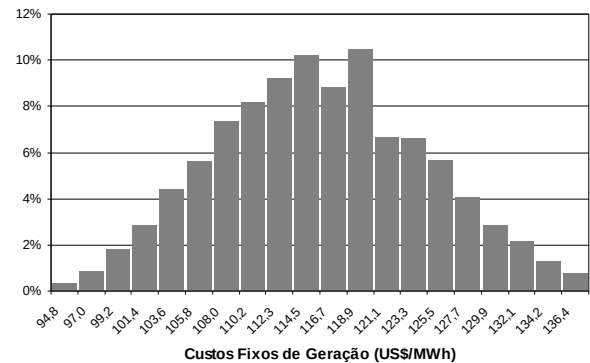
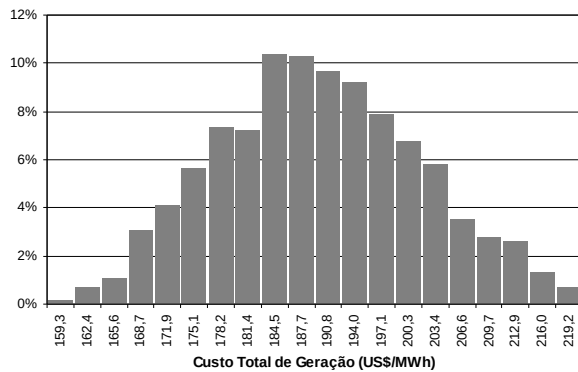
C.4 – IGCC + CCS

Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.28 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.

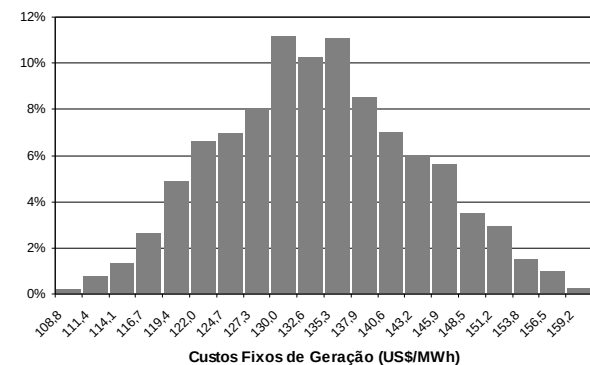
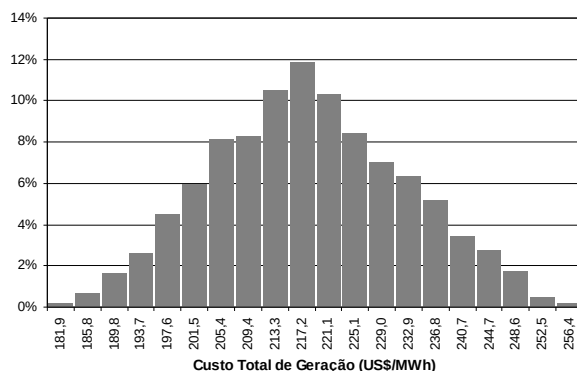
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.29 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.30 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

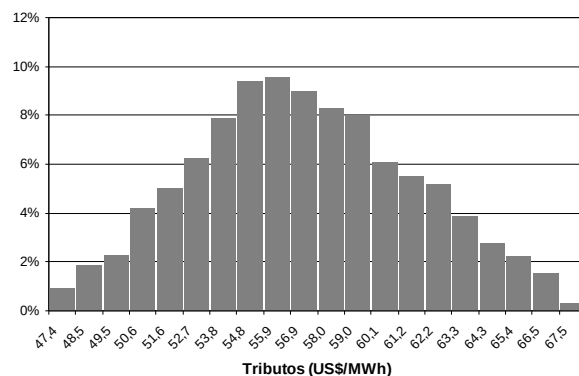
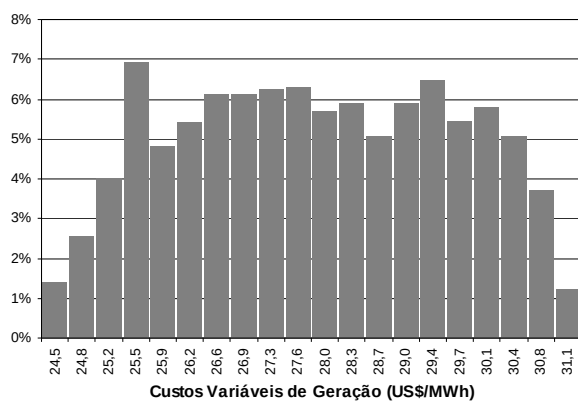
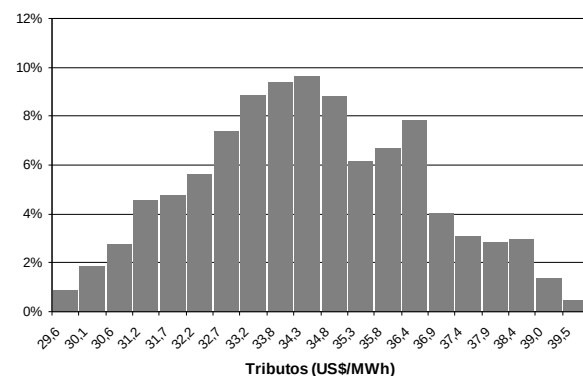
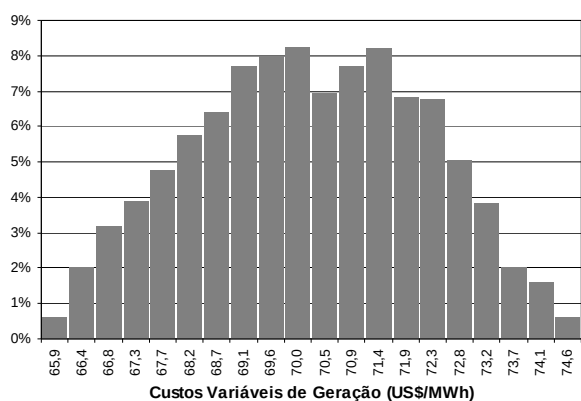
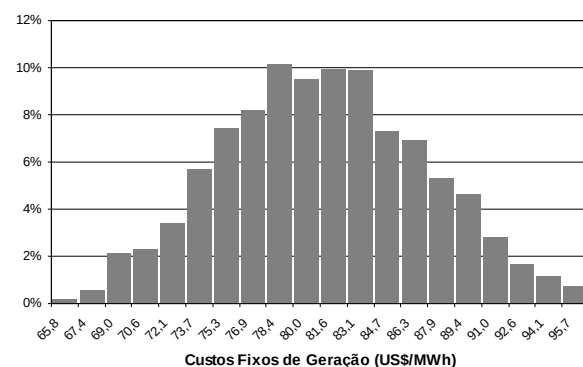
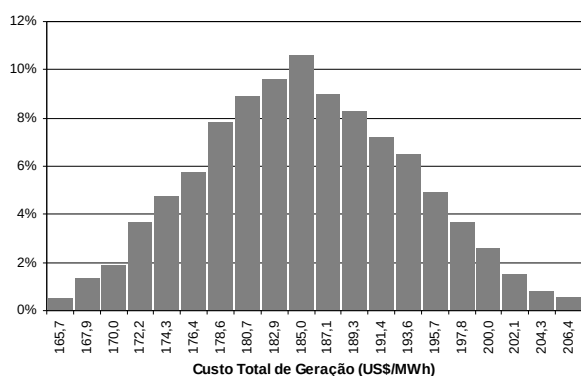


Figura C.30 – (cont.)

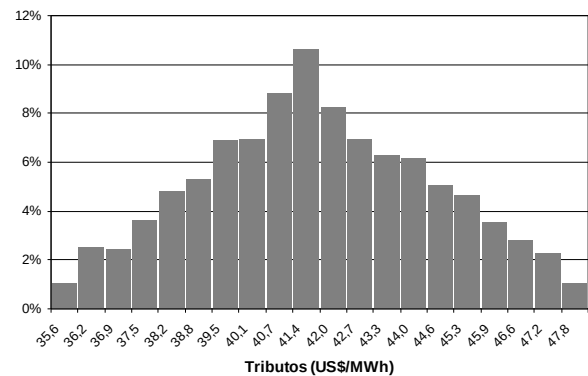
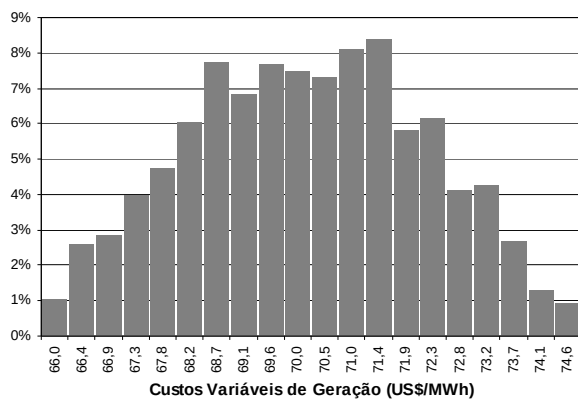
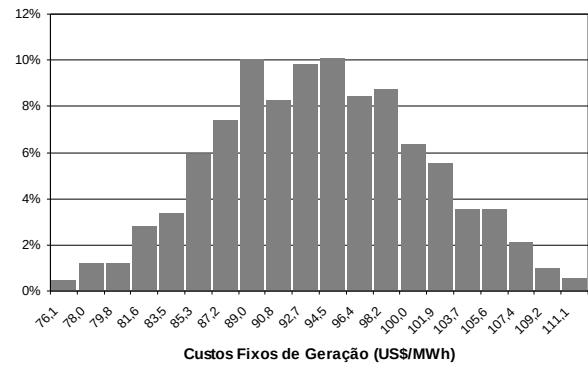
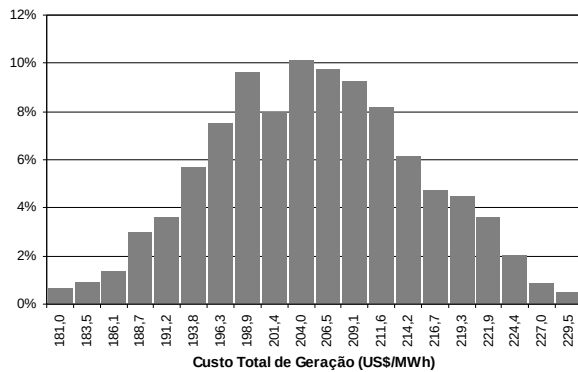
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.31 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.

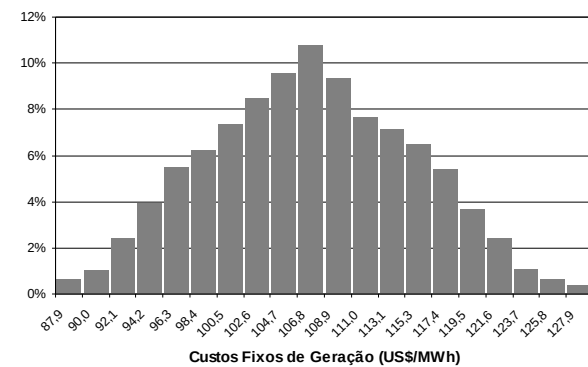
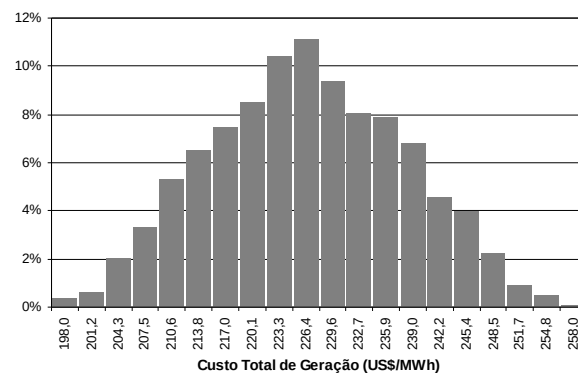
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.32 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.33 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

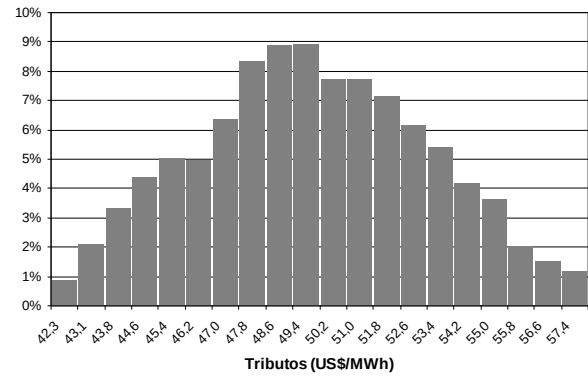
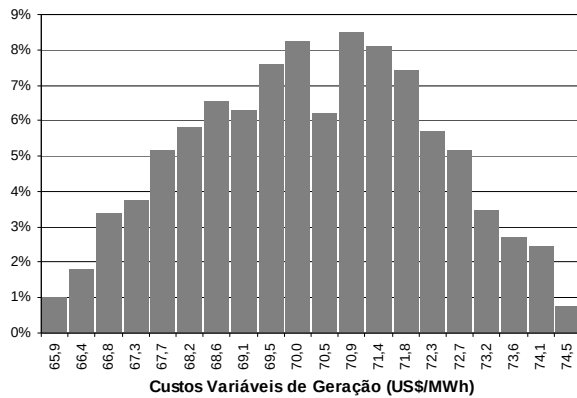
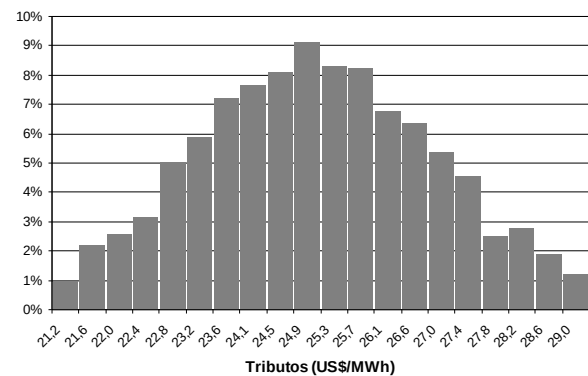
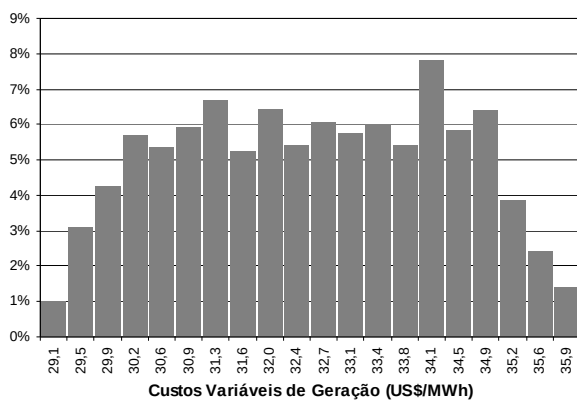
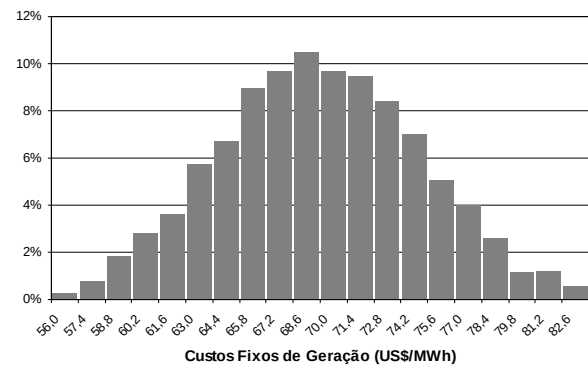
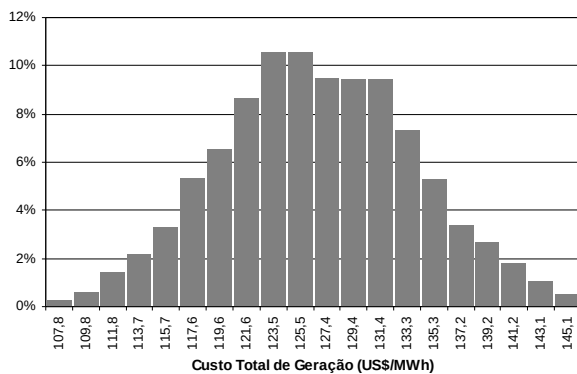


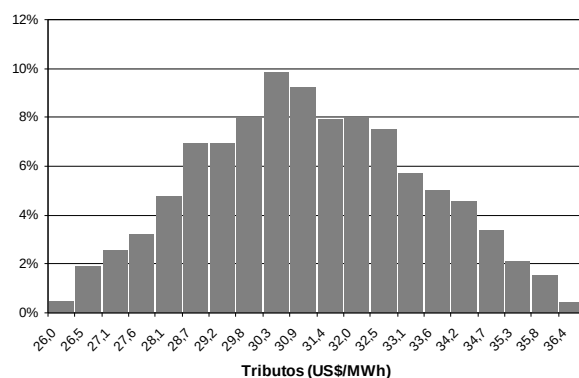
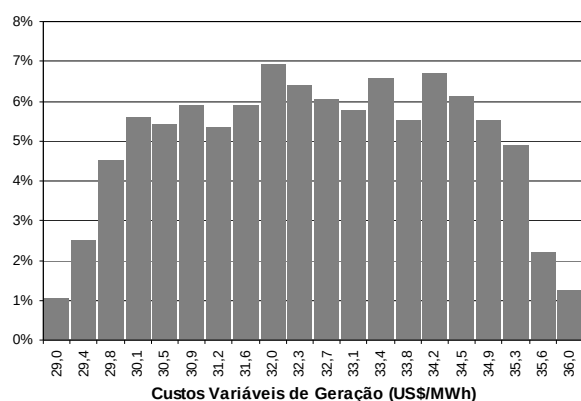
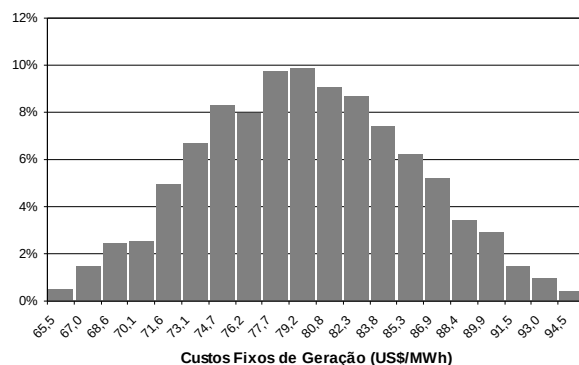
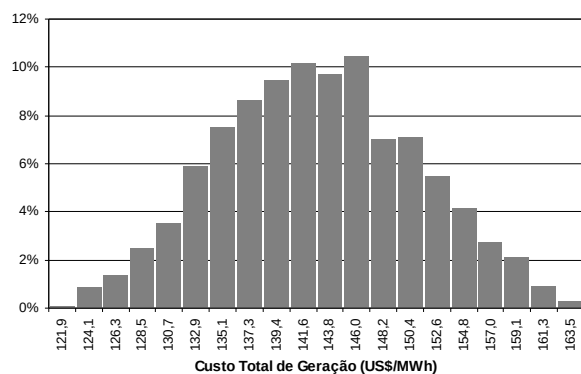
Figura C.33 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.34 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.

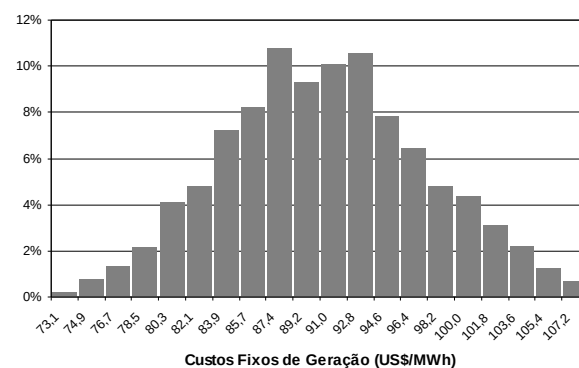
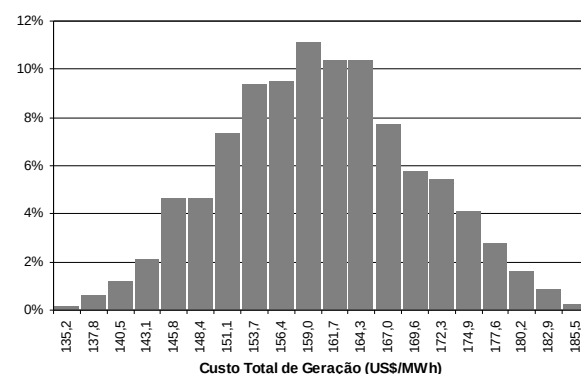
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.35 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.36 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.

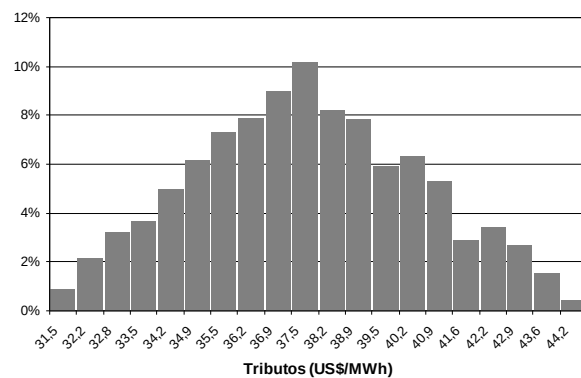
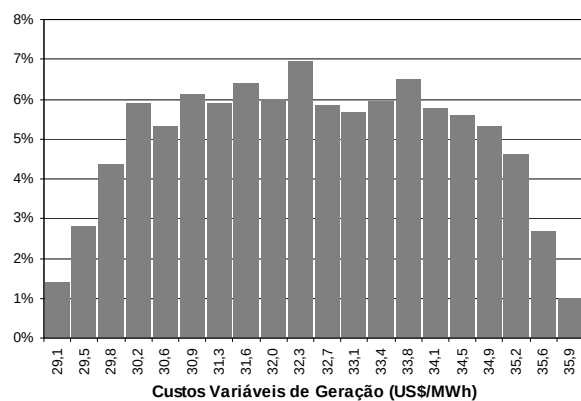


Figura C.36 – (cont.)

Apêndice D

Estudo Comparativo da Tecnologia CCS³⁵

Como mencionado anteriormente, esse trabalho não se aprofundou na análise das tecnologias de CCS devido à complexidade imposta pelo nível de desenvolvimento que se encontram. Esse trabalho se limitará, entretanto, na apresentação dos resultados obtidos pelo ensaio realizado por Blyth *et al.* (2007) para o caso dessa tecnologia.

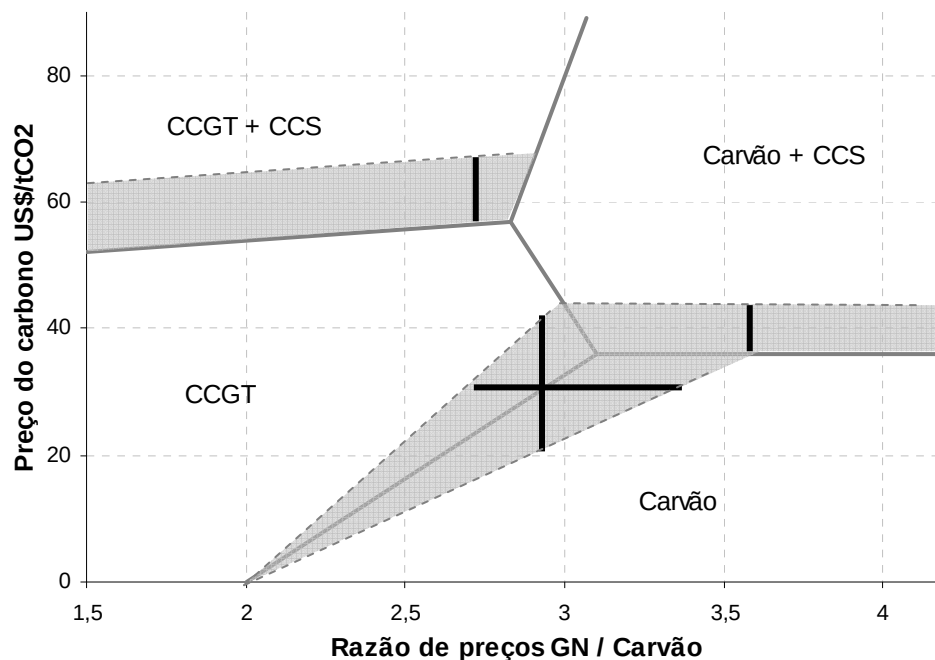
Os resultados apresentados nesse ensaio referem-se a avaliação da opção de postergação do investimento em algumas opções tecnológicas de geração (veja seção 3.3.1) dado que, em um momento no futuro, uma mudança nas políticas ambientais provocará uma alteração significativa nos preços dos créditos de carbono comercializados internacionalmente. Em uma avaliação clássica, o investidor deve avaliar se investe ou não na construção de uma usina e define, naquele momento, a tecnologia que será utilizada. Para isso, geralmente utiliza-se de ferramentas que lhe permitem estimar as possibilidades de ganhos e perdas futuras e, em função dos resultados obtidos, avalia se é vantajoso ou não investir.

Se, por outro lado, o investidor tem a opção de esperar um momento mais propício para a realização desse investimento, ele reduz o risco do investimento, pois à medida que o tempo passa, essas incertezas se tornam menores, até o momento em que ele passa a conhecer as novas regras ambientais que irão vigorar. Porém, o investidor tem um custo para esperar, podendo esse custo ser, por exemplo, o custo pela perda de oportunidade caso tivesse investido antes.

Utilizando o método de Opções Reais, Blyth *et al.* (2007) obtém os resultados apresentados no gráfico das Figura C.1. Nesse gráfico são traçadas as regiões de decisão de cada tecnologia em função dos preços dos combustíveis e dos

³⁵ Para maiores detalhes, veja Blyth *et al.* (2007).

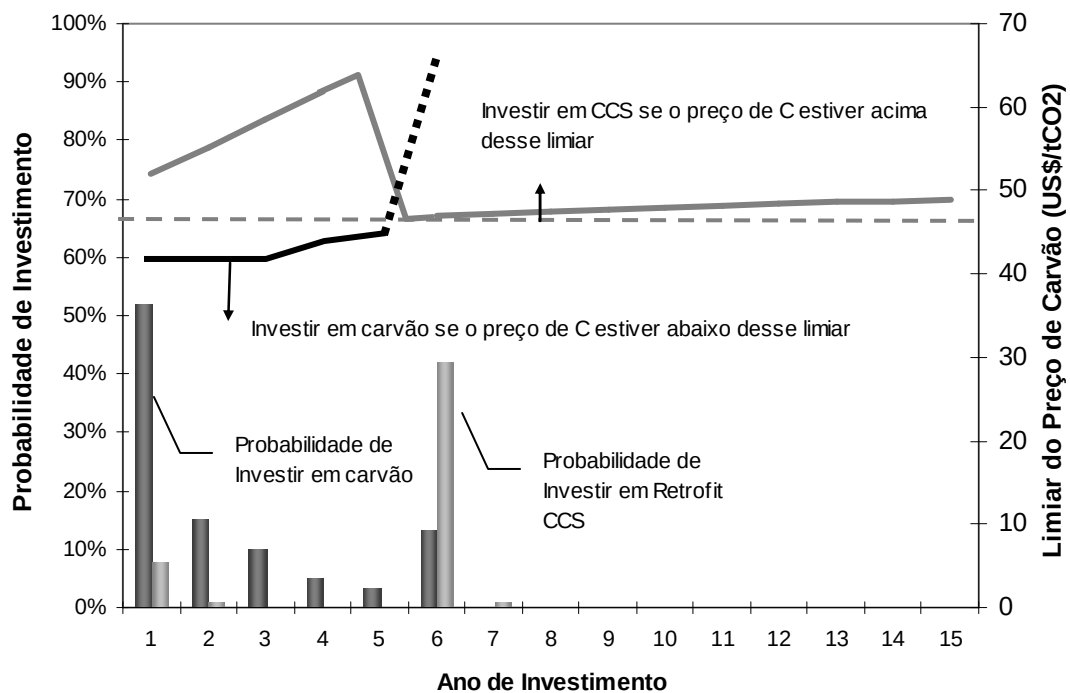
créditos de carbono (linhas cinzas contínuas). As regiões sombreadas indicam que o investidor deve esperar ao invés de investir imediatamente considerando um cenário de 10 anos antes do choque no preço dos créditos de carbono.



Fonte: Blyth *et al.*, 2007

Figura D.1 – Regiões de escolha entre algumas opções de geração em função dos cenários de preços de combustíveis e dos créditos de carbono.

Uma alternativa analisada por Blyth *et al.* (2007) é o investimento em uma usina a carvão sem CCS, porém com a possibilidade de se realizar uma reforma nessa usina (“*retrofit*”) acrescentando posteriormente essa tecnologia. Dessa forma, o CCS atua como um “*hedge*”, ou seja, caso o preço dos créditos de carbono aumentem (ou, equivalentemente, os custos impostos à emissão de gases de efeito estufa aumentem), o investimento nessa tecnologia passa a ser vantajoso. Isso é demonstrado no gráfico apresentado na Figura C.2 onde o choque no preço dos créditos de carbono ocorre no ano 6.



Fonte: Blyth *et al.*, 2007

Figura D.2 – Probabilidade de investimento em uma usina a carvão com a possibilidade de retrofit com CCS.



COPPE/UFRJ

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Junho de 2009

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Dr. Amaro Olímpio Pereira Jr., D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
JUNHO DE 2009

Oliveira, Edmar Antunes de

Perspectivas da Geração Termelétrica a Carvão no Brasil no Horizonte 2010-2030/ Edmar Antunes de Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XXIV, 155 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 114-120.

1. Geração Termelétrica. 2. Carvão. I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Para minha família

AGRADECIMENTOS

Sou especialmente grato ao professor Roberto Schaeffer pela ajuda e paciente orientação, sem a qual não seria possível a realização dessa dissertação.

Agradeço aos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo e ao Dr. Amaro Pereira por aceitarem fazer parte da banca examinadora dessa dissertação.

Aos colegas de trabalho, em especial Glacy Möller, Alexandre Rodrigues Tavares e Renato de Andrade Costa, que me apoiaram e me deram suporte à conclusão dessa dissertação.

Aos meus pais pelo amor, carinho e pelas palavras de motivação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO NO BRASIL NO
HORIZONTE 2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

Junho/2009

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O carvão é o combustível fóssil que possui as maiores reservas mundiais espalhadas em mais de 70 países. É também a principal fonte de geração de energia elétrica no mundo representando cerca de 40% da matriz elétrica mundial. No Brasil, porém, esse energético possui papel inexpressivo na geração elétrica. Apesar disso, questões de segurança energética nacional, preços relativamente baixos do combustível e estabilidade desses preços podem tornar essa opção economicamente atrativa. Por outro lado, questões ambientais atuais implicam na busca por soluções ambiental e socialmente responsáveis, em linha com o desenvolvimento sustentável. Assim, a presente dissertação tem como objetivo apresentar as perspectivas de geração com o carvão mineral no Brasil mostrando as tecnologias que buscam reduzir os impactos ao meio ambiente e através da avaliação econômica dessas opções. Como será visto, o carvão não representa ainda um papel importante na matriz elétrica brasileira dentro do horizonte analisado face às suas características, o que poderá mudar em um momento posterior.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERSPECTIVES OF COAL POWER GENERATION AT BRAZIL IN THE HORIZON
2010-2030

Edmar Antunes de Oliveira

June/2009

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

Coal is the fossil fuel with the largest world reserves spread over 70 countries. It is also the main source of power generation in the world accounting for 40% of electric power generation. In Brazil, however, this fuel has an inexpressive share in power generation. In spite of that, national energy security issues, relative low fuel prices and price stability can make this option economically attractive. On the other hand, present environment issues require a search for social and environment responsible solutions, following the sustainable development. Thus, this dissertation's main objective is to present the perspectives of coal power generation in Brazil showing the technologies that seek a reduction of its impacts over the environment as well as an economic evaluation of these options. As it will be shown, coal does not have yet an important paper at the power generation in Brazil in the analyzed horizon due to its characteristics, which can change in a later time.

SUMÁRIO

Introdução.....	1
Capítulo I – Cenários Futuros da Energia no Brasil	5
1.1 – Introdução	5
1.2 – Tipos de Cenários	6
1.3 – Premissas Básicas e Aspectos Principais	8
1.3.1 – <i>Políticas Governamentais e Meio Ambiente</i>	8
1.3.2 – <i>População</i>	11
1.3.3 – <i>Fatores Macroeconômicos</i>	12
1.3.4 – <i>Desenvolvimento Tecnológico</i>	18
1.4 – Mercado de Energia.....	20
1.4.1 – <i>Demanda de Energia Elétrica</i>	20
1.4.2 – <i>Produção e Comercialização de Energia</i>	20
1.5 – Conclusões	23
Capítulo II – Análise das Opções Tecnológicas de Geração Elétrica	24
2.1 – Introdução	24
2.2 – Principais Impactos Ambientais.....	25
2.2.1 – <i>Material Particulado (MP)</i>	26
2.2.2 – <i>Dióxido de Enxofre (SO₂)</i>	28
2.2.3 – <i>Óxidos de Nitrogênio (NO_x)</i>	29

2.2.4 – Monóxido de Carbono (CO)	29
2.2.5 – Impactos Causados pela Mineração.....	29
2.2.6 – Outros Impactos Causados pela Queima do Carvão.....	31
2.3 – Panorama da Geração Termelétrica	31
2.4 – Caracterização do Combustível	37
2.5 – Componentes Básicos de uma UTE.....	44
2.5.1 – Caldeira.....	45
2.5.2 – Grupo Turbina-Gerador	46
2.5.3 – Condensador.....	47
2.5.4 – Controle de Emissões	47
2.6 – Tecnologias de Mineração	52
2.6.1 – Mineração a Céu Aberto.....	52
2.6.2 – Mineração Subterrânea	54
2.7 – Tecnologias de Geração	55
2.7.1 – Carvão Pulverizado (PCC)	58
2.7.2 – Combustão em Leito Fluidizado (FBC).....	61
2.7.3 – Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC).....	63
2.7.4 – Sequestro de Carbono (CCS)	67
2.8 – Conclusões	74
Capítulo III – Avaliação Econômica.....	76
3.1 – Introdução	76

3.2 – Caracterização Operacional	77
3.3 – A Análise Econômica	79
3.3.1 – <i>Tecnologias Consideradas</i>	80
3.3.2 – <i>Taxa de Desconto</i>	82
3.3.3 – <i>Tributação e Encargos</i>	84
3.3.4 – <i>Premissas Adotadas</i>	86
3.4 – Metodologia	94
3.4.1 – <i>Modelo de Avaliação Econômico-Financeira</i>	95
3.4.2 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	96
3.4.3 – <i>Análise de Risco</i>	96
3.5 – Resultados	99
3.5.1 – <i>Análise de Sensibilidade</i>	99
3.5.2 – <i>Análise de Risco e Custos de Geração</i>	100
3.5.3 – <i>Síntese dos Resultados</i>	108
Capítulo IV – Considerações Finais e Conclusões	110
REFERÊNCIAS	114
Apêndice A – Modelo Matemático para Funções de Distribuições	121
A.1 – Introdução	121
A.2 – Distribuição Uniforme	121
A.2 – Distribuição Triangular	122
Apêndice B – Resultados das Análises de Sensibilidade	125

B.1 – SCPC	125
B.2 – SCPC + CCS.....	126
B.3 – IGCC	126
B.4 – IGCC + CCS.....	127
Apêndice C – Resultados das Simulações de Monte Carlo	128
C.1 – SCPC	128
C.2 – SCPC + CCS.....	134
C.3 – IGCC	140
C.4 – IGCC + CCS.....	146
Apêndice D – Estudo Comparativo da Tecnologia CCS.....	153

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Composição das matrizes energética e elétrica mundial em 2006.	2
Figura 1.1 - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica versus crescimento do PIB no Brasil.	14
Figura 1.2 - Produção física industrial brasileira. Índice de intensidade do gasto com energia elétrica.	14
Figura 1.3 - Intensidade energética primária global em países e regiões do mundo selecionados.	15
Figura 1.4 - Consumo específico de eletricidade de setores selecionados (kWh/t).	16
Figura 1.5 - Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB.	16
Figura 1.6 - Participação das diversas fontes na geração de energia elétrica.	22
Figura 1.7 - Participação das fontes de geração térmica.	22
Figura 2.1 – Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.	32
Figura 2.2 – Matriz elétrica mundial em 2006.	34
Figura 2.3 - Dependência do carvão na geração elétrica de alguns países.	35
Figura 2.4 - Geração no Brasil: Capacidade Instalada e Energia Gerada.	35
Figura 2.5 - Tipos de carvão e seus usos.	38
Figura 2.6 – Distribuição das reservas de carvão no Brasil.	42
Figura 2.7 – Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.	44
Figura 2.8 – Emissões de CO ₂ de térmicas a carvão	48
Figura 2.9 – Diagrama esquemático do sistema FGD.	49

Figura 2.10 – Perfil esquemático do processo de tratamento de emissões.....	50
Figura 2.11 – Operação de uma mina a céu aberto.	53
Figura 2.12 – Operação de uma mina subterrânea.....	54
Figura 2.13 – Fluxograma simplificado: Carvão Pulverizado.....	59
Figura 2.14 – Esquema simplificado de usina a leito fluidizado a pressão atmosférica.	62
Figura 2.15 – Esquema do sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado..	65
Figura 2.16 – Opções de estocagem geológica do CO ₂	69
Figura 2.17 – Recuperação de petróleo através da injeção de CO ₂	70
Figura 2.18 – Campos para estocagem de CO ₂ no mundo.	71
Figura 2.19 – Bacias sedimentares brasileiras.....	72
Figura 3.1 – Influência da qualidade do carvão sobre os custos de investimento e eficiência das usinas a carvão.	89
Figura 3.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.....	99
Figura 3.3 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC com o carvão da mina de Candiota.	101
Figura 3.4 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS com o carvão da mina de Candiota.....	102
Figura 3.5 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC com o carvão da mina de Candiota.	104
Figura 3.6 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS com o carvão da mina de Candiota.....	105
Figura A.1 – Função de distribuição de probabilidades uniforme.	122
Figura A.2 – Função de distribuição de probabilidades triangular.	123

Figura B.1 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.	125
Figura B.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC com sistema de captura de carbono.	126
Figura B.3 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC.	126
Figura B.4 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC com sistema de captura de carbono.	127
Figura C.1 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 8%.	128
Figura C.2 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 10%.	129
Figura C.3 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.	129
Figura C.4 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 8%.	130
Figura C.5 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 10%.	131
Figura C.6 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.	131
Figura C.7 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 8%.	132
Figura C.8 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 10%.	133
Figura C.9 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 12%.	133
Figura C.10 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.	134

Figura C.11 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.....	135
Figura C.12 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	135
Figura C.13 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.....	136
Figura C.14 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.....	137
Figura C.15 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	137
Figura C.16 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.....	138
Figura C.17 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.....	139
Figura C.18 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.....	139
Figura C.19 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 8%.....	140
Figura C.20 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 10%.....	141
Figura C.21 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.....	141
Figura C.22 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 8%.....	142
Figura C.23 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 10%.....	143

Figura C.24 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.....	143
Figura C.25 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 8%.....	144
Figura C.26 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 10%.....	145
Figura C.27 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 12%.....	145
Figura C.28 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.....	146
Figura C.29 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.....	147
Figura C.30 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	147
Figura C.31 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.....	148
Figura C.32 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.....	149
Figura C.33 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.....	149
Figura C.34 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.....	150
Figura C.35 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.....	151
Figura C.36 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.....	151

Figura D.1 – Regiões de escolha entre algumas opções de geração em função dos cenários de preços de combustíveis e dos créditos de carbono..... 154

Figura D.2 – Probabilidade de investimento em uma usina a carvão com a possibilidade de *retrofit* com CCS. 155

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Reservas provadas mundiais de combustíveis fósseis no final de 2007.....	1
Tabela 1.1 - Taxa de crescimento populacional no Brasil (percentuais anuais).	12
Tabela 1.2 - Geração elétrica a partir do carvão mineral entre 2000 e 2025.	21
Tabela 2.1 - Reservas provadas e produção de carvão mineral no mundo em 2007 (10 ⁶ t).....	33
Tabela 2.2 - Brasil: usinas termelétricas em operação.....	36
Tabela 2.3 - Brasil: usinas termelétricas com outorga.....	36
Tabela 2.4 - Classificação internacional de carvões do tipo antracito e betuminoso. ..	40
Tabela 2.5 – Características gerais dos carvões brasileiros.....	41
Tabela 2.6 – Reservas de carvão no Brasil em 2005.	43
Tabela 2.7 – Opções tecnológicas no tratamento de gases e resíduos em termoelétricas a carvão.....	51
Tabela 2.8 – Níveis médios de eficiência em plantas PCC.	60
Tabela 2.9 – Potencial de estocagem de CO ₂ no mundo.	71
Tabela 2.10 – Capacidades de Armazenamento de CO ₂ nas bacias sedimentares brasileiras.	73
Tabela 3.1 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica a carvão.	88
Tabela 3.2 – Referências para o custo de investimento em plantas térmicas a carvão.	89
Tabela 3.3 – Origem e preços do carvão empregado em térmicas brasileiras em maio de 2005.....	91

Tabela 3.4 – Custos fixos e variáveis em plantas térmicas a carvão.....	92
Tabela 3.5 – Eficiência de cada tecnologia.	93
Tabela 3.6 – Premissas gerais utilizadas no modelo de avaliação econômica.....	94
Tabela 3.7 – Modelo econômico utilizado nas avaliações.....	95
Tabela 3.8 – Parâmetros e distribuições utilizadas para as variáveis estocásticas.	98
Tabela 3.9 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh)....	101
Tabela 3.10 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh)...	101
Tabela 3.11 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).	102
Tabela 3.12 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).	102
Tabela 3.13 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.14 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.15 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.16 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).....	103
Tabela 3.17 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh)...	104
Tabela 3.18 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh)....	104
Tabela 3.19 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).	105
Tabela 3.20 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh). .	105

Tabela 3.21 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.22 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.23 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.24 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).....	106
Tabela 3.25 – Síntese dos resultados das simulações.....	108
Tabela 3.26 – Custos de geração elétrica (R\$/MWh) para algumas fontes no Brasil, segundo EPE.....	109

NOMENCLATURA

AFBC – Atmospheric Fluidized Bed Combustor

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BCB – Banco Central do Brasil

BFBC – Bubbling Fluidized Bed Combustor

BP – British Petroleum

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCS – Carbon Capture and Storage

CCT – Clean Coal Technologies

CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental

CFBC – Circulating Fluidized Bed Combustor

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente

CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

COV – Compostos orgânicos voláteis

CSLL – Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral

DOE – U.S. Department of Energy

EEA – European Environment Agency

EIA – Energy Information Administration

ELETRONBRAS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPRI – Electric Power Research Institute

Eurostat – Escritório Estatístico das Comunidades Européias

FBC – Fluidized Bed Combustor

FGD – Flue Gas Desulfurization

FGV – Fundação Getúlio Vargas

FMI – Fundo Monetário Internacional

FOB – Free On Board

FSI – Free Swelling Index

GEE – Gases de efeito estufa

GNL – Gás natural liquefeito

GTCC – Gas Turbine Combined Cycle

IAEA – International Atomic Energy Agency

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS – Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação

IEA – International Energy Agency

IGCC – Integrated-Gasification Combined-Cycle

IGP-M – Índice Geral de Preços de Mercado

II – Imposto sobre Importação de produtos estrangeiros

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados

IR – Imposto de Renda

ISS – Imposto sobre Serviços de qualquer natureza

LCPD – Large Combustion Plants Directive

MME – Ministério de Minas e Energia

MP – Material Particulado

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OECD – Organization for Economic Co-operation and Development

O&M – Operação e manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PAC – Programa de Aceleração do Crescimento

PCC – Pulverized Carbon Combustor

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

P&D – Pesquisa e desenvolvimento

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PEE – Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

PFBC – Pressurized Fluidized Bed Combustor

PIB – Produto Interno Bruto

PIS – Contribuição para o Programa de Integração Social

PNE – Plano Nacional de Energia

PROCEL – Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PTS – Partículas Totais em Suspensão

R/P – Razão entre Reserva e Produção

ROM – Run Of Mine

SIN – Sistema Interligado Nacional

SNCR – Selective Non Catalytic Reduction

SCPC – Supercritical Pulverized Carbon Combustor

SCR – Selective Catalytic Reduction

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa de Mínima Atratividade

UCG – Underground Coal Gasification

UNCHE – United Nations Conference on the Human Environment

USCPC – Ultra Super Critical Pulverized Carbon Combustor

USITESC – Usina Termelétrica Sul Catarinense S.A.

VPL – Valor Presente Líquido

WCI – World Coal Institute

Introdução

O carvão mineral – ou simplesmente carvão – é um combustível fóssil sólido formado a partir da matéria orgânica de vegetais depositados em bacias sedimentares. Fundamental para a economia mundial, o carvão é maciçamente empregado em escala planetária na geração de energia elétrica e na produção de aço. Na siderurgia é utilizado o carvão coqueificável, um carvão nobre com propriedades aglomerantes (DNPM, 2001). No uso como energético o carvão admite, a partir do linhito¹, toda gama possível de qualidade, sendo uma questão de adaptação dos equipamentos ao carvão disponível.

Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo a longo prazo a mais importante reserva energética mundial, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Reservas provadas mundiais de combustíveis fósseis no final de 2007.

Recurso	Reservas Provadas Mundiais (Mtoe)	Vida Útil Estimada (anos)*
Carvão	426.128	133,0
Petróleo	168.600	41,6
Gás Natural	177.360	60,3

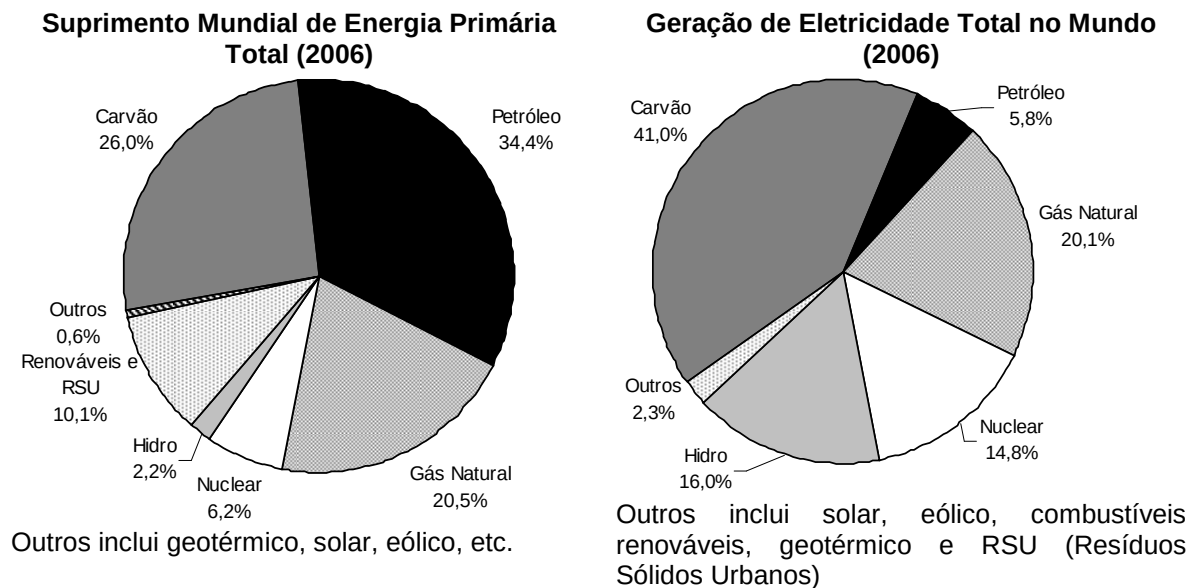
Fonte: BP, 2008

Nota: (*) Vida útil estimada através da razão reserva/produção.

Na composição da matriz energética global, o carvão fica abaixo apenas do petróleo, sendo que especificamente na geração de eletricidade passa folgadoamente à condição de principal recurso mundial, como observado na Figura 1.

A pressão ambientalista contra o carvão tem sido intensa, principalmente com o advento das teorias do aquecimento global, dentro da reivindicação do controle e da redução das emissões de poluentes para a atmosfera (IPCC, 2009), mas a posição desse bem mineral vem se mantendo relativamente inabalável no cenário mundial (DNPM, 2001).

¹ Para uma descrição dos tipos de carvão e sua formação, vide Capítulo II.



Fonte: WCI, 2008

Figura 1 – Composição das matrizes energética e elétrica mundial em 2006.

Desde 1992, fortaleceram-se as evidências científicas de que a Humanidade é responsável pelas mudanças climáticas globais desde a Revolução Industrial, e que essas serão, de acordo com o IPCC, muito graves dependendo do aumento verificado na temperatura: aumento do risco de extinção de espécies, aumento dos danos decorrentes de inundações, aumento do ônus decorrente da má nutrição, diarreia, doenças cardiorrespiratórias e infecciosas, aumento da morbidade e da mortalidade resultantes de ondas de calor, inundações e secas, alteração da distribuição de alguns vetores de doenças, enfim, cenários de gravidade reconhecida pela comunidade científica (IPCC, 2007).

Diante desse quadro, o tema energia demonstra sua importância e mais particularmente a participação do carvão na matriz energética brasileira. Se, de um lado, há a necessidade de se oferecer alternativas ao país no que tange às suas demandas legítimas, não se deve negligenciar o compromisso com a “Cidadania Planetária”, ou seja, direitos e deveres com as futuras gerações (Monteiro, 2004).

Nesse cenário, foi possível observar um forte progresso da tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais na mineração e queima do carvão, ocorrido nos últimos anos (WCI, 2009), objetivando-se viabilizar um uso mais intenso do carvão com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias de “queima limpa” desse energético (Clean Coal Technologies) (DOE, 2009, IEA, 2008).

Todo esse esforço em pesquisa e desenvolvimento parece indicar que o mundo não descarta, absolutamente, o uso do carvão como fonte primária para a geração de energia elétrica. A abundância das reservas de carvão, os avanços tecnológicos já consolidados e os que são esperados nos próximos anos, o aumento esperado da demanda de energia, em especial da demanda por energia elétrica, são, portanto, os elementos básicos que sustentam a visão de que a expansão da geração termelétrica a carvão faz parte da estratégia da expansão da oferta de energia (EPE, 2007).

Além disso, a dificuldade tecnológica das fontes renováveis em aumentar sua participação na matriz energética mundial, faz com que não haja nenhuma perspectiva, mesmo a longo prazo, de dispensar os combustíveis fósseis como base energética da sociedade industrial moderna (IEA, 2008).

Porém, a manutenção dos padrões atuais de produção e consumo de energia é insustentável, o que exige um esforço no sentido de se adotar técnicas mais apropriadas (IEA, 2008). Somado a isso, países importadores de energia estão cada vez mais preocupados com a segurança energética. O estudo elaborado pela IEA (IEA, 2008) indica que, para que esses critérios de segurança energética e meio ambiente sejam atendidos de forma satisfatória, é necessário realizar uma “*revolução tecnológica*” além de grandes investimentos em novas tecnologias e em pesquisa e desenvolvimento.

Com base nessa discussão, esse trabalho apresenta as perspectivas de geração com o carvão mineral no Brasil mostrando as tecnologias que buscam reduzir os impactos ao meio ambiente e através da avaliação econômica dessas opções. Nesse sentido, busca-se responder à questão: “É possível, com base nas tecnologias disponíveis no horizonte de estudo (2010 – 2030), utilizar o carvão mineral como fonte de energia elétrica sem provocar grandes impactos ao meio ambiente?” Para isso, é feito um levantamento dos custos da geração com base nessas tecnologias.

A dissertação está dividida em quatro capítulos, que apresentam as tecnologias de geração com carvão e analisam os potenciais técnicos e econômicos dessas tecnologias.

O primeiro capítulo mostra as perspectivas mundiais e nacionais quanto à participação do carvão na matriz elétrica. Para isso, são avaliados alguns estudos de cenários futuros de energia com observância das tendências mundiais quanto às questões tecnológicas e ambientais e sua comparação com o caso brasileiro.

O segundo capítulo introduz as tecnologias disponíveis comercialmente no horizonte de 2010 a 2030 para a geração termelétrica com carvão e os benefícios de cada opção. Em conjunto, são levantados os impactos ambientais provocados desde a mineração do combustível até o depósito final dos subprodutos dessa opção energética e as alternativas tecnológicas desenvolvidas para o tratamento desses impactos. O capítulo é concluído analisando a viabilidade técnica de se obter uma geração “limpa”.

O terceiro capítulo consiste na avaliação econômica de algumas tecnologias selecionadas utilizando duas opções de carvão nacional e uma de carvão importado dando, assim, uma visão dos custos de geração com base nessas tecnologias e nas opções de suprimento atualmente disponíveis no país.

Finalmente, o quarto capítulo conclui o trabalho apresentando as considerações finais e conclusões desse trabalho.

Capítulo I

Cenários Futuros da Energia no Brasil

1.1 – Introdução

Dada a natureza desse trabalho, cujo objetivo é o de avaliar as perspectivas futuras da geração termoeleétrica com carvão no Brasil, faz-se necessária uma análise do contexto sócio-político bem como das questões ambientais e de mercado que estarão presentes no horizonte de análise. Além disso, projetos dessa natureza possuem um longo prazo de implantação e alguns de seus efeitos ambientais podem levar décadas para serem observados. Assim, explica-se a importância de se elaborar avaliações de longo prazo.

A elaboração de cenários futuros de energia, porém, constitui-se em uma tarefa complexa e multidisciplinar, exigindo recursos que fogem aos objetivos propostos para essa dissertação. Esse capítulo visa, portanto, fazer uma análise crítica de estudos já elaborados apontando para as questões mais importantes relativas à geração térmica com carvão no Brasil.

As perspectivas de longo-prazo são cercadas de incertezas. O futuro, por definição, é desconhecido e não pode ser previsto. Por essa razão, deve-se olhar para o futuro e suas incertezas de forma articulada, não apenas assumindo que tendências atuais terão continuidade. Em horizontes de cinco a dez anos, a inércia do sistema econômico/energético é grande, implicando em pequenas alterações nessas tendências. Porém, em horizontes maiores, isso não é verdade (IEA, 2006).

Incertezas surgem, por exemplo, nas políticas energéticas e ambientais dos países que enfrentam um grande desafio face à característica dual da energia. Por um lado, a energia possui um papel essencial sobre o crescimento econômico e o desenvolvimento humano. Assim, a garantia de abastecimento energético deve constituir-se como uma das preocupações principais dos governos que devem aumentar a diversidade geográfica e de combustíveis. Porém, as fontes não-renováveis possuem recursos limitados e constituem-se como uma das principais causas da poluição atmosférica. Além disso, os padrões atuais de consumo energético

representam uma grave ameaça ao meio-ambiente, incluindo fortes mudanças climáticas (IEA, 2006).

Junto a isso, somam-se as dificuldades advindas da crise financeira mundial de grandes proporções eclodida em 2008, cujos efeitos e profundidade ainda não podem ser avaliados em toda sua extensão. Como os estudos avaliados foram elaborados antes da crise, seus resultados não incluem os efeitos advindos dessa crise, à exceção da revisão do Plano Decenal elaborada pela EPE (2008). Porém, como serão demonstrados mais tarde, esses resultados não diferem muito daqueles em que foram considerados os efeitos dessa crise. Isso se deve, em parte, a uma menor vulnerabilidade da economia brasileira a choques externos observada ao longo de 2008 quando comparado ao passado e a outras economias emergentes² (EPE, 2008).

O futuro geralmente é analisado através de cenários os quais, por sua vez, são conjecturas sobre o que pode acontecer no futuro com base no conhecimento do presente e do passado. É importante observar que cenários não são previsões ou projeções, mas imagens de futuros alternativos baseados em um conjunto de premissas consistentes e reproduzíveis. Apesar de sua natureza especulativa, cenários são ferramentas úteis no suporte a decisões através da possibilidade de identificação de problemas, ameaças e oportunidades (IEA, 2003).

1.2 – Tipos de Cenários³

Um tipo de cenário normalmente utilizado é o de **referência** que, como o nome indica, é utilizado como uma referência para os demais cenários analisados. Normalmente nesse cenário assume-se uma continuação das tendências históricas e que a estrutura do sistema permanece inalterada ou responde de formas predeterminadas. Esse cenário permite avaliar as possíveis mudanças que os demais cenários estudados produzirão.

Assim, no Brasil, o cenário de referência (EPE, 2007) aponta para um crescimento da economia nacional superior à média mundial, pressupondo sucesso no enfrentamento das principais questões internas que obstaculizam a sustentação de taxas elevadas de crescimento e admite os efeitos positivos dos necessários ajustes microeconômicos diante de alterações estruturais como a perda de competitividade de alguns setores

² O desempenho da economia brasileira frente à crise econômica mundial pode ser observada no Relatório Focus elaborado pelo Banco Central do Brasil (BCB, 2008).

³ Para maiores detalhes sobre os tipos de cenários, vide IEA (2003).

vis-à-vis o crescimento de setores mais dinâmicos, que se aproveitam das vantagens comparativas de que dispõem. Ao longo do decênio, deverão ser obtidos avanços importantes na resolução de gargalos na infra-estrutura, ainda que não sejam completamente superados. É um cenário marcado pelo esforço das corporações nacionais na conquista de mercados internacionais, em um mundo que oferece oportunidades em nichos específicos. A produtividade total dos fatores tende a aumentar, embora concentrada nos segmentos mais dinâmicos da economia.

Considerando-se a inércia de muitos dos sistemas sob investigação, as previsões de curto a médio prazo são consideradas como as de maior probabilidade. Mas no longo prazo, essas tendências tornam-se pouco prováveis e alguns pontos chave do setor energético (como o desenvolvimento tecnológico, estruturas sociais, valores ambientais, etc.) tornam-se ainda menos previsíveis. Porém, são justamente esses fatores os mais importantes (EPE, 2008).

Cenários **políticos**, projetados para analisar os impactos da introdução de uma nova política em um contexto que, em todos os seus outros aspectos, reflete a continuação de tendências atuais, geralmente apresentam as mesmas limitações de cenários de referência (IEA, 2003).

Cenários **exploratórios** ou **descritivos**, por outro lado, são projetados para investigar diversas configurações plausíveis do futuro. O objetivo é a identificação das estratégias mais robustas ao longo desses cenários como, por exemplo, a identificação de fatores que influenciam a emissão de gases de efeito estufa se mostra útil na escolha de políticas mais adequadas. Além disso, esse tipo de cenário permite a investigação e compreensão dos elos existentes entre os diferentes fatores chave e avaliar sua relativa importância (em termos de impactos potenciais) como fontes de incerteza. Uma vez identificado os fatores chave, os vários cenários são construídos com base em combinações possíveis das opções disponíveis para esses fatores de forma a minimizar os efeitos indesejáveis e de forma consistente e plausível (IEA, 2003).

Finalmente, os cenários **normativos** são aqueles onde o futuro desejável é projetado e as formas de se alcançá-lo são traçadas através da identificação dos meios necessários (políticas) para isso, ou seja, realizando um trabalho inverso (do fim para o início) de investigação. Enquanto cenários exploratórios descrevem o que pode acontecer, cenários normativos ajudam na decisão do que se deve ou pode fazer e, portanto, estão mais focados nas ações (IEA, 2003).

Outra distinção comum está entre cenários **quantitativos** e **qualitativos**. Estes se referem a histórias puramente narrativas descrevendo os relacionamentos internos ao sistema ou como o futuro pode se desdobrar. Aqueles fornecem uma ilustração numérica da evolução de indicadores ou variáveis chaves. Geralmente, os cenários quantitativos são representados através de modelos matemáticos, mas também podem ser representados através de ferramentas bem mais simples (IEA, 2003).

No setor energético, os principais fatores chave identificados nos trabalhos avaliados (EIA, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) são:

- Política e Meio Ambiente;
- População;
- Economia; e
- Desenvolvimento Tecnológico.

Outros fatores chave como equidade, globalização, desenvolvimento social, estrutura energética, crenças e valores em relação ao desenvolvimento sustentável, qualidade de vida, etc. são encontrados nos vários trabalhos analisados, porém com menor ênfase.

A seguir, serão apresentados os principais aspectos referentes a esses fatores chave, sua influência no mercado de energia, principalmente no que tange à geração termoelétrica com carvão no Brasil, e as premissas adotadas.

1.3 – Premissas Básicas e Aspectos Principais

1.3.1 – Políticas Governamentais e Meio Ambiente

Energia e meio ambiente trazem entre si estreita correlação. Ao mesmo tempo em que a energia induz o desenvolvimento sócio-econômico do país, sua exploração implica em impactos ao meio ambiente podendo causar efeitos irreversíveis ou mesmo de longa duração como aqueles provocados pelas emissões de gases de efeito estufa, dentre outros efeitos (IEA, 2006).

Nesse contexto, surgiram nos últimos anos diversos debates a respeito da importância da preservação do meio ambiente e das consequências de sua deterioração dentre as quais se podem citar a primeira conferência das Nações Unidas sobre esse tema, a United Nations Conference on the Human Environment (UNCHE), realizada em 1972

(IAEA, 2006). Atualmente reconhece-se que a proteção ao meio ambiente deve estar ligada ao desenvolvimento social e econômico de forma a assegurar o conceito de **desenvolvimento sustentável** (IAEA, 2006). Esse termo foi definido pelo World Commission on Environment and Development em seu relatório “Nosso Futuro Comum” como sendo o “progresso que atende as necessidades do presente sem comprometer a habilidade das gerações futuras de atender suas próprias necessidades” (IAEA, 2006).

Assim, é papel do governo promover políticas que visem, ao mesmo tempo, o desenvolvimento econômico e social em equilíbrio com as questões ambientais segundo as diretrizes do desenvolvimento sustentável.

Nesse aspecto, devem-se levar em consideração as políticas governamentais adotadas no Brasil relacionadas ao setor elétrico atualmente em vigor na construção dos cenários, das quais se pode citar:

- Criação do Programa Brasileiro de Etiquetagem em 1984, por intermédio do INMETRO, com a finalidade de informar ao consumidor sobre o consumo de energia dos produtos, estimulando-os a fazer uma compra consciente (INMETRO, 2009);
- Criação do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL) e do Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural (CONPET), em 1985 e 1991, respectivamente (ELETROBRAS, 2009, MME, 2009);
- Instituição do Programa de Eficiência Energética das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica (PEE), pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece a aplicação compulsória de um montante anual mínimo da receita operacional líquida destas empresas em programas de eficiência energética no uso final. A Lei nº 11.465, de 28 de março de 2007, prorroga até 31 de dezembro de 2010 a obrigação de aplicação de um percentual mínimo de 0,5% (ANEEL, 2009);
- Criação da Lei nº 10.295, de 17 de outubro de 2001, e do Decreto nº 4.059, de 19 de dezembro de 2001, que a regulamenta. Conhecida como Lei de Eficiência Energética, determina o estabelecimento de níveis máximos de consumo de energia de máquinas e aparelhos consumidores de energia fabricados ou comercializados no País, bem como de edificações construídas,

com base em indicadores técnicos e regulamentação específica (INMETRO, 2009);

- Instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, através da Lei nº 10.438, de abril de 2002 e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, que apóia a diversificação da matriz energética brasileira através de fontes de energia renováveis como Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, o uso de biomassa e de energia eólica na geração elétrica (ELETROBRAS, 2009).
- Criação do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC em 2003 através de várias medidas institucionais com o objetivo o desenvolvimento econômico e social através da desoneração de tributos e medidas fiscais de longo prazo que visam a desoneração dos gastos públicos, dentre outras medidas. Nesse programa incluem-se vários projetos de infra-estrutura no setor elétrico sendo previstos cerca de R\$ 274,8 bilhões de investimentos entre 2007 e 2010 nesse setor (PAC, 2009).

Vale ressaltar que é possível atingir montantes ainda mais expressivos de conservação de eletricidade mediante ação mais agressiva do Estado brasileiro no sentido de fomentar programas específicos e induzir a penetração mais veloz de tecnologias e hábitos de consumo de eletricidade mais eficientes. Novas ações do Estado, incluindo incentivos econômicos e financeiros, são desejáveis e necessárias para superar barreiras e promover o avanço da eficiência energética (EPE, 2008).

Por outro lado, devem-se citar também as ações e medidas políticas no sentido de promover maior segurança no abastecimento interno e reduzir, por exemplo, os impactos causados pelos preços internacionais do petróleo e gás natural na economia brasileira. Exemplo disso é o aumento de reservas e produção nacional desses energéticos diminuindo, assim, a dependência do abastecimento interno do mercado internacional. Além disso, em um contexto de transição mais acelerada na direção da substituição do uso dos hidrocarbonetos por combustíveis renováveis, o país conta, especialmente no caso do petróleo, com uma estratégia consolidada da qual o etanol é exemplo emblemático (IAEA, 2006).

De forma geral, nos estudos em análise, o cenário de Referência considera as medidas e políticas já promulgadas ou adotadas, mesmo que algumas delas não tenham sido ainda realizadas. Importante observar que os impactos de medidas mais recentes sobre a oferta e demanda de energia não aparecem em dados históricos,

pois seus efeitos ainda não são visíveis. Muitas dessas medidas foram projetadas para conter o crescimento da demanda de energia em resposta às preocupações com a segurança energética bem como às mudanças climáticas e outros problemas ambientais. Finalmente, nesse cenário não são levados em consideração ações políticas futuras possíveis ou mesmo prováveis. Assim, as projeções do cenário de Referência são consideradas apenas como uma linha de base de como os mercados de energia irão se comportar caso os governos não façam nada além do que já se comprometeram para influenciar tendências energéticas de longo prazo (IEA, 2006).

Os demais cenários criados são baseados em variações dos principais “eixos” definindo, assim, diversas possibilidades futuras. Dentre os eixos considerados, está o desenvolvimento sustentável que pode ser traduzido em diversas formas nos estudos avaliados. Uma das formas mais comuns é a preocupação com o meio ambiente, seja através do incentivo de tecnologias mais limpas na geração de energia, incentivo do uso mais racional da energia, a diversificação da matriz energética com ênfase na introdução de fontes de energias renováveis ou mesmo o nível de emissão de gases de efeito estufa (GEE).

Em IEA (2008), três cenários são construídos com base nesse eixo: o cenário de referência em que os níveis de emissões irão aumentar sem apresentar sinais de estabilização até 2030; o segundo cenário (denominado ACT) sugere um aumento mais moderado dessas emissões com tendências de redução a partir de 2030. Finalmente, no cenário mais otimista (denominado BLUE), o nível de emissões apresenta um pequeno aumento até 2015 reduzindo-se logo em seguida. Em IEA (2003) são apresentadas apenas duas variações em torno das atitudes e preferências em relação ao ambiente global: preocupado/indiferente.

Nos estudos específicos para o caso brasileiro, a tendência apontada para essas emissões é a de crescimento. No caso dos cenários de IAEA (2006), o aumento observado em ambos os cenários apresentados se dá em função da diversificação da matriz energética com o objetivo de assegurar maior segurança no abastecimento energético e consequente redução da participação da hidroeletricidade no parque gerador.

1.3.2 – População

O crescimento populacional afeta diretamente a demanda energética constituindo-se em um dos fatores de maior influência no comportamento dessa demanda, tanto em

relação ao grau de urbanização - influencia os hábitos de consumo – como em relação ao valor absoluto da população, que, associado ao ritmo de crescimento do número de domicílios, é importante parâmetro para o dimensionamento das necessidades de ampliação dos sistemas de distribuição (EPE, 2008).

De forma geral, o crescimento populacional decresce progressivamente ao longo do período de análise enquanto que o nível de urbanização aumenta (EPE, 2008). Observa-se uma proximidade entre os estudos quanto à taxa de crescimento populacional brasileira, conforme apresentado na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Taxa de crescimento populacional no Brasil (percentuais anuais).

Fonte	2000 - 2005	2005 - 2010	2010 - 2015	2015 - 2020	2020 - 2025	2025 - 2030
EPE, 2007	-	1,32	1,14	0,98	0,87	0,75
IEA, 2008	-	1,2	1,2	0,8	0,8	0,8
IAEA, 2006	1,63	1,34	1,16	1,0	0,85	-

Nota-se que, nos estudos sob análise, em todos os cenários as taxas de crescimento populacional observadas nos países em desenvolvimento são maiores que nos demais países aumentando, dessa forma, sua participação na população mundial. Nos estudos específicos desenvolvidos para o caso brasileiro, presume-se um aumento na qualidade de vida expresso através de alguns indicadores como renda per capita, tamanho das residências, percentual de residências com acesso à eletricidade, número de automóveis por pessoa, etc. Esses fatores, em conjunto, implicam em um aumento na demanda de energia em função da melhor qualidade de vida (EPE, 2008).

1.3.3 – Fatores Macroeconômicos

As projeções de demanda de energia são altamente sensíveis às premissas de crescimento econômico uma vez que possuem alta correlação entre si. Essa relação entre a demanda de energia e o crescimento econômico é tanto mais forte quanto ao nível de participação da indústria no Produto Interno Bruto – PIB do país, pois a indústria tem como um de seus principais insumos a eletricidade. Essa relação é amplificada quando, dentro do setor industrial, setores eletrointensivos possuem maior participação uma vez que esses setores necessitam de mais energia elétrica para produzir o mesmo valor que outras indústrias menos eletrointensivas (EPE, 2008). Essa relação entre o crescimento do consumo de energia elétrica e o crescimento da economia é denominada de **elasticidade-renda** da demanda de eletricidade.

Apesar de o crescimento econômico implicar em aumento na demanda de energia, à medida que o país se desenvolve, a elasticidade-renda da demanda apresenta evolução decrescente, isto é, para um mesmo crescimento do PIB, o crescimento do consumo de eletricidade tende a ser proporcionalmente menor (EPE, 2008).

Além da influência de fatores episódicos, como os efeitos decorrentes das variações de temperatura, a demanda é fortemente influenciada por fatores estruturais, como o incremento na cogeração e a substituição da energia elétrica por gás natural, e em função de perturbações da conjuntura econômica, tais como restrições ao crédito ou a elevação da taxa de juros (EPE, 2008).

Os fatores estruturais vêm afetando a dinâmica do consumo de eletricidade nos últimos anos, resultando em menores elasticidades-renda da demanda de eletricidade. Isso é evidenciado através dos dados de consumo de energia elétrica de 2008 onde nota-se uma tendência de maior crescimento da demanda nos setores residenciais e comerciais frente ao setor industrial, apontando para uma redução da participação do setor industrial na demanda. Prova disso é que, no passado, a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica no Brasil foi elevada apresentando, entre 1970 e 2005, um valor médio de 1,67 (EPE, 2008).

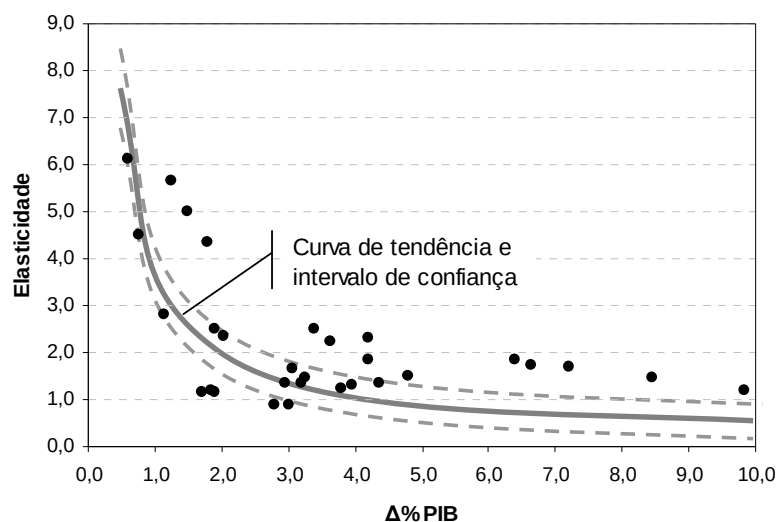
Nos estudos feitos pela EPE (2008), os valores previstos para a elasticidade-renda da demanda de eletricidade são de 1,14 entre 2007 e 2012 e de 1,07 entre 2012 e 2017.

Além disso, verifica-se em 2008 uma mudança estrutural na produção industrial em que os resultados apurados no primeiro semestre foram impulsionados pela indústria de bens de capital e de bens de consumo duráveis, valendo destacar que estes segmentos estão entre os que menos consomem eletricidade por unidade de produto, relativamente aos demais (EPE, 2008).

Esses efeitos podem ser agrupados em três categorias distintas (EPE, 2008; IAEA, 2006): (i) efeito atividade; (ii) efeito estrutura; e (iii) efeito intensidade ou conteúdo energético.

O **efeito atividade** diz respeito ao comportamento do consumo de energia elétrica quanto à evolução do PIB. A análise desse comportamento demonstra um componente inercial que, em períodos de recessão ou expansão econômica modesta, sustenta o crescimento da demanda por eletricidade, à exceção, claro, de períodos de racionamento e, ao mesmo tempo, limita esse crescimento em face de taxas de

expansão do PIB mais elevadas. Análise feita da dinâmica verificada nos últimos 27 anos sugere que essa relação entre a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica e a taxa de crescimento do PIB seja inversamente proporcional, conforme apresentado no gráfico da Figura 1.1 (EPE, 2008).

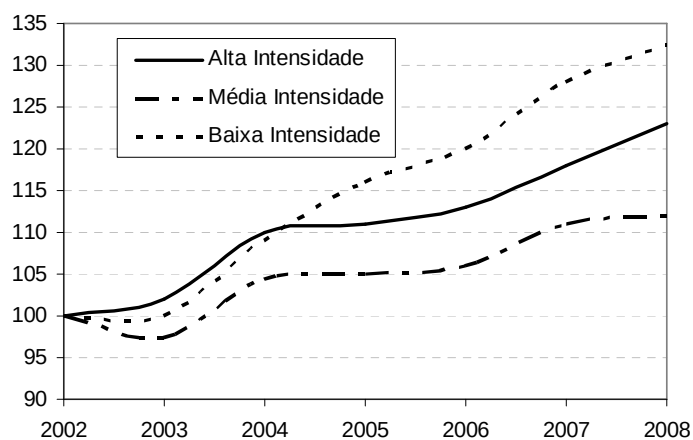


Fonte: EPE, 2008

Nota: Elasticidade baseada em médias móveis de 5 anos das taxas de crescimento do consumo de eletricidade e do PIB, para o período 1980-2007.

Figura 1.1 - Elasticidade-renda do consumo de energia elétrica versus crescimento do PIB no Brasil.

Já o **efeito estrutura** corresponde ao aumento da participação no PIB de setores que agregam maior valor econômico com um menor consumo de eletricidade, ou seja, menos eletrointensivos. De acordo com a EPE e em dados do IBGE (EPE, 2008), isso tem se verificado em especial no setor industrial a partir de 2004, conforme mostra o gráfico da Figura 1.2.



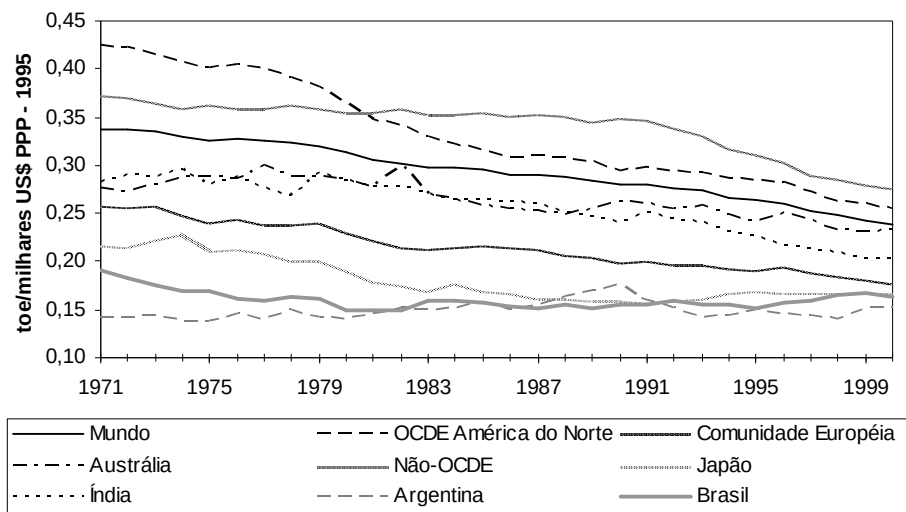
Nota: Para o ano de 2008, média de janeiro-julho.

Número índice. Base: Média de 2002 = 100

Fonte: EPE, 2008

Figura 1.2 - Produção física industrial brasileira. Índice de intensidade do gasto com energia elétrica.

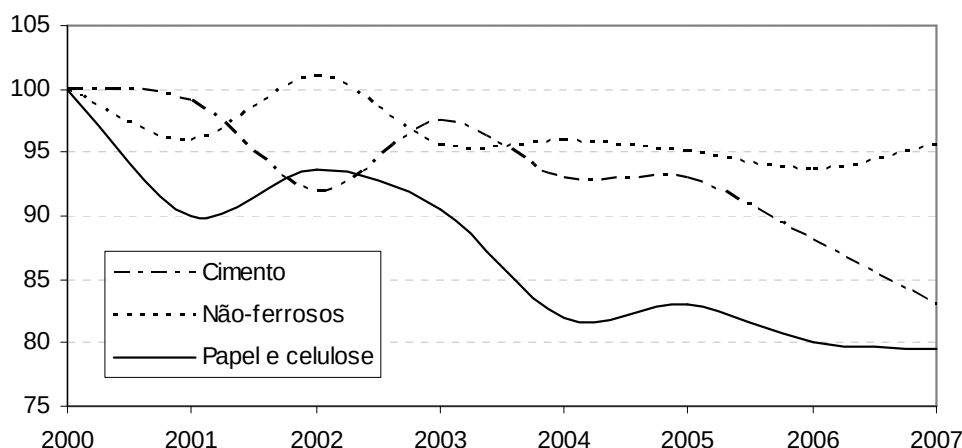
Essa tendência, porém, contraria a tendência observada para a intensidade energética primária global (onde são incluídas todas as fontes primárias, inclusive eletricidade), conforme se observa no gráfico da Figura 1.3. Nesse gráfico, verifica-se que o Brasil é um dos países que possui a menor intensidade e que a tendência, no final do período apresentado, é de um ligeiro aumento desse parâmetro.



Fonte: IAEA, 2006

Figura 1.3 - Intensidade energética primária global em países e regiões do mundo selecionados.

Por fim, o **efeito intensidade** diz respeito ao consumo específico de energia elétrica demandado pela produção industrial e está diretamente relacionado ao aumento da eficiência no uso final da energia. Dados do Balanço Energético Nacional editados pela EPE (EPE, 2008) apontam para a redução do consumo específico de energia em vários setores, destacando-se os setores de cimento, de papel e celulose e de não ferrosos, conforme demonstrado no gráfico da Figura 1.4. Podem-se identificar dois tipos de movimento na conservação de energia: o progresso autônomo e o progresso induzido. No primeiro, os indutores dessa eficiência incluem tanto ações intrínsecas a cada setor – como a reposição tecnológica natural, seja pelo término da vida útil, seja por pressões de mercado ou ambientais. Exemplo disso é a preocupação crescente das indústrias em maximizar a eficiência energética dos seus processos produtivos, inclusive porque os custos com a aquisição de energia são, para a maioria delas, um fator preponderante da sua competitividade. O outro movimento se refere à instituição de programas e ações específicas, orientadas para determinados setores e refletindo políticas públicas (EPE, 2008).

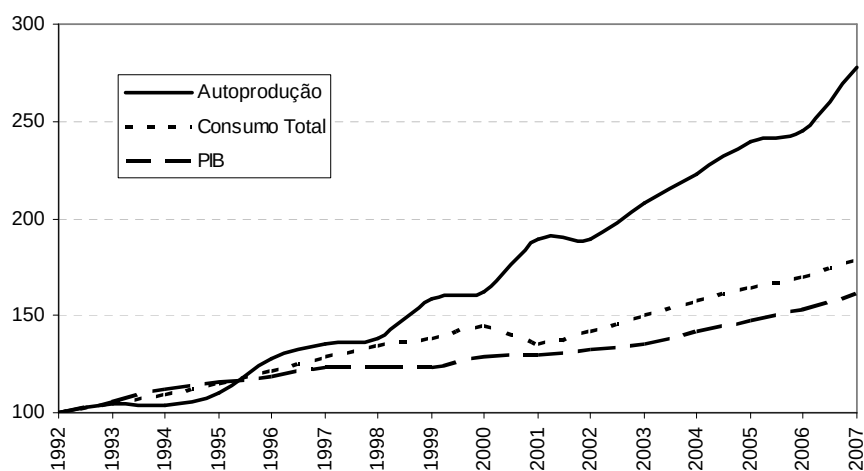


Fonte: EPE, 2008

Nota: Número índice. Base: Ano de 2000 = 100

Figura 1.4 - Consumo específico de eletricidade de setores selecionados (kWh/t).

Outro fator que contribui para o alívio no crescimento da demanda de energia é o aumento de unidades autoprodutoras em vários segmentos que, em geral, utilizam a cogeração na produção de energia térmica e elétrica de forma mais eficiente e reduzem as perdas no sistema de transmissão por serem localizados junto à unidade de consumo (EPE, 2008). Esse fato, porém, não altera muito a relação entre o consumo de eletricidade e crescimento econômico. A tendência histórica desse fator pode ser observada no gráfico da Figura 1.5.



Fonte: EPE, 2008

Nota: a autoprodução aqui considerada refere-se à autoprodução de origem não-hidráulica. O consumo total inclui a autoprodução.

Nota: Número índice. Base: 1992 = 100

Figura 1.5 - Consumo de eletricidade, autoprodução e PIB.

Somando-se a isso, observa-se uma penetração gradativa maior e consistente do gás natural na indústria que, apesar das restrições de suprimento apresentadas, deslocou

o consumo de óleo combustível e de eletricidade onde houve disponibilidade (EPE, 2008).

A relação entre demanda de energia e o crescimento econômico, todavia, implica em maiores dificuldades na determinação dos cenários futuros de demanda face à eclosão da crise mundial financeira em 2008. Em função disso, a EPE realizou uma revisão de suas premissas (EPE, 2008).

À luz dos efeitos apresentados pela crise, são esperadas taxas menores de crescimento do PIB brasileiro nos primeiros anos (cena de partida), porém são basicamente mantidas as estimativas de crescimento no médio prazo (após 2009), configurando uma perspectiva de que, no plano mundial, as medidas de políticas econômicas se mostrem bem sucedidas e sejam absorvidos os choques advindos da crise financeira. Assim, os efeitos nos anos subsequentes, mesmo sendo restabelecidas as condições macroeconômicas de crescimento da economia, resultarão em patamares de consumo de energia elétrica inferiores àqueles previstos anteriormente (EPE, 2008).

De forma recíproca, a economia é afetada pela disponibilidade energética uma vez que incertezas quanto à disponibilidade futura de energia podem gerar restrições ao crescimento econômico, pois desencorajam corporações a aumentar sua capacidade de produção afetando, portanto, de forma negativa o crescimento econômico e restringindo o potencial futuro de crescimento econômico.

No cenário internacional, esperava-se um crescimento do PIB mundial próximo de 4% em 2008 e 2009 e, aproximadamente, 5% para os demais anos. Em resposta ao aprofundamento da crise financeira, o Fundo Monetário Internacional – FMI reavaliou suas projeções, prevendo agora uma retração em 2009 de 1,3%, a maior recessão desde a Segunda Guerra Mundial (FMI, 2009). O crescimento está previsto apenas para 2010 a uma modesta taxa de 1,9%. As previsões, porém, são muito incertas. Apesar dessas reduções, acredita-se que os países de economias emergentes como o Brasil, China e Índia apresentem taxas de crescimento acima da média mundial (IEA, 2008).

Em síntese, conforme aponta o relatório da EPE (2008), *“as expectativas do mercado evidenciam a percepção de que, apesar das perturbações no ambiente externo, a situação macroeconômica do Brasil é sólida o suficiente para que, após um arrefecimento no ritmo da expansão econômica em 2009, seja possível manter um*

crescimento médio de 4,2% para o PIB após esse ano.” Essa taxa de crescimento, porém, só deverá ser atingida após 2010, conforme apontado pelo estudo divulgado pelo FMI (FMI, 2009).

De forma geral, assumem-se premissas de progresso econômico onde se observa processos de estabilização (inflação, contas externas, contas públicas, etc.), ambientes favoráveis para os negócios, expansão da infra-estrutura de energia, aumento contínuo da renda per capita, etc.

Surgem aqui alguns eixos, podendo-se destacar:

- Taxa de crescimento do PIB – são apresentadas taxas de crescimento modestas para cenários menos otimistas e taxas maiores em cenários de grande vigor econômico. Essa característica é encontrada nos cenários de EIA (2008).
- Mudanças estruturais na economia – assumindo grandes mudanças ou nenhuma mudança. Esse último caso compõe normalmente os cenários de referência onde esse eixo é apresentado. Esse eixo é encontrado nos cenários de IAEA (2006).

De forma geral, os estudos em análise (EIA, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) apresentam uma taxa média de crescimento do PIB brasileiro em torno de 4% a 5%.

1.3.4 – Desenvolvimento Tecnológico

Fontes de energia seguras, confiáveis e viáveis são fundamentais para a estabilidade e desenvolvimento econômico. Questões de segurança no suprimento energético, a ameaça de mudanças climáticas e a demanda crescente de energia impõem grandes desafios ao setor energético (IEA, 2006).

Uma das principais contribuições face a esses desafios se dá através do desenvolvimento tecnológico mediante a criação de tecnologias de geração e de uso final de energia que reduzam o uso de fontes não-renováveis e os impactos causados ao meio ambiente como, por exemplo, o nível de emissões de gases tóxicos e de efeito estufa. Segundo IEA (2008), a eficiência energética está dentre as opções que mais contribuem para a redução do nível de emissões de GEE.

No que tange ao setor de geração elétrica a partir do carvão, as tecnologias apontadas por IEA (2008) como as mais importantes nesse aspecto são⁴:

- CCS – Carbon Capture and Storage – Segundo IEA (2008), essa é a tecnologia mais importante sendo responsável pela redução de 14% a 19%⁵ das emissões de CO₂ podendo ser aplicada também a unidades de geração já em operação⁶.
- IGCC – Integrated-Gasification Combined-Cycle
- Ciclo de Vapor Ultra-Supercrítico

Em função do CCS, as futuras unidades de geração poderão ter como fator principal na determinação de sua localização a facilidade para o transporte e armazenamento do CO₂.

O principal eixo apresentado quanto ao desenvolvimento tecnológico é:

- Inovação tecnológica ou Pesquisa e desenvolvimento – Em alguns cenários, assume-se que muitas das tecnologias necessárias não se encontram disponíveis atualmente exigindo, assim, um grande esforço em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e, conseqüentemente, o desenvolvimento tecnológico se dá de forma mais rápida ou lenta em função desse esforço. Em IEA (2008), três cenários são construídos com base em três níveis de P&D onde o cenário mais otimista quanto ao nível de emissão de GEE não se faz possível com as tecnologias hoje disponíveis. IEA (2003) apresenta apenas duas variações dessa variável: desenvolvimento rápido/lento.

É importante observar que, na maioria dos estudos analisados⁷, os cenários mais otimistas quanto às questões ambientais apresentam, como ação necessária, a substituição ou redução do uso do carvão como fonte energética. Nos casos em que o uso do carvão é mantido, considera-se que as “tecnologias limpas” (Clean Coal Technologies) são preferíveis, destacando-se o CCS e o IGCC.

⁴ Uma descrição dessas tecnologias é apresentada no Capítulo II.

⁵ Essas taxas incluem as reduções provenientes da aplicação dessa tecnologia a outras fontes.

⁶ O custo para implantação desse sistema depende de alguns fatores tais como a distância da planta de geração até o reservatório onde será armazenado o gás carbônico, a tecnologia de geração da usina, o tipo de reservatório de estocagem desse gás, etc. Esse aspecto será tratado em maiores detalhes no Capítulo III.

⁷ Vide EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008.

Segundo IEA (2008), as tecnologias limpas podem apresentar significativa contribuição na redução dos níveis de emissão de GEE na geração elétrica. O uso de ciclos avançados de vapor ou IGCC pode aumentar a eficiência média de usinas térmicas a carvão dos atuais 35% para 50% até 2050.

1.4 – Mercado de Energia

1.4.1 – *Demanda de Energia Elétrica*

Como resultado das premissas adotadas nos estudos, em todos os cenários apresentados, observa-se um aumento na demanda por energia elétrica. Esse aumento varia em função dos cenários considerados.

IEA (2008) apresenta um crescimento médio da demanda de energia em torno de 3,8% ao ano no período de 2005-2050 para os países em desenvolvimento em seu cenário de referência. As principais causas apontadas para esse crescimento são o crescimento populacional e o aumento da renda per capita. Em outro estudo apontado por EIA (2008), países fora do grupo OECD apresentam uma média de 4,0% ao ano de crescimento da geração elétrica.

No caso brasileiro, IAEA (2006) aponta para um crescimento médio entre 3,33% e 3,98% ao ano na demanda elétrica, enquanto que ERNST (2008) apresenta uma taxa média entre 4,4% e 4,9% por ano. Para a EPE (EPE, 2008), esse crescimento será de 4,8% ao ano até 2017.

1.4.2 – *Produção e Comercialização de Energia*

Os estudos analisados (EIA, 2008, EPE, 2008, IAEA, 2006, IEA, 2003, 2006, 2008) realizam o levantamento da demanda de energia de forma global, ou seja, considerando-se a demanda de todas as fontes em conjunto. A partir desses resultados, é feita então uma análise com base em algumas premissas de forma a se obter a distribuição da produção e comercialização de energia.

Essas premissas incluem (IAEA, 2006):

- Descrição do sistema de suprimento de energia existente e de sua correspondente infra-estrutura;
- Características técnicas, econômicas e ambientais de todos os processos e tecnologias de conversão de energia do sistema de suprimento energético

nacional, bem como as tecnologias candidatas potencialmente disponíveis no futuro;

- Intercâmbios de energéticos; e
- Requisitos de proteção ambiental.

No caso brasileiro, IAEA (2006) apresenta algumas das premissas adotadas referentes à geração termoeletrica com carvão, quais sejam:

- A produção nacional de carvão é mantida nos níveis atuais. Nenhuma restrição às importações de carvão é apresentada no cenário de referência enquanto que, no outro cenário, parte da demanda é atendida pela produção de carvão vegetal.
- Na geração, para o cenário de referência, novas usinas são implantadas com o mínimo de requerimentos tecnológicos: tecnologia de carvão pulverizado com precipitadores e filtros (controle de material particulado e de SO_x). No outro cenário, são exigidas tecnologias de leito fluidizado com controle de SO_x, NO_x e material particulado, ou IGCC.

Nos estudos de âmbito mundial, a geração com carvão aumenta consideravelmente aumentando sua participação na geração elétrica nos cenários de referência. Como exemplo, IEA (2008) apresenta os resultados mostrados na Figura 1.6 para a geração elétrica.

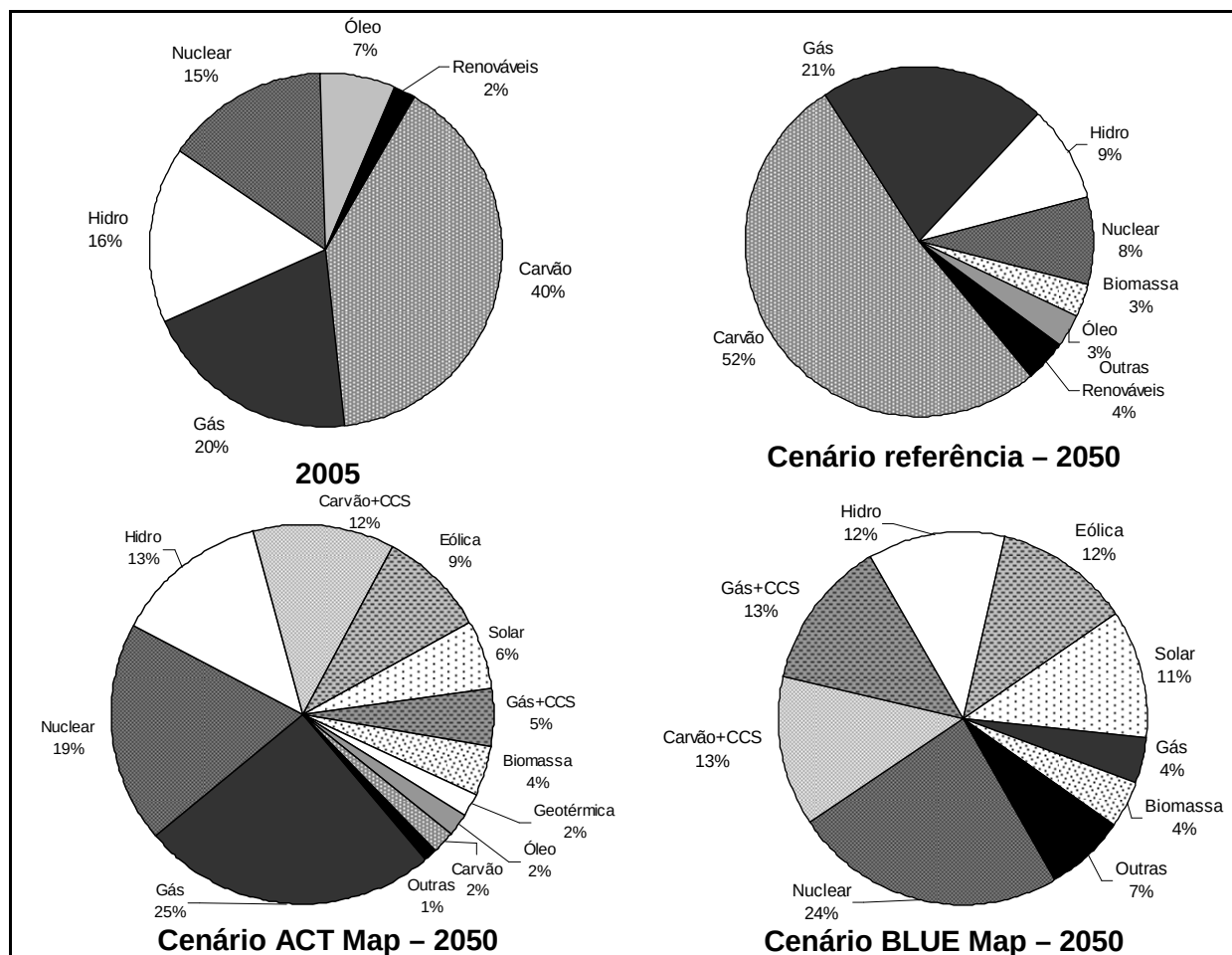
No cenário de referência, o carvão adquire maior importância em função dos preços do óleo e do gás, tornando a geração a partir de usinas a carvão mais competitivas. Para os países não pertencentes ao grupo OECD, o uso do carvão não se altera nos demais cenários.

No nível nacional, é importante observar que, em ambos cenários apresentados por IAEA (2006), a geração térmica com carvão é a mesma, não apresentando acréscimos durante o período de análise (2000 – 2025). Ao contrário, observa-se uma redução desses valores, conforme apresentado na Tabela 1.2.

Tabela 1.2 - Geração elétrica a partir do carvão mineral entre 2000 e 2025.

2000	2005	2010	2015	2020	2025
8,3	8,1	4,8	4,8	2,5	2,5

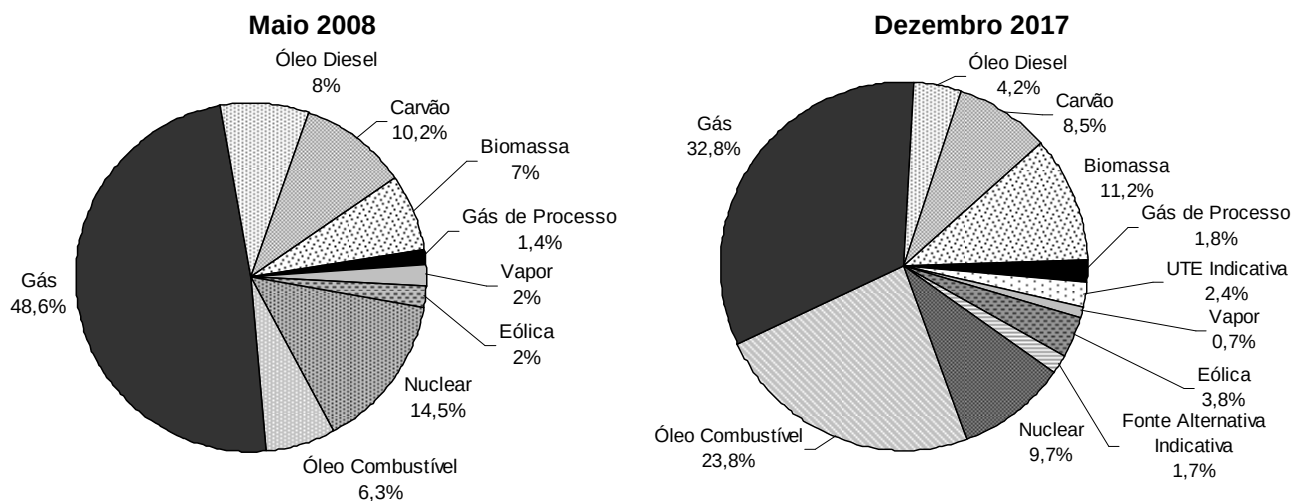
Fonte: IAEA, 2006



Fonte: IEA, 2008

Figura 1.6 - Participação das diversas fontes na geração de energia elétrica.

Essa tendência é reforçada pelo estudo da EPE (EPE, 2008) que mostra uma participação do carvão na geração térmica reduzida em 2017, conforme apresentado na Figura 1.7.



Fonte: EPE, 2008

Figura 1.7 - Participação das fontes de geração térmica.

1.5 – Conclusões

Embora seja o principal agente das emissões de gás carbônico, o carvão continuará sendo utilizado nos países que dispõem de reservas uma vez que os países exportadores desse energético estão disseminados no mundo, atribuindo-lhe uma condição de fonte relativamente segura, por diluir a dependência em relação ao petróleo e ao gás natural.

No que tange à geração de energia elétrica com carvão mineral no Brasil, existe a possibilidade de aumento do parque gerador, caso sejam observados casos semelhantes aos cenários de maior crescimento econômico e menor preocupação com o meio ambiente. Porém, a grande disponibilidade de energia hidráulica no país faz com que a geração térmica tenha um papel complementar, de forma apenas a garantir o suprimento em períodos de menores volumes de água nos reservatórios das hidrelétricas. Nesse aspecto, o carvão não é a fonte mais adequada face à sua dificuldade técnica de retomada de carga⁸ ou mesmo de acompanhamento da curva de demanda (operação “em pico”). Dessa forma, é de se esperar que, no horizonte desse estudo, o carvão não venha adquirir uma representação maior na matriz elétrica.

Apesar disso, o carvão não perde sua importância no cenário nacional desde que haja uma maior preocupação com a questão da segurança energética, já que, mesmo para o carvão importado, esse energético é o que apresenta as maiores reservas frente aos demais energéticos e possui vantagens quanto à distribuição mundial dessas reservas. Assim, um possível cenário em que o carvão adquira uma maior importância é aquele em que se observa um esgotamento do potencial hídrico onde, nesse caso, a geração térmica com carvão assumiria o papel de geração em base.

⁸ Veja mais detalhes no Capítulo II.

Capítulo II

Análise das Opções Tecnológicas de Geração Elétrica

2.1 – Introdução

Nesse capítulo serão apresentadas as opções tecnológicas atualmente disponíveis para a geração elétrica a partir do carvão mineral. Juntamente com as questões operacionais, serão também apresentadas as questões de eficiência bem como as questões ambientais que cada opção oferece.

Porém, para uma análise mais completa das questões ambientais que envolvem a geração térmica a partir do carvão, faz-se necessária uma análise de todo o ciclo de vida da geração, desde a mineração até o depósito final dos resíduos gerados pelo processo de geração. Babbitt *et al.* (2005) mostram que há impactos ambientais significativos nos três estágios do processo de geração elétrica com carvão: na extração da matéria prima (incluindo a mineração e preparação do carvão), no processamento dos materiais (combustão do carvão) e na disposição final de materiais (envolvendo os produtos da combustão do carvão).

Dessa forma, será feita uma breve introdução dos impactos ambientais provocados por cada etapa desse ciclo. Em seguida, será apresentado um panorama geral da geração termelétrica a carvão no mundo, com destaque para o caso brasileiro.

Para uma melhor compreensão da situação brasileira quanto à geração com carvão, é importante avaliar as características dos carvões, em especial o nacional. Como será visto, as peculiaridades apresentadas pelo carvão brasileiro o tornam difícil para uso metalúrgico e, até mesmo, energético. Além disso, podem implicar em impactos ambientais significativos se não forem utilizadas técnicas apropriadas para sua extração e aproveitamento energético (Monteiro, 2004).

A fim de se melhor avaliar os impactos ambientais dessa opção energética, serão apresentadas também, de forma sucinta, as opções tecnológicas de mineração atualmente empregadas no Brasil.

Finalmente, as tecnologias empregadas na geração termelétrica com carvão serão apresentadas com ênfase nas questões ambientais que cada uma oferece. Como será

visto, as opções que fornecem os maiores índices de rendimento e menor impacto ambiental infelizmente são as mais caras. Além disso, algumas delas ainda necessitam de maior investimento em pesquisa e desenvolvimento (IEA, 2006), de forma a permitir sua utilização em países onde as questões econômicas são restritivas.

2.2 – Principais Impactos Ambientais

Conforme CONAMA (1986), define-se impacto ambiental como *“qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, causada por qualquer forma de matéria ou energia resultante das atividades humanas que, direta ou indiretamente, afetam:*

- I. a saúde, a segurança e o bem-estar da população;
- II. as atividades sociais e econômicas;
- III. a biota;
- IV. as condições estéticas e sanitárias do meio ambiente;
- V. a qualidade dos recursos ambientais.”

Nesse sentido, como em todas as formas de geração de energia, não existe uma fonte que seja totalmente isenta de impactos ambientais quando se avalia todo o ciclo do processo de geração. Assim, mesmo as fontes renováveis possuem impactos ambientais. Como exemplo, a geração fotovoltaica exige a mineração de silício que, como na mineração do carvão, produz danos à vegetação e aos solos. Outro exemplo é o caso da energia eólica que, além da grande necessidade de metais na produção de suas torres, pode afetar rotas migratórias de aves. O carvão, porém, é considerado como uma das fontes mais “sujas”, respondendo pelos maiores impactos causados pela humanidade desde a Revolução Industrial (Monteiro, 2004).

Assim como nas demais formas de geração, esses impactos quase nunca são computados na estimativa de custos da energia gerada. São deixadas de lado as questões cruciais de saúde pública, as doenças ocupacionais de trabalhadores e os males gerados ao longo do processo que, no caso do carvão, vão desde o ruído de explosões na mineração à contaminação por resíduos da combustão que afetam vastas áreas em torno das mineradoras e usinas termelétricas.

A história do uso do carvão mostra como ele pode afetar áreas naturais, comprometer a disponibilidade e a qualidade de recursos hídricos, destruir o potencial turístico de

regiões inteiras, criar conflitos com comunidades locais, reduzir a biodiversidade e degradar frágeis ecossistemas. A região sul de Santa Catarina, por exemplo, entrou para o rol das 14 áreas mais poluídas do país (Monteiro, 2004).

A mineração, beneficiamento e combustão do carvão produzem uma variedade de resíduos ricos em elementos-traço⁹ e em compostos orgânicos de elevado potencial de toxicidade. As características físico-químicas desses resíduos implicam em impactos significativos em ecossistemas terrestres e aquáticos. Eles podem mudar a composição elementar da vegetação e penetrar na cadeia alimentar. A degradação do solo e da água pela drenagem ácida que se forma, quando esses resíduos ricos em enxofre ficam expostos à ação do ar e das chuvas, pode continuar avançando por dezenas e até centenas de anos.

A Resolução CONAMA nº 03/90 estabelece padrões de qualidade do ar para alguns poluentes, quais sejam:

- Partículas Totais em Suspensão;
- Fumaça;
- Partículas Inaláveis;
- Dióxido de Enxofre;
- Monóxido de Carbono;
- Ozônio; e
- Dióxido de Nitrogênio.

As emissões atmosféricas totais envolvidas nos três estágios de processamento do carvão (mineração, combustão e disposição de resíduos) é mais significativa que a contaminação da água ou do solo. 78% das emissões atmosféricas são atribuídas ao dióxido de carbono da combustão do carvão (Babbitt *et al.*, 2005).

2.2.1 – Material Particulado (MP)

Define-se como material particulado, ou simplesmente particulado, um conjunto de poluentes constituídos de poeiras, fumaças e todo tipo de material sólido e líquido que se mantêm suspensos na atmosfera por causa de seu pequeno tamanho. Além da queima do carvão, o material particulado pode também se formar na atmosfera a partir

⁹ Elementos que se encontram na natureza em pequenas concentrações que, quando liberados ou concentrados no ambiente pela ação do homem, apresentam grandes riscos à saúde e à vida.

de gases como dióxido de enxofre (SO₂), óxidos de nitrogênio (NO_x) e compostos orgânicos voláteis (COVs), transformando-se em partículas como resultado de reações químicas no ar (CETESB, 2009).

O tamanho das partículas está diretamente associado ao seu potencial para causar problemas à saúde, sendo que quanto menores normalmente são maiores os efeitos provocados.

O particulado pode também reduzir a visibilidade na atmosfera.

O material particulado pode ser classificado como (CETESB, 2009):

- **Partículas Totais em Suspensão (PTS)** – Podem ser definidas de maneira simplificada como aquelas cujo diâmetro aerodinâmico é menor que 50 µm. Uma parte destas partículas é inalável e pode causar problemas à saúde, outra parte pode afetar desfavoravelmente a qualidade de vida da população, interferindo nas condições estéticas do ambiente e prejudicando as atividades normais da comunidade.
- **Fumaça (FMC)** – Está associada ao material particulado suspenso na atmosfera proveniente dos processos de combustão. O método de determinação da fumaça é baseado na medida de refletância da luz que incide na poeira (coletada em um filtro), o que confere a este parâmetro a característica de estar diretamente relacionado ao teor de fuligem na atmosfera.
- **Partículas Inaláveis (MP10)** – Podem ser definidas de maneira simplificada como aquelas cujo diâmetro aerodinâmico é menor que 10 µm. As partículas inaláveis podem ainda ser classificadas como partículas inaláveis finas – MP2,5 (<2,5µm) e partículas inaláveis grossas (2,5 a 10µm). As partículas finas, devido ao seu tamanho diminuto, podem atingir os alvéolos pulmonares, já as grossas ficam retidas na parte superior do sistema respiratório.

As partículas inaláveis, por sua capacidade de penetrar profundamente no aparelho respiratório, são as mais perigosas. No caso do carvão, o impacto do material particulado começa com a mineração, que provoca imensas nuvens de poeira. As partículas em suspensão na poeira potencializam os efeitos dos gases poluentes presentes no ar. Essa poeira afeta a capacidade de o sistema respiratório remover as partículas do ar inalado, que ficam retidas nos pulmões.

A queima do carvão produz grandes volumes de partículas muito finas, que carregam consigo hidrocarbonetos e outros elementos. As partículas absorvem o Dióxido de Enxofre do ar e, com a umidade, formam-se partículas ácidas, nocivas para o sistema respiratório e o meio ambiente. Os efeitos da mistura são mais devastadores do que os provocados isoladamente pelo material particulado e pelo Dióxido de Enxofre.

2.2.2 – Dióxido de Enxofre (SO₂)

O dióxido de enxofre pode reagir com outras substâncias presentes no ar formando partículas de sulfato que são responsáveis pela redução da visibilidade na atmosfera. Esta reação é catalisada pelo vanádio que também é emitido na queima de carvões. Há evidências de que o dióxido de enxofre contribui para o surgimento e agrava doenças respiratórias. Esse gás irritante está associado a bronquites crônicas, longos resfriados e interferências no sistema imunológico. O SO₂ produz danos agudos e crônicos nas folhas das plantas, dependendo do tempo de exposição e da concentração do poluente. Ele também danifica tintas, corrói metais e expõe as camadas descobertas ao ataque da oxidação.

O SO₂ é um dos principais formadores da chuva ácida que, juntamente com os óxidos de nitrogênio, reage quimicamente com o ar e a água, na presença da luz solar, e forma ácidos Sulfúrico (H₂SO₄) e Nítrico (HNO₃), que são varridos da atmosfera pela chuva.

Assim, o pH da água, ou mesmo do orvalho e do granizo, é alterado. O termo “chuva ácida” foi cunhado em 1852, por um químico escocês, Robert Angus Smith, para descrever a poluição em Manchester, Inglaterra, causada pela queima de carvão. A percepção global da acidez da chuva só generalizou-se, todavia, a partir da década de 1950. Porque, sendo a água e o solo capazes de neutralizar por muito tempo as adições de ácidos e bases, só passados muitos anos, o pH de diversos ecossistemas mudou drasticamente e lagos e florestas começaram a morrer. O Hemisfério Norte teve florestas inteiras afetadas, monumentos arquitetônicos desgastados e a biodiversidade drasticamente reduzida (Monteiro, 2004).

Esses elementos podem ser transportados a mais de 3000 km de distância, dependendo do vento, da altura das chaminés, da frequência das chuvas e das condições atmosféricas. Assim, a exportação de chuvas ácidas para regiões não-produtoras de poluição não é incomum e pode causar problemas internacionais.

2.2.3 – Óxidos de Nitrogênio (NOx)

Dos Óxidos de Nitrogênio, todos eles perigosos para a saúde, o NO₂, ou Dióxido de Nitrogênio, é o que apresenta motivos para as maiores preocupações. Altamente solúvel, ele penetra profundamente no sistema respiratório, dá origem a substâncias carcinogênicas, como as nitrosaminas, e pode provocar câncer. Seus efeitos agudos incluem edema e danos ao tecido pulmonar e às vias respiratórias. Causa também sintomas semelhantes aos de enfisema pulmonar, irritações nos olhos e nariz e desconforto nos pulmões.

Além de afetar a saúde humana, os óxidos de nitrogênio são precursores da formação, por combinação fotoquímica, de um outro elemento: o ozônio (O₃) de baixa altitude. Em alta altitude, o ozônio forma a camada protetora da nossa atmosfera, mas, em baixa altitude, é um gás tóxico, causador de inúmeros problemas respiratórios e irritações cutâneas.

2.2.4 – Monóxido de Carbono (CO)

O Monóxido de Carbono interfere na capacidade de transportar Oxigênio aos tecidos do corpo dos seres humanos. A intoxicação por CO provoca sintomas parecidos com o da anemia e da hipoxia, que é uma deficiência de Oxigênio nos tecidos corporais capaz de impedir a função fisiológica. Também ocasiona problemas no sistema nervoso central. Foi demonstrado, experimentalmente, que a pessoa exposta ao CO pode ter diminuídos seus reflexos e acuidade visual e sua capacidade de estimar intervalos de tempo (Monteiro, 2004). Acima de 1000 ppm (partes por milhão), o CO é altamente tóxico e potencial causador de ataques cardíacos e de morte. Suas principais vítimas são os idosos, as crianças e os enfermos das regiões metropolitanas.

2.2.5 – Impactos Causados pela Mineração

A mineração pode alterar significativamente a paisagem e o ecossistema. A extração do carvão facilita a erosão e acidifica o solo. Ela inibe o crescimento da vegetação e torna o ambiente impróprio para a agricultura. O resultado é o assoreamento das drenagens e a contaminação das águas. Por isso, é importantíssimo prever, antes de se degradar uma área, como ela pode ser recuperada após a exaustão da jazida.

O vento nas pilhas de rejeito da mineração e nos depósitos de cinzas da combustão (que, por vezes, retornam às cavas das minas) forma nuvens de poeira poluente. A lavra e o beneficiamento resultam em drenagens ácidas que matam os rios.

A drenagem ácida polui as águas nas áreas de mineração de carvão. A alteração do pH das águas libera os elementos tóxicos que ficam dissolvidos, aumentando os riscos para os seres vivos. Quanto maior o conteúdo de pirita¹⁰ no carvão e nas rochas expostas, maior é o potencial de geração de ácidos.

O baixo pH da água e as elevadas concentrações de sulfato e metais são a consequência das drenagens dos efluentes dos lavadores de carvão e da disposição de rejeitos na região sul de Santa Catarina (Teixeira, 2002). Estes parâmetros, que estão em desacordo com a legislação vigente (Resolução CONAMA nº 20/86), apontam a deterioração da qualidade das águas também nas regiões carboníferas do Rio Grande do Sul. Na região do Baixo Jacuí, os mananciais subterrâneos foram afetados e boa parte da sub-bacia do Arroio do Conde está comprometida. Em Candiota, RS, diversos pesquisadores observaram a queda do padrão de qualidade das águas superficiais, a jusante das zonas de lavra (Teixeira, 2002).

Além disso, Babbitt *et al.* (2005) mostram que a mineração e a preparação do carvão contribui com as maiores quantidades de compostos orgânicos voláteis não-metano e metano (acima de 98%) assim como a maioria dos sólidos dissolvidos na água (acima de 76%).

Além de todos esses efeitos adversos, a extração de carvão pode afetar muitos aspectos do ciclo hidrológico no que concerne à quantidade e à disponibilidade de água. Em alguns casos, a mineração requer o bombeamento de água da mina, o que pode rebaixar o lençol freático. Assim como as centrais termelétricas, as plantas de beneficiamento também utilizam enormes volumes de água para remover matérias e impurezas do carvão que, muitas vezes, são lançadas no curso d'água.

No beneficiamento, a matéria orgânica (com baixa densidade) é separada da matéria mineral (argilas, quartzo e pirita) por processos gravimétricos. Mais raramente, para aproveitar frações mais finas do carvão, utiliza-se o processo de flotação¹¹.

¹⁰ Sulfeto de Ferro – FeS₂ – a pirita contém também elementos-traço que podem apresentar elevado potencial de toxicidade quando liberados no ambiente natural.

¹¹ Processo de separação de partículas através da formação de uma espuma sobrenadante que arrasta as partículas de uma espécie, mas não as de outra.

Ambos os processos utilizam a água, que é parcialmente reaproveitada. A água que contém os rejeitos é filtrada, mas não totalmente reutilizada, pois, com o tempo, o aumento da concentração de sais dissolvidos provenientes do carvão beneficiado pode provocar a corrosão dos equipamentos utilizados (Teixeira, 2002). Mesmo depois de filtrada, essa água ainda contém metais dissolvidos e é descartada nos cursos d'água. Mais preocupante do ponto de vista ambiental é o descarte dos rejeitos do beneficiamento ricos em pirita. Sua dissolução pela ação da chuva e do ar libera elementos tóxicos para o meio ambiente, comprometendo grandes áreas.

2.2.6 – Outros Impactos Causados pela Queima do Carvão

Os resíduos sólidos resultantes da queima do carvão na indústria carbonífera – cerca da metade do volume minerado e queimado, no caso dos carvões nacionais – são constituídos por dois tipos de cinzas: as leves ou volantes e as pesadas. Quando não são removidos devidamente, de modo a permitir seu confinamento, ocorre a lixiviação, uma forma de erosão química que carrega os elementos do solo, incluindo substâncias tóxicas, para as drenagens adjacentes. As cinzas produzidas pela queima, que concentram metais pesados, acabam parando nos cursos d'água, provocando assoreamento e alta contaminação do solo.

A disposição final desses resíduos, seja através de aterros sanitários ou seu confinamento, resultam nas maiores emissões de material particulado (PM10) no ar (41%), em emissões significantes de sólidos dissolvidos na água (mais de 22%) e uma variedade de metais no solo (Babbitt *et al.*, 2005).

Os subprodutos de argila e cinza podem ser aproveitados pela indústria cimenteira, porém, quando apenas parte ou nada é comercializado, esses subprodutos normalmente vão para as cavas de minas. Grande parte desse material pouco coeso é facilmente erodida a cada chuva, assoreando cursos d'água.

2.3 – Panorama da Geração Termelétrica

O carvão mineral serviu como principal fonte de energia para a humanidade entre o final do século 19 e o a primeira metade do século 20 quando impulsionou a Revolução Industrial, chegando a representar cerca de 60% da matriz energética mundial no início do século XX, conforme mostra a Figura 2.1. Foi utilizado principalmente em máquinas a vapor e na produção de ferro e aço. Após esse apogeu,

começou a declinar, perdendo espaço, principalmente, para o petróleo, gás natural e hidroeletricidade.

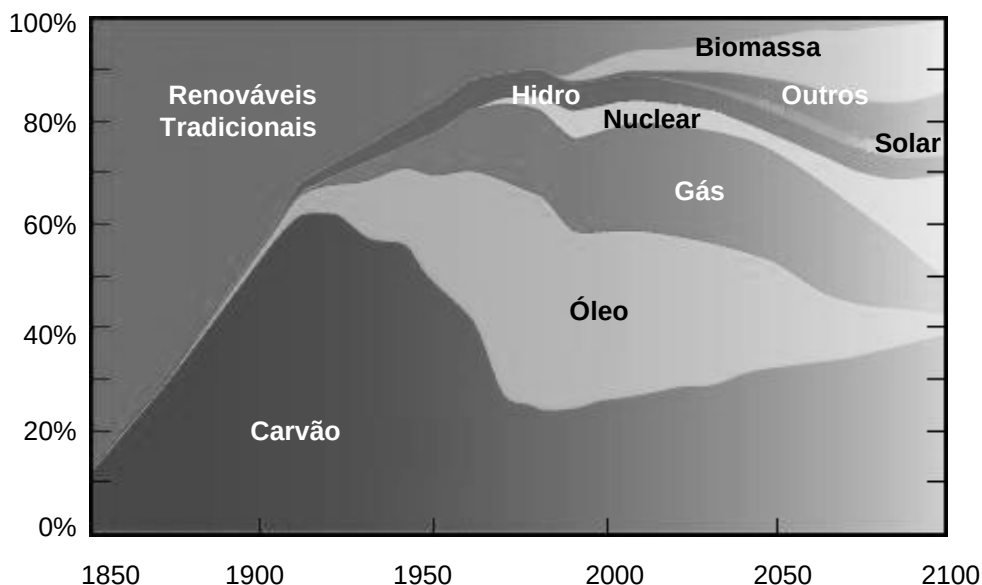


Figura 2.1 – Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.

De todas as fontes de combustíveis fósseis, o carvão é seguramente o mais abundante no mundo. A reserva provada mundial de carvão, em 2007, é de cerca de 847.488 milhões de toneladas, utilizando as atuais tecnologias de mineração. Aproximadamente, metade dessa reserva é de carvão tipo atrancito e betuminoso, conforme mostrado na Figura 2.5. Ao contrário do petróleo, as reservas de carvão estão mais bem distribuídas no mundo, ocorrendo em cerca de 70 países de todos os continentes (WCI, 2008). A Tabela 2.1 mostra as reservas provadas mundiais de carvão mineral, com dados de 2007. Como se observa nessa tabela, essas reservas são suficientes para 133 anos, mantidos os níveis de consumo observados naquele ano.

Com os constantes avanços tecnológicos e o aumento do uso eficiente destas fontes, as reservas correntes são aproximadamente três vezes maiores que as reservas de óleo (R/P¹² de 42 anos) e duas vezes maiores que as de gás (R/P de 60 anos) (WCI, 2008). O fato de as reservas estarem bem distribuídas no mundo, ao contrário das reservas de óleo, faz com que sofram menos pressão geopolítica e tenham seus preços menos voláteis que o petróleo.

¹² **R/P:** Razão entre Reserva e Produção – corresponde ao tempo de vida de uma reserva caso os níveis atuais de produção sejam mantidos.

Tabela 2.1 - Reservas provadas e produção de carvão mineral no mundo em 2007 (10⁶ t).

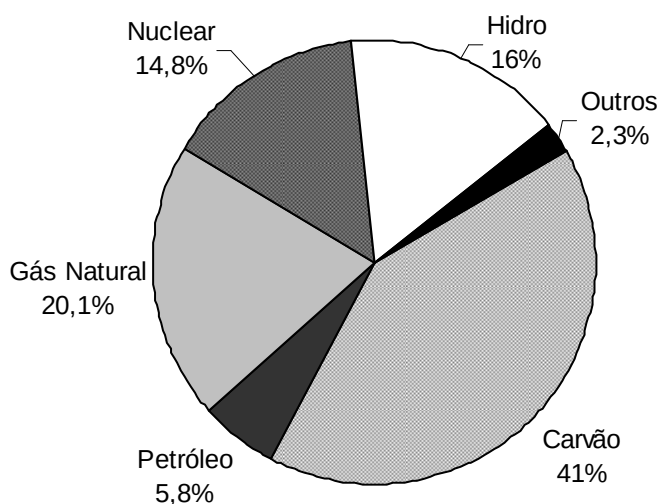
	Antracito e betuminoso	Sub- betuminoso e linhito	Total	Participação	R/P
EUA	112261	130460	242721	28,6%	234
Canadá	3471	3107	6578	0,8%	95
México	860	351	1211	0,1%	99
Total América do Norte	116592	133918	250510	29,6%	224
Brasil	—	7068	7068	0,8%	*
Colômbia	6578	381	6959	0,8%	97
Venezuela	479	—	479	0,1%	60
Outros América S. & Cent.	172	1598	1770	0,2%	*
Total América S. & Cent.	7229	9047	16276	1,9%	188
Bulgária	5	1991	1996	0,2%	66
República Tcheca	1673	2828	4501	0,5%	72
Alemanha	152	6556	6708	0,8%	33
Grécia	—	3900	3900	0,5%	62
Hungria	199	3103	3302	0,4%	336
Cazaquistão	28170	3130	31300	3,7%	332
Polônia	6012	1490	7502	0,9%	51
Romênia	12	410	422	**	12
Federação Russa	49088	107922	157010	18,5%	500
Espanha	200	330	530	0,1%	29
Turquia	—	1814	1814	0,2%	24
Ucrânia	15351	18522	33873	4,0%	444
Reino Unido	155	—	155	**	9
Outros Europa & Eurásia	1025	18208	19233	2,3%	278
Total Europa & Eurásia	102042	170204	272246	32,1%	224
África do Sul	48000	—	48000	5,7%	178
Zimbábue	502	—	502	0,1%	237
Outros África	929	174	1103	0,1%	*
Oriente Médio	1386	—	1386	0,2%	*
Total Oriente Médio & África	50817	174	50991	6,0%	186
Austrália	37100	39500	76600	9,0%	194
China	62200	52300	114500	13,5%	45
Índia	52240	4258	56498	6,7%	118
Indonésia	1721	2607	4328	0,5%	25
Japão	355	—	355	**	249
Nova Zelândia	33	538	571	0,1%	124
Coréia do Norte	300	300	600	0,1%	20
Paquistão	1	1981	1982	0,2%	*
Coréia do Sul	—	135	135	**	47
Tailândia	—	1354	1354	0,2%	74
Vietnam	150	—	150	**	4
Outros Pacífico-Asiáticos	115	276	391	**	29
Total Ásia Pacífico	154216	103249	257465	30,4%	70
TOTAL MUNDIAL	430896	416592	847488	100,0%	133

Fonte: BP, 2008

Notas: * mais de 500 anos

** menos de 0,05%

Por essas razões, o carvão mineral possui papel expressivo na geração elétrica representando o energético de maior participação na matriz elétrica mundial, conforme mostrado na Figura 2.2.



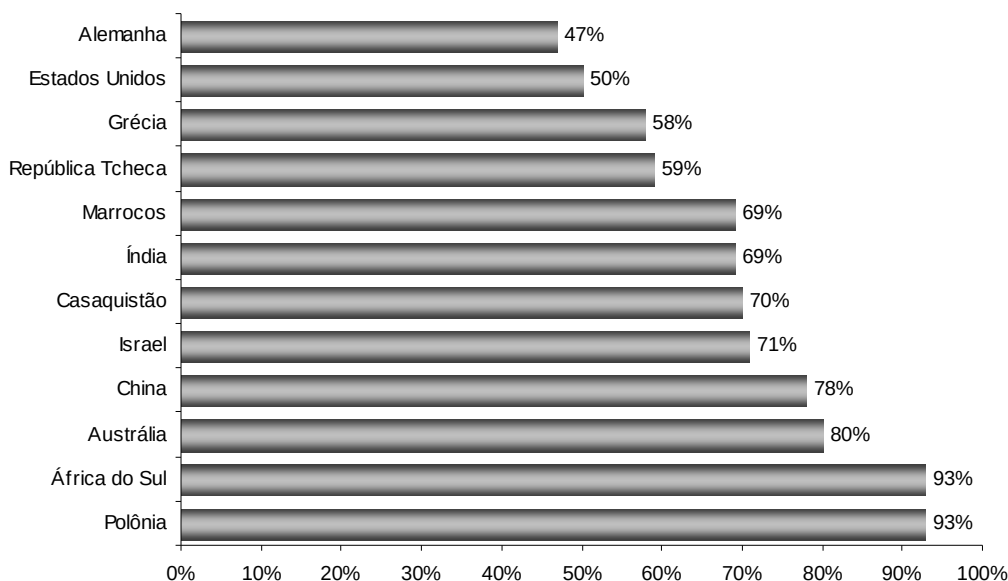
Fonte: WCI, 2008
Figura 2.2 – Matriz elétrica mundial em 2006.

No Brasil as reservas provadas estão estimadas em cerca de 7.068 milhões de toneladas, conforme mostra a Tabela 2.1, localizadas principalmente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. O consumo de carvão mineral nacional, devido suas características (baixo rank) é praticamente voltado para queima em usinas termelétricas.

Atualmente, a principal aplicação do carvão mineral no mundo é a geração de energia elétrica por meio de usinas termelétricas. Em segundo lugar vem a aplicação industrial para a geração de calor (energia térmica) necessário aos processos de produção, tais como secagem de produtos, cerâmicas e fabricação de vidros. Um desdobramento natural dessa atividade – e que também tem se expandido – é a co-geração ou utilização do vapor aplicado no processo industrial também para a produção de energia elétrica.

A geração térmica a carvão é significativa em vários países, representando a maior parcela da geração elétrica em mais de 10 países, como mostra o gráfico da Figura 2.3 onde estão listados os países mais dependentes do carvão na geração elétrica. Esse cenário não deve se alterar muito nos próximos anos devido à grande disponibilidade desse insumo nesses países (segurança de suprimento), à sua estabilidade de preços e ao menor custo na comparação com outros combustíveis.

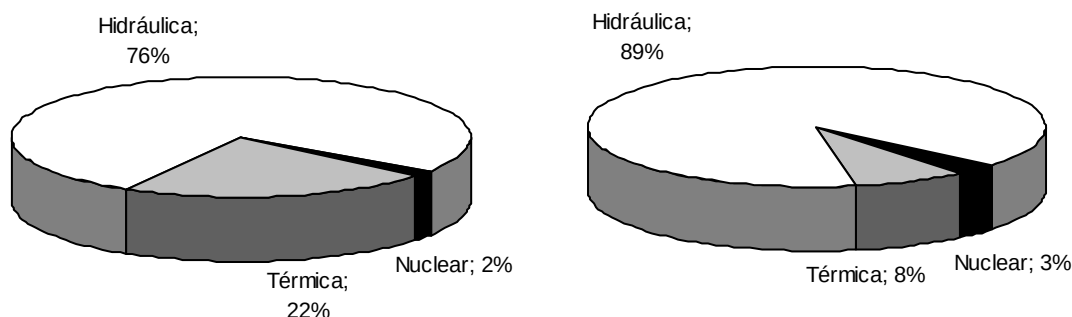
A principal restrição à utilização do carvão é o forte impacto socioambiental provocado em todas as etapas do processo de produção e também no consumo. A extração, por exemplo, provoca a degradação das áreas de mineração. A combustão é responsável por emissões de gás carbônico (CO_2), material particulado e gases nocivos como NO_x e SO_2 , estes últimos responsáveis pela chuva ácida. Projetos de mitigação e investimentos em tecnologia (Clean Coal Technologies) estão sendo desenvolvidos para atenuar este quadro.



Fonte: WCI, 2008

Figura 2.3 - Dependência do carvão na geração elétrica de alguns países.

No Brasil, a geração de energia elétrica é dominada pela hidroeletricidade restando à energia térmica apenas 22% da capacidade instalada (ANEEL, 2009) sendo que, em termos de energia gerada, apenas 8% é proveniente das usinas térmicas (ONS, 2009), como mostrado na Figura 2.4.



Fontes: ANEEL, 2009 (capacidade instalada) e ONS, 2009 (energia gerada)

Figura 2.4 - Geração no Brasil: Capacidade Instalada e Energia Gerada.

A participação do carvão na matriz elétrica brasileira é ainda menor, representando pouco mais de 1,5% da energia gerada (EPE, 2007). Devido à baixa qualidade do

carvão nacional (veja a próxima seção), as usinas termoeletricas que utilizam o carvão nacional estão todas localizadas nas proximidades da mina (usinas em “boca de mina”) nos estados da região sul do país, conforme apresentado na Tabela 2.2, totalizando 1.415 MW em operação.

Tabela 2.2 - Brasil: usinas termelétricas em operação.

Usina	Potência (MW)	Município	UF	Proprietário
Charqueadas	72	Charqueadas	RS	Tractebel
Presidente Médici A, B	446	Candiota	RS	CGTEE
São Jerônimo	20	São Jerônimo	RS	CGTEE
Figueira	20	Figueira	PR	Copel
Jorge Lacerda I e II	232	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Jorge Lacerda III	262	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Jorge Lacerda IV	363	Capivari de Baixo	SC	Tractebel
Total	1.415			

Fonte: ANEEL, 2009

Fato importante a ser observado é que, assim como uma parcela significativa das usinas termelétricas existentes no mundo, as usinas brasileiras estão no final de sua vida útil, embora deva ser considerado que o nível de utilização (fator de capacidade médio) é bem menor no Brasil que em outros países.

Assim, por utilizarem tecnologia ultrapassada e pelo fato de o combustível possuir baixa qualidade, essas usinas possuem baixos rendimentos implicando, dentre outros aspectos, um maior impacto ambiental para cada MWh gerado.

Tabela 2.3 - Brasil: usinas termelétricas com outorga.

Usina	Potência (MW)	Município	UF	Proprietário
Seival	542	Candiota	RS	UTE Seival Ltda.
Jacuí	350,2	Charqueadas	RS	Elétrica Jacuí S.A.
Candiota III	350	Candiota	RS	CGTEE
Sul Catarinense	440,3	Treviso	SC	UTE Sul Catarinense
Concórdia	5	Concórdia	SC	Sadia
Seival	542	Candiota	RS	UTE Seival Ltda.
Total	1.687,5			

Fonte: ANEEL, 2009

Outras novas usinas a carvão que já possuem outorga da ANEEL devem entrar em operação nos próximos anos, totalizando mais de 1.600 MW, conforme listado na Tabela 2.3.

Em função do baixo poder calorífico do carvão nacional, o seu transporte por longas distâncias não se justifica economicamente. Por outro lado, o carvão importado possui qualidade bem superior ao nacional, permitindo seu transporte por grandes distâncias, o que tipicamente é feito por navios e trens. Em alguns casos, pode-se observar algumas sinergias com outros setores no transporte marinho como é o caso, por exemplo, dos navios que levam minério de ferro do Brasil para a China e voltam carregados com carvão, reduzindo os custos do frete.

Assim, pressupõe-se que todas as novas usinas que venham a ser implantadas na região Sul deverão utilizar o carvão nacional e ser localizadas próximas às minas enquanto que nas demais regiões do país, deverão utilizar o carvão importado e ser localizadas nas proximidades de portos e/ou ferrovias que tenham conexão com esses portos. Outros fatores restritivos quanto à localização de novas usinas é a disponibilidade de água necessária ao processo de geração e, futuramente, a facilidade para a disposição do CO₂ capturado através do CCS, como observado no primeiro capítulo.

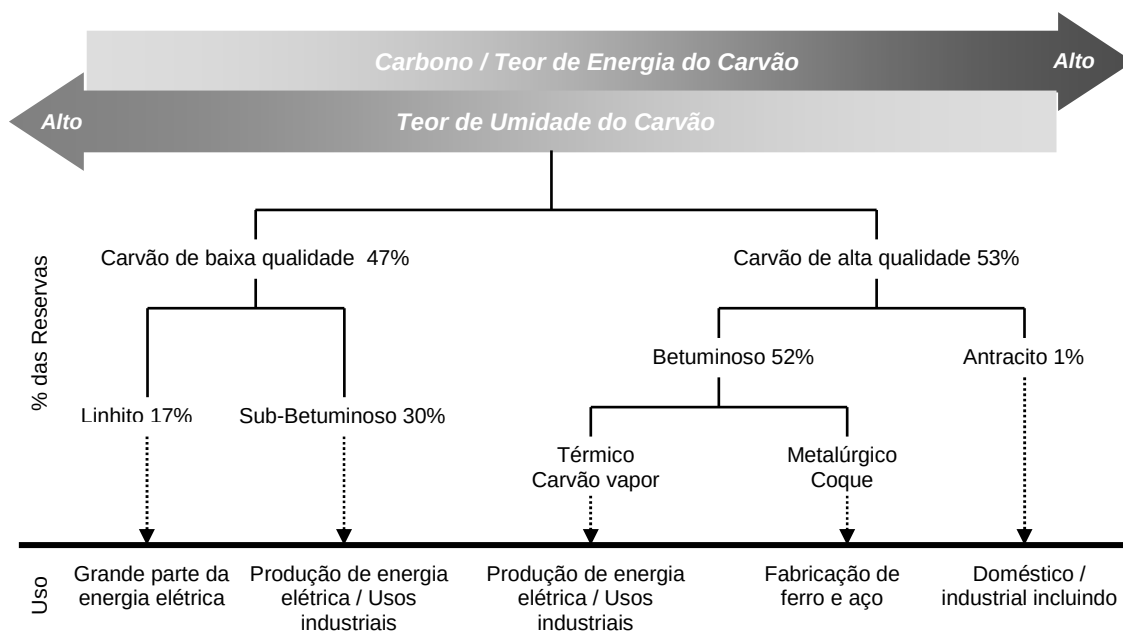
2.4 – Caracterização do Combustível

O carvão mineral é uma denominação genérica para rochas sedimentares composta principalmente de material orgânico, substâncias minerais, água e gás. É formado da decomposição de vegetais em ambiente primordialmente anaeróbico que através de processos micro-biológicos e químicos, sob efeito da pressão e temperatura produz, através de milhares de anos, a carbonificação da matéria.

Devido ao soterramento, as plantas são sujeitas a elevadas temperaturas e pressões que causam mudanças físicas e químicas na vegetação, transformando-a em carvão mineral. Inicialmente há a formação da turfa, o precursor do carvão mineral, que é convertido em linhito ou carvão marrom, tipo de carvão com baixa maturidade orgânica (teor de carbono). Com o passar dos tempos, sob efeito da temperatura e pressão, o linhito, progressivamente aumenta sua maturidade e transforma-se num tipo de carvão chamado de carvão sub-betuminoso. Continuando neste processo de

metamorfização¹³, as mudanças continuam a ocorrer e o carvão se torna mais duro e mais maduro, a ponto de ser classificado como carvão betuminoso ou carvão duro. Sob determinadas condições de temperatura e pressão, e continuando o processo de carbonificação, o carvão betuminoso toma a forma da antracita, o último estágio antes do carvão tornar-se grafite.

De acordo com o grau de metamorfismo ou carbonificação sofrido pelo carvão, podemos classificá-lo conforme o grau de maturidade (teor de carbono) em turfa (com cerca de 60% de carbono), linhito (70%), sub-betuminoso, betuminoso (80% a 85%) e antracito (90%). As propriedades físicas e químicas variam significativamente com esse grau de maturidade, bem como o tipo de aplicação. Podemos classificar o carvão de acordo com o grau de maturidade, referindo-se a carvão de baixo rank o linhito e o sub-betuminoso, tipicamente moles, friáveis com aparência de terra, caracterizados como altos níveis de umidade e baixo conteúdo de carbono e, por conseguinte, baixo poder energético.



Fonte: WCI, 2009

Figura 2.5 - Tipos de carvão e seus usos.

Carvões de alto rank são tipicamente duros, robustos e freqüentemente têm uma aparência preta e vítrea. O aumento do rank é acompanhado de um aumento do teor de carbono e de conteúdo energético, e com o decréscimo da umidade. A Figura 2.5

¹³ **Metamorfismo:** Processo de natureza geoquímica, no qual os resíduos soterrados por sedimentos inorgânicos experimentam compactação, desidratação e diversas reações de craqueamento e condensação, provocado pela (i) pressão, (ii) tempo e (iii) temperatura, sendo esta última a mais importante no metamorfismo.

mostra um diagrama do ranking do carvão mineral. O antracito é o topo da escala e tem um teor de carbono elevado, alta capacidade energética (poder calorífico) e baixo conteúdo de umidade.

Com a utilização extensiva do carvão mineral, bem como pela necessidade de classificar quanto suas propriedades e características, diversas entidades de normalização elaboraram uma classificação para carvões, empregando classificações distintas para os carvões do tipo duro e do tipo mole.

Para os carvões do tipo duro, as seguintes características são consideradas na sua classificação:

- Conteúdo de voláteis;
- Fusividade (caking);
- Poder coqueificante (coking).

O conteúdo de voláteis se refere à perda de peso em condições controladas de aquecimento. Este índice determina a classe sendo que, no caso de ser maior que 33%, utiliza-se o poder calorífico.

A fusividade corresponde ao comportamento plástico sob queima rápida. É o segundo índice que determina o grupo sendo medido pelo Índice de Inchamento (FSI – Free Swelling Index) ou pelo Índice de Roga.

O terceiro índice, o poder coqueificante, corresponde ao comportamento plástico-mecânico sob aquecimento lento. É o terceiro índice que determina o subgrupo, sendo medido pelo Teste de Dilatometria ou pelo Ensaio de Gray-King.

A Tabela 2.4 mostra a classificação internacional de carvões do tipo duro.

Os carvões do tipo mole ficaram fora da classificação anterior, e foi criado um sistema baseado em duas propriedades:

- Teor de umidade;
- Capacidade de produção de alcatrão.

O teor de umidade é a relação entre a massa de água pela massa seca do material. Esse índice caracteriza a classe do material e dá idéia do seu valor como combustível.

Tabela 2.4 - Classificação internacional de carvões do tipo antracito e betuminoso.

Grupos (determinado pela fusividade)			Códigos										Sub-Grupos (determinado pelas propriedades coqueificantes)				
Núm. grupo	Parâmetros alternativos		O primeiro dígito do código indica a classe do carvão, determinada pelo conteúdo volátil até 33% VM e pelo poder calorífico acima de 33% VM. O segundo dígito indica o grupo do carvão, determinado pela fusividade O terceiro dígito indica o subgrupo, determinado pelo poder coqueificante										Núm. subgrupo	Parâmetros alternativos			
	FSI	Índice de Roga												Teste de Dilatometria (% dilat.)	Ensaio de Gray-King		
3	> 4	> 45					435	535	635				5	> 140	> G8		
						334	434	534	634				4	50 - 140	G5 - G8		
						333	433	533	633	733			3	0 - 50	G1 - G4		
						332 a	332 b	432	532	632	732	832		2	< 0	E - G	
2	2,5 - 4	20 - 45				323	423	523	623	723	823		3	0 - 50	G1 - G4		
						322	422	522	622	722	822		2	< 0	E - G		
						321	421	521	621	721	821		1	Apenas contração	B - D		
1	1 - 2	5 - 20			212	312	412	512	612	712	812		2	< 0	E - G		
					211	311	411	511	611	711	811		1	Apenas contração	B - D		
0	0 - 0,5	0 - 5		100		200	300	400	500	600	700	800	900	0	Não-suavizante	A	
				A	B												
Núm. Classe			0	1		2	3	4	5	6	7	8	9	Como indicação, as seguintes classes têm conteúdo volátil de: 6: 33 - 41% 7: 33 - 44% 8: 35 - 50% 9: 42 - 50%			
Param. classe	Conteúdo volátil		0 - 3	> 3 - 10		> 10 - 14	> 14 - 20		> 20 - 28	> 28 - 33	> 33	> 33	> 33				> 33
	Valor calorífico bruto kcal/kg (30°C, 96% umidade)			> 3 - 6,5	>6,5 - 10		> 14 - 16	> 16 - 20									
			-	-	-	-	-	-	-	-	> 7750	> 7200 - 7750	> 6100 - 7200	6100 e menos			
Classes (determinada pelo conteúdo volátil até 33% VM e pelo parâmetro calorífico acima de 33% VM)																	

Fonte: Speight, 2005

A capacidade de produção de alcatrão dá a idéia do seu valor como produtor de insumo químico e caracteriza o grupo no qual pertence.

As jazidas brasileiras de carvão se localizam principalmente nos três estados do Sul onde, há milhões de anos, havia ambientes costeiros com deltas, lagunas e um clima sazonal temperado. A maior parte dos atuais continentes ainda encontrava-se unida no supercontinente Gondwana, quando camadas sedimentares se depositaram numa grande área deprimida, hoje chamada Bacia Sedimentar do Paraná. Ali, ainda no Período Permiano da Era Paleozóica, entre 240 e 280 milhões de anos atrás, formaram-se jazidas de carvão.

O ambiente em que foram formados os carvões brasileiros determinou suas características e possíveis aplicações nos dias de hoje. Os pântanos costeiros estavam sujeitos ao avanço de dunas litorâneas e da água do mar, rica em sais dissolvidos. Formou-se, assim, um carvão com alto teor de cinzas¹⁴ e de enxofre e ferro, disseminados na forma de pirita.

Tabela 2.5 – Características gerais dos carvões brasileiros.

UF	Jazida	Poder Calorífico (kcal/kg)	Carbono (% m/m)	Cinzas (% m/m)	Enxofre (% m/m)
PR	Cambuí	4.850	30,0	45,0	6,0
	Sapopema	4.900	30,5	43,5	7,8
SC	Barro Branco	2.700	21,4	62,1	4,3
	Bonito	2.800	26,5	58,3	4,7
	Candiota	3.200	23,3	52,5	1,6
	Santa Teresinha	3.800 - 4.300	28,0 - 30,0	41,0 - 49,5	0,5 - 1,9
	Morungava/Chico Lomã	3.700 - 4.500	27,5 - 30,5	40,0 - 49,0	0,6 - 2,0
RS	Charqueadas	2.950	24,3	54,0	1,3
	Leão	2.950	24,1	55,6	1,3
	Iruí	3.200	23,1	52,0	2,5
	Capané	3.100	29,5	52,0	0,8

Fonte: MME, 2009

Tais características conferiram ao carvão brasileiro um alto conteúdo de impurezas (teor de cinzas em torno de 40 e 60% e de Enxofre geralmente entre 0,5 e 8,0%) e um baixo poder calorífico (normalmente entre 2.700 e 5.000 kcal/kg), conforme apresentado na Tabela 2.5. Essas características fazem com que seja difícil o seu

¹⁴ Matéria mineral inerte, não-carbonosa, composta basicamente por silicatos e quartzo.

beneficiamento (separação da matéria orgânica). Apresenta, também, baixo poder coqueificante, o que faz com que apenas alguns carvões de Santa Catarina possam ter uso siderúrgico e, mesmo assim, misturado com carvões importados. De acordo com a classificação ASTM, se enquadram como tipo sub-betuminoso A e B.

Em Santa Catarina, as reservas remanescentes são para lavra subterrânea. As condições geológicas das ocorrências de carvão, mais complexas, dificultam e tendem a onerar a lavra. No RS, a principal restrição na lavra subterrânea está relacionada com a fragilidade das encaixantes. As condições de mineração a céu aberto em Candiota são as mais favoráveis.

As reservas nacionais medidas totalizam 6,62 bilhões de toneladas cuja distribuição está ilustrada na Figura 2.6. A Tabela 2.6 apresenta as reservas de carvão mineral no Brasil.



Fonte: DNPM, 2001

Figura 2.6 – Distribuição das reservas de carvão no Brasil.

Considerando-se os menores valores de poder calorífico apresentados na Tabela 2.5 para cada estado e uma eficiência de geração da ordem de 34%, o que é facilmente obtido com a tecnologia de carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC), como

será visto posteriormente, as reservas nacionais apresentadas na Tabela 2.6 são capazes de gerar 7.000 MW (equivalente à metade da capacidade instalada de Itaipu) durante 125 anos.

Tabela 2.6 – Reservas de carvão no Brasil em 2005.

Estado	Reservas (10 ³ t)			
	Medida	Indicada	Inferida	Lavrável
Maranhão	1.092	1.728	-	1.092
Paraná	4.184	212	-	3.509
Rio Grande do Sul	5.255.915	10.098.475	6.317.050	5.376.789
Santa Catarina	1.354.211	593.216	217.069	1.212.340
São Paulo	2.050	1.111	1.263	2.050
Total	6.617.453	10.694.744	6.535.382	6.595.781

Fonte: DNPM, 2006

Dado o peso da participação hidroelétrica na matriz energética brasileira, a utilização prática de geração térmica no país tem sido diferente da que é praticada na maioria dos países nos quais a produção de energia elétrica baseada no calor é a prevalente.

Neste contexto, como o regime hidrológico que condiciona a geração hídrica é caracterizado pela incerteza, a capacidade instalada desse sistema envolve um pressuposto de subutilização quando o regime pluviométrico apresenta escassez.

Em contrapartida, quando o regime de chuvas no conjunto do sistema interligado apresenta excesso de oferta, as hidroelétricas atendem com sobra a demanda do mercado.

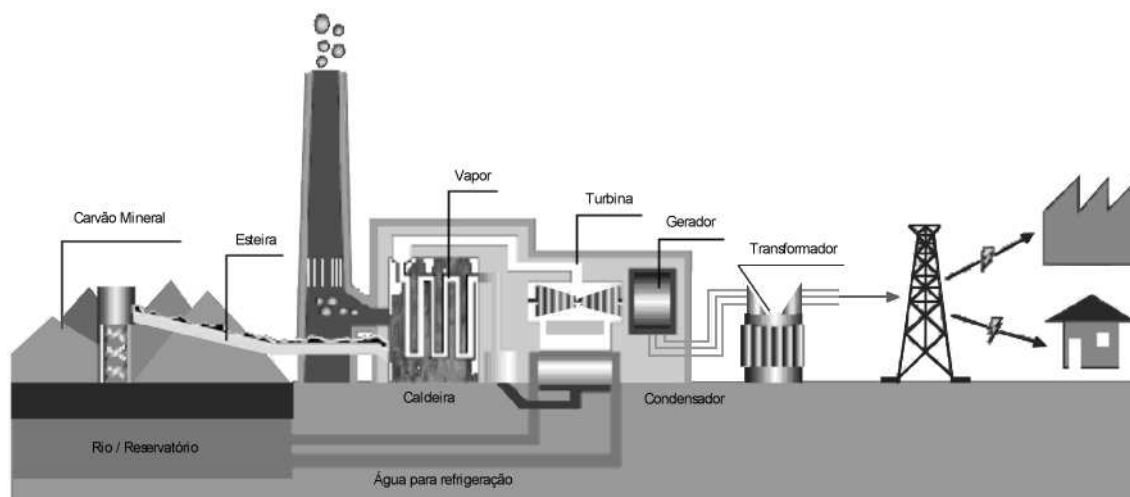
Como as termoeletricas no Brasil exercem papel complementar, sendo chamadas a operar quando as projeções de aflúências nos reservatórios das hidroelétricas sinalizam uma perspectiva de escassez, a consequência é que apenas em situações limites a capacidade instalada termoeletrica é chamada a operar a plena carga.

Esses fatores em conjunto, ou seja, a baixa qualidade do mineral, as dificuldades geológicas para sua extração e as características operacionais das termelétricas impostas pelo sistema elétrico brasileiro tendem a aumentar os custos de produção e a desestimular a implantação de novas tecnologias de lavra e beneficiamento.

2.5 – Componentes Básicos de uma UTE

O procedimento geral para a queima do carvão em térmicas, considerando também a extração e preparo do carvão, consiste nas seguintes etapas:

- O carvão é extraído do solo, fragmentado e armazenado em pilhas;
- O carvão é levado às usinas e acumulado em pilhas;
- Por meio de correias transportadoras, o carvão segue ao setor de preparação de combustível, o que inclui uma trituração preliminar e uma etapa de pulverização nos moinhos, o que permitirá melhor aproveitamento térmico;
- O carvão, na granulometria requerida, é armazenado em silos;
- Dos silos, o carvão é enviado para a sua queima na fornalha da caldeira, sendo ali injetado por meio de queimadores.



Fonte: ANEEL, 2008

Figura 2.7 – Perfil esquemático do processo de produção de energia elétrica a partir do carvão mineral.

O calor liberado por essa queima é transferido à água que circula nos tubos que envolvem a fornalha, transformando-a em vapor superaquecido. Esse vapor é fornecido à turbina movimentando seu eixo. O vapor condensa nas superfícies do tubo do condensador, sendo o calor latente removido utilizando a água de resfriamento de uma fonte fria que é levada ao condensador pelas bombas de circulação. O condensado, logo após as bombas, passa pelo aquecedor de baixa pressão, o desaerador, a bomba de alimentação e os aquecedores de alta pressão, retornando de novo para a caldeira, a fim de fechar o ciclo. O eixo da turbina, acoplado a um gerador, transforma seu movimento giratório em eletricidade que é convertida para a tensão requerida e fornecida aos consumidores por meio das linhas de transmissão.

No caso da co-geração, o processo é similar, porém o vapor, além de gerar energia elétrica, também é extraído para ser utilizado no processo industrial.

O regime de utilização de térmicas no Sistema Interligado Nacional – SIN, conforme foi exposto acima, é complementar o que, a princípio, apresenta vantagens. Entretanto, para os empreendedores na geração térmica, apresenta componentes que constituem desafios e dificuldades não triviais a enfrentar.

Uma primeira dificuldade é equacionar um contrato de fornecimento de carvão que possa apresentar modulações no fornecimento compatíveis com as incertezas do regime pluviométrico. Afortunadamente, a grande maioria do carvão energético minerável no sul do Brasil está disponível para extração a céu aberto, tornando a atividade extrativa uma espécie de trabalho de terraplenagem que permite mobilização e desmobilização de equipamentos com certa flexibilidade. Isso, porém, não é verdade para outras regiões do país e nem para o caso do carvão importado.

Outra implicação do regime operacional das térmicas está associada ao fato de que diminuições de carga ou retiradas periódicas de serviço são deletérias, seja para a vida útil das instalações, principalmente as de combustão, seja para a obtenção dos rendimentos nominais, que costumam ser definidos de forma bastante ambiciosa quando da especificação e encomenda das unidades geradoras.

A última circunstância acima torna recomendável uma acurada análise prospectiva e de estudo de cenário quando se avalia a aquisição de uma instalação termoeletrica para operar integrada ao sistema interligado, segundo as regras de despacho do ONS.

Resumindo-se esta apreciação, pode ser comentado que, em seu papel complementar histórico, as térmicas no Brasil vêm sendo prioritariamente garantidoras de disponibilidade, ao invés de fornecedoras regulares de energia.

2.5.1 – Caldeira

A caldeira é o equipamento que produz vapor em alta pressão utilizando a energia térmica liberada durante a combustão do combustível. Esse vapor é utilizado para o acionamento de máquinas térmicas, para a geração de potência mecânica e elétrica, assim como para fins de aquecimento em processos industriais.

O tipo e a qualidade do combustível influenciam na construção da fornalha, do queimador e da caldeira. O carvão é geralmente empregado em fornalha de queima em suspensão para combustíveis sólidos.

Fornalhas de leito fluidizado apresentam vantagens importantes, sendo a principal a flexibilidade de operação. Fornalhas dessa natureza admitem diferentes tipos de combustíveis, mesmo os que apresentam baixo teor de carbono, alto teor de enxofre e/ou cinzas, e, ainda, a possibilidade de utilização de combustíveis com uma granulometria relativamente grossa, reduzindo o custo de preparação.

Os tipos de leito fluidizado mais utilizados são: o convencional ou borbulhante e o circulante. Vale ressaltar, contudo, que os sistemas de combustão em leito fluidizado têm limites de dimensionamento, pois para leitos com áreas acima de 100 m², o ar de sustentação não se distribui uniformemente, influenciando negativamente a eficiência de combustão (EPRI, 2002).

2.5.2 – Grupo Turbina-Gerador

Uma central termelétrica de geração com ciclo vapor tem como máquina térmica uma turbina a vapor, com o único objetivo de produzir eletricidade. A introdução de alternativas térmicas de recuperação de calor, como o aquecimento regenerativo e o reaquecimento, permite alcançar uma maior eficiência da central.

A temperatura na qual a turbina opera é muito importante. Quanto mais elevada a temperatura, maior sua eficiência. O gás que flui pela turbina pode chegar a 1.260°C, mas alguns metais que a constituem não suportam temperaturas superiores a 900°C. Por isso, emprega-se ar para resfriamento dos componentes da turbina, o que acaba limitando a sua eficiência térmica.

A turbina a vapor é um equipamento mecânico que extrai a energia térmica do vapor pressurizado e o converte para trabalho mecânico rotacional. Uma turbina ideal é considerada um processo isentrópico (ou de entropia constante), onde a entropia do vapor entrante na turbina é igual à entropia do vapor que sai dela. Nenhuma turbina é verdadeiramente isentrópica, porém as eficiências isentrópicas típicas se situam entre 20% e 90%.

Para maximizar a eficiência da turbina, o vapor é expandido em vários estágios para gerar trabalho. Tais estágios são caracterizados pela forma como a energia é extraída

deles e são conhecidos como turbinas de impulso ou de reação. Várias turbinas modernas são uma combinação dos dois tipos, de modo que as seções de maior pressão são do tipo impulso e as seções de menor pressão são do tipo reação.

2.5.3 – Condensador

O condensador é um trocador de calor no qual se realiza a conversão do vapor de exaustão da turbina ao estado líquido, utilizando água como fluido de resfriamento. O vapor de exaustão vai para o condensador através da seção de exaustão da turbina e condensa ao entrar em contato com a superfície dos tubos resfriados internamente pela água que circula por meio de bombas. O ejetor a vapor remove os gases incondensáveis do condensador e mantém um nível de vácuo ótimo para a operação da turbina. A temperatura e a pressão de vapor e a sua pressão no condensador dependem da temperatura e da vazão de água de resfriamento. O condensado acumulado na parte inferior do condensador é bombeado através do sistema de aquecimento regenerativo para a caldeira de vapor, fechando o ciclo.

2.5.4 – Controle de Emissões

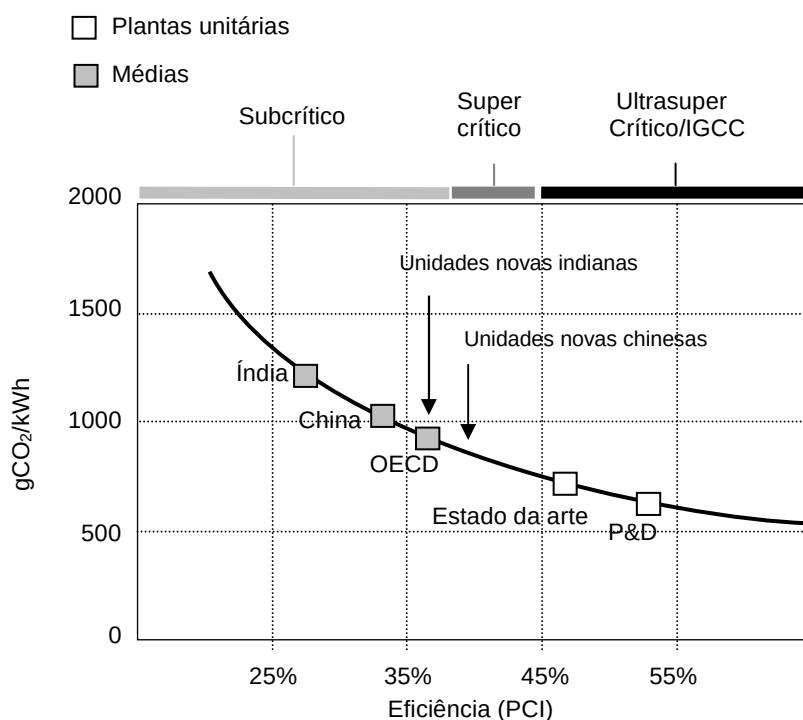
Uma das alternativas para a redução do nível de algumas das emissões de uma termoelétrica, tais como material particulado, SO_x e CO₂, é através do aumento de sua eficiência. O gráfico apresentado na Figura 2.8 mostra, como exemplo, o efeito da eficiência sobre as emissões de CO₂.

O aumento da eficiência de plantas de geração constitui-se na forma de melhor custo-benefício e de resultados mais rápidos na redução das emissões citadas (WCI, 2007). Esse é o caso de países em desenvolvimento e de economias em transição onde geralmente as eficiências de plantas existentes são baixas.

O controle de emissões gasosas pode ser feito de três formas: após a combustão, através do tratamento dos gases efluentes, durante a combustão ou antes da combustão. As tecnologias atuais de tratamento de gases efluentes (pós-combustão) são:

- Precipitador eletrostático e filtro de mangas – Esses sistemas são responsáveis pela captação do material particulado. A emissão de material particulado na atmosfera é responsável por doenças respiratórias, impactos na visibilidade local e provoca acúmulo de poeira nas regiões vizinhas. O precipitador

eletrostático opera carregando eletrostaticamente as partículas e depois as captando por atração eletromagnética. Já o filtro de mangas consiste em um sistema de filtragem pela passagem dos gases através de mangas onde as partículas ficam retidas na superfície e nos poros dos fios, formando um bolo que atua também como meio filtrante. Para reduzir a resistência ao fluxo do ar o bolo deve ser periodicamente desalojado. Os precipitadores eletrostáticos são equipamentos de elevado custo e consumo energético, porém, de alta eficácia. Esses sistemas podem reduzir em até 99,99% o nível de emissão de particulados (WCI, 2007).

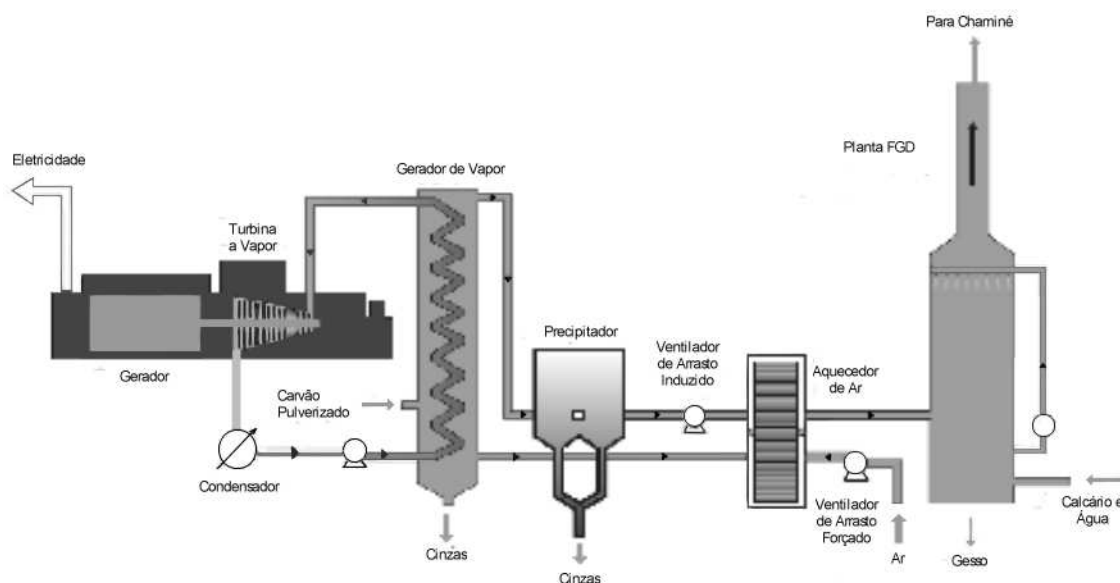


Fonte: WCI, 2007

Figura 2.8 – Emissões de CO₂ de térmicas a carvão

- Lavadores de gases – Os lavadores são usados para capturar tanto os particulados quanto o dióxido de enxofre através da injeção de gotas d'água no fluxo gasoso formando resíduos líquidos. A adição de calcário à água aumenta a absorção de enxofre. Esse sistema exige o tratamento posterior dos efluentes líquidos.
- Dessulfurizador (FGD – Flue Gas Desulfurization) – Tecnologia de remoção do SO_x a partir da lavagem dos gases. As categorias principais são: (i) lavagem úmida usando uma mistura absorvente, normalmente com calcário ou cal; (ii) jato seco usando misturas absorventes similares; (iii) sistemas de injeção de absorventes seco; (iv) lavadores secos; (v) processos regenerativos; e (vi) processos de remoção combinada de SO₂/NO_x. Os sistemas de FGD podem

ser projetados para utilizar calcário ou amônia como absorventes. Uma vantagem da utilização da amônia é a produção de sulfato de amônia que pode ser utilizado como fertilizante ao invés da grande produção de gesso resultante da reação com calcário. Um exemplo esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2.9. Esse sistema pode remover até 95% do SO_2 contido nos gases de exaustão.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.9 – Diagrama esquemático do sistema FGD.

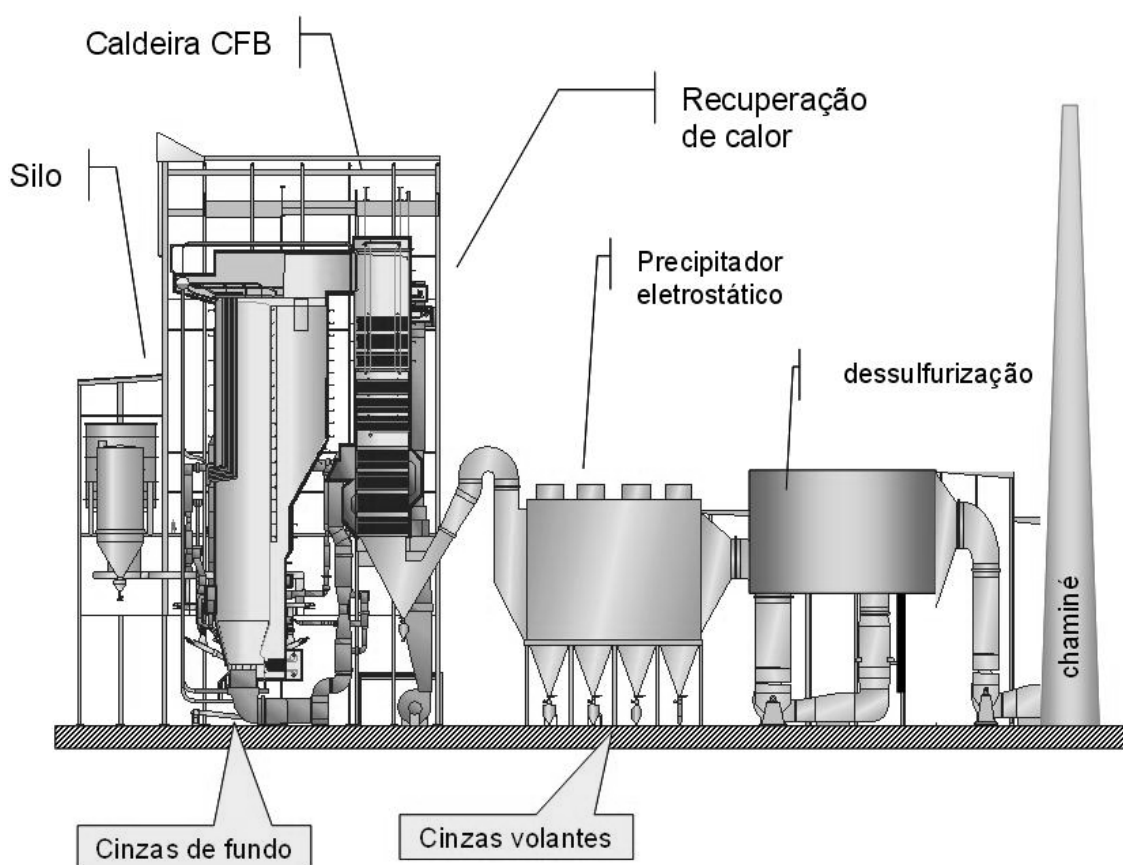
- Sistemas de filtragem de gases quentes – sistemas de remoção de material particulado, mas que operam sob temperaturas (de 260 a 900°C) e pressões (de 1 a 3 MPa) maiores que os sistemas convencionais de remoção de particulados eliminando, com isso, a necessidade de resfriamento dos gases efluentes (WCI, 2007). Essas tecnologias ainda necessitam de maiores avanços em pesquisas para permitir seu uso comercial mais amplo.
- Redução Catalítica e Não-Catalítica Seletiva (SNCR – Selective Non Catalytic Reduction e SCR) – O SNCR consiste em um sistema de redução das emissões de óxidos de nitrogênio através da injeção de amônia ou uréia na fornalha onde os gases estão a uma temperatura entre 870°C e 1150°C para reagir com o NO_x formando N_2 , CO_2 e água. Em tese, esse sistema é capaz de alcançar rendimentos de até 90% de redução nas emissões de NO_x , porém restrições práticas de temperaturas, tempo e mistura levam a resultados piores (WCI, 2007). Já o SCR consiste na conversão do óxido de nitrogênio em água e N_2 através da adição de uma solução redutora, tipicamente amônia anidra, amônia aquosa ou uréia e absorvida em um catalisador.

- Sequestro de Carbono (CCS – Carbon Capture and Storage) – Sistema de captura e armazenamento de carbono. Constitui-se como uma das principais formas de redução das emissões de CO₂ podendo alcançar níveis entre 75 e 92% (Rubin *et al.*, 2009). Esse sistema será tratado com mais detalhes adiante.

Podem-se citar as seguintes opções para o controle de emissões durante a combustão:

- Controle da temperatura de combustão e da quantidade de O₂ (controle da mistura de ar) de forma a evitar a formação de óxidos de nitrogênio, o que se dá em altas temperaturas. Esse sistema pode reduzir as emissões em cerca de 30 a 55% (WCI, 2007);
- Injeção do combustível junto com material absorvente como, por exemplo, calcário, na câmara de combustão para remoção do enxofre.

A Figura 2.10 apresenta um exemplo de sistema de tratamento de efluentes onde é apresentada uma caldeira em leito fluidizado que tem, como característica, as opções de controle de emissões durante a combustão.



Fonte: FWC, 2009

Figura 2.10 – Perfil esquemático do processo de tratamento de emissões.

Como dito anteriormente, a combustão do carvão gera quantidades significativas de cinzas que são recolhidas no fundo da caldeira (cinzas pesadas) e no sistema de captação do material particulado (cinzas leves). Em função do grande percentual de material inerte contido no carvão nacional, a quantidade de cinzas gerada é ainda maior de quando se usa o carvão importado.

Tabela 2.7 – Opções tecnológicas no tratamento de gases e resíduos em termoeletricas a carvão.

Impactos Ambientais	Tecnologias de Tratamento	Redução Máxima Possível	Status da Distribuição
Particulados	Filtragem de gases quentes	98%	Tecnologias convencionais amplamente difundidas em países desenvolvidos e em desenvolvimento.
	Lavador de gás	99,9%	
	Precipitador eletrostático	99,99%	Novas tecnologias em desenvolvimento para uso com tecnologias de combustão avançadas.
	Filtro manga	>99,9999%	
Dióxido de Enxofre	Processo de injeção de absorventes	90%	Tecnologias maduras e amplamente difundidas em países desenvolvidos, necessidade de maior difusão em países em desenvolvimento.
	Sistemas regenerativos	>95%	
	Jato seco em spray	>95%	
	Jato seco	97%	Novas tecnologias em desenvolvimento para a redução de custos e aumento do desempenho ambiental.
	Remoção combinada SO ₂ /NO _x	>98%	
	Lavador de gás	99%	
Óxido de Nitrogênio	Recirculação dos gases efluentes	<20%	Tecnologias amplamente difundidas em países desenvolvidos, necessidade de maior difusão em países em desenvolvimento.
	Otimização dos queimadores	39%	
	SNCR	50%	
	Estágios de ar	60%	
	Estágios de combustível	70%	Reduções atuais estão defasadas pelo crescente uso de combustível, necessitando novas tecnologias aperfeiçoadas para permitir maiores reduções.
	Controle de temperatura	70%	
	Remoção combinada SO ₂ /NO _x	80%	
	SCR	90%	
Mercúrio	Lavadores de gases	26%	Tecnologias de abatimento de outros poluentes, tais como particulados, reduzem as emissões de mercúrio.
	Precipitadores eletrostáticos (ESP)	42%	
	Beneficiamento do carvão	78%	
	Filtros manga	82%	
	ESP modificado + absorventes e/ou resfriamento dos gases exaustos	>90%	Pesquisas para desenvolver tecnologias de controle de mercúrio específicas em resposta a legislações sobre a emissão de mercúrio estão sendo feitas.
	Lavadores secos + absorventes	>90%	
	Lavadores de gases	95%	
Cinzas	Utilizações como materiais de construção e engenharia civil	100%	As cinzas podem ser usadas em uma grande variedade de propósitos. A proporção usada nos países é dependente da legislação relativa à disposição final de resíduos.

Fonte: WCI, 2007

Finalmente, o processo de controle antes da combustão se baseia no tratamento do carvão, comumente conhecido como processo de beneficiamento do carvão. É o

processo de limpeza na qual a matéria mineral é removida do carvão minerado para produzir um produto mais limpo. O carvão bruto (também conhecido como Run Of Mine – ROM) possui diversas qualidades e contém substâncias como argila, areia e carbonatos.

Dentre os benefícios desse processo, pode-se citar:

- Redução do conteúdo de cinzas do carvão em até 50%, levando a emissões muito menores de material particulado;
- Aumento na eficiência da planta e, conseqüentemente, redução na emissão de GEE; e
- Aumento do calor específico e da qualidade do carvão, diminuindo o conteúdo de enxofre e componentes minerais.

Esse processo, porém, gera impactos ambientais, conforme já foi apontado nesse capítulo.

A Tabela 2.6 resume as opções tecnológicas para o controle de emissões e de resíduos formados durante a combustão do carvão.

2.6 – Tecnologias de Mineração

A mineração de carvão pode ser feita através de dois métodos: céu aberto ou em minas subterrâneas. A escolha entre um deles é determinada pela geologia do depósito do mineral, ou seja, pela altura da cobertura da mina. No caso de depósitos rasos, o carvão poderá ser lavrado a céu aberto, dependendo do terreno onde mina está localizada. Esse sistema é o que oferece menores custos e maior segurança de trabalho. Nos casos onde os custos da lavra a céu aberto tornam-se proibitivos, utiliza-se a mineração subterrânea. Esse tipo de mineração, segundo WCI (2008), é responsável por 60% da produção mundial embora em vários importantes países produtores a mineração a céu aberto seja a mais comum.

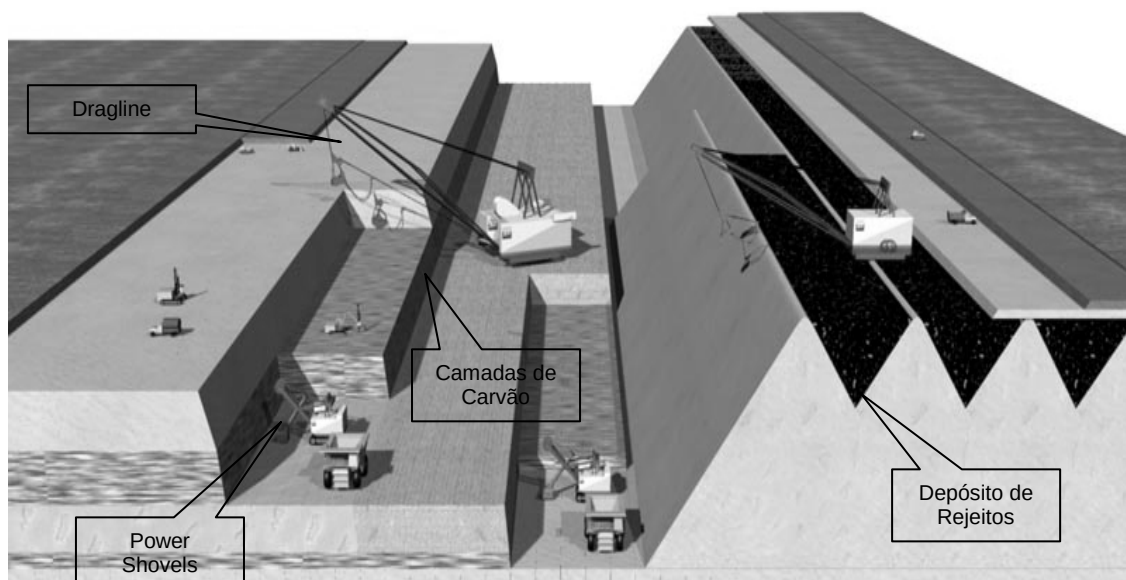
2.6.1 – Mineração a Céu Aberto

Antigamente, a mineração ao ar livre era feita pela retirada da cobertura de solo e da extração das camadas de carvão em percursos espirais. As máquinas iam de fora para dentro da área a ser minerada retirando o minério e, ao final, abandonavam a cava da mina, sem qualquer tipo de recuperação. Até hoje, a maior parte das áreas assim exploradas se encontra sem nenhuma recuperação ambiental (Monteiro, 2004).

Atualmente a mineração a céu aberto é feita em sistema de tiras. Enquanto uma faixa do terreno é minerada, a topografia da faixa anterior é recomposta, facilitando a recuperação da paisagem destruída pelo avanço da mina. Assim, pode-se ter uma reconstituição satisfatória da topografia e da paisagem, ainda que a qualidade da água e a química do solo sejam alteradas nestes locais, comprometendo seus usos futuros.

As cavas das minas a céu aberto também podem ser usadas para a disposição final de resíduos, desde que a área seja adequadamente preparada.

A taxa de recuperação nesse método pode chegar a 90% se toda a camada puder ser explorada, valor esse bem superior aos obtidos pela mineração subterrânea. Entretanto, a taxa de recuperação de uma mina a céu aberto e, portanto, a viabilidade econômica, depende da espessura da cobertura da mina (EPE, 2007). Essas minas podem ocupar extensas áreas e, por isso, exigem grandes equipamentos, tais como escavadeiras de arrasto (draglines), pás mecânicas (power shovels), caminhões e esteiras. O trabalho de desmonte do solo e das rochas é feito por explosivos. Em seguida, o capeamento é retirado pelas escavadeiras ou pelas pás mecânicas. Uma vez que a camada de carvão é recuperada, o mineral é fracionado e empilhado para ser transportado por caminhões ou por esteiras para o local onde ele será beneficiado, caso necessário. A Figura 2.11 mostra um exemplo esquemático de uma mineração a céu aberto.



Fonte: Petrobras, 2009.

Figura 2.11 – Operação de uma mina a céu aberto.

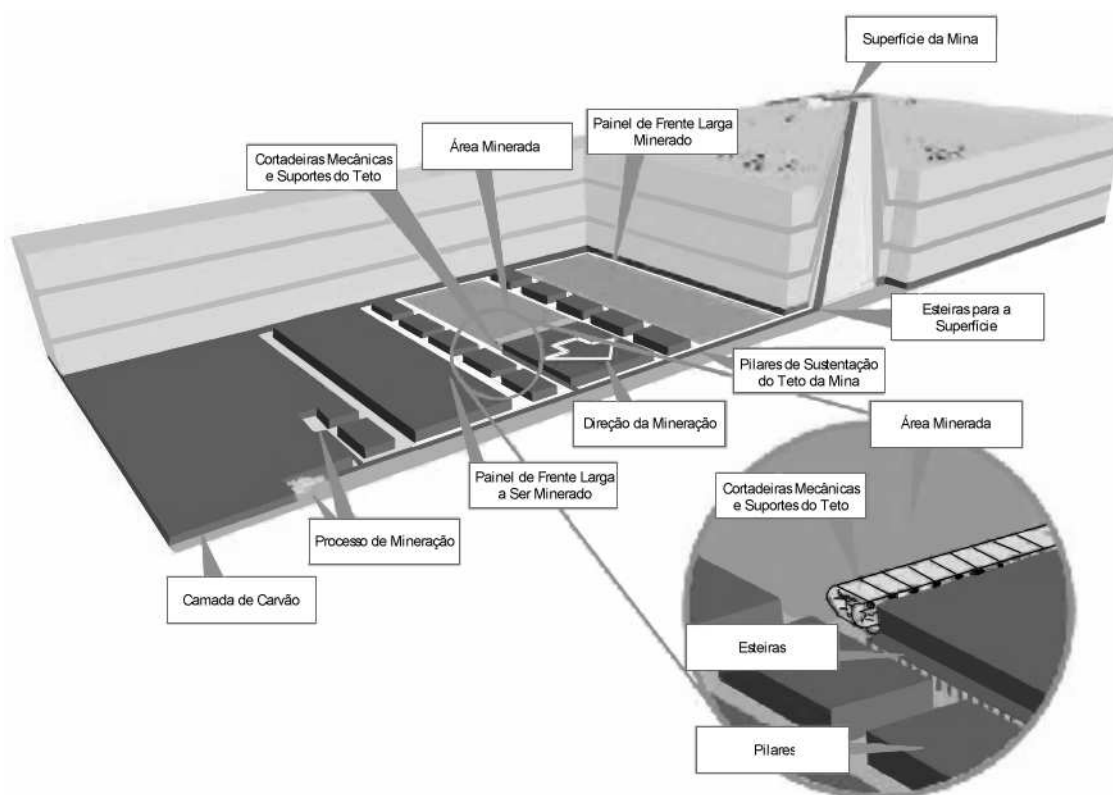
Tipicamente, as minas a céu aberto são ampliadas até que o recurso mineral se esgote. Quando não são mais produtivas para a extração do material, podem ser

transformadas em aterros sanitários. Mesmo assim, é muitas vezes necessário drenar a água para a mina não se tornar um lago. Modernamente, tem sido crescente a preocupação com a recuperação das áreas degradadas pela mineração.

2.6.2 – Mineração Subterrânea

Existem dois métodos de lavra subterrânea: câmara e pilares (room-and-pillar); e frente larga (longwall mining). A Figura 2.12 ilustra a operação em uma mina subterrânea.

No primeiro método, os depósitos de carvão são recuperados de maneira a formar galerias, onde os pilares são formados pelo próprio mineral que sustenta a cobertura da mina e controlam o fluxo de ar. As câmaras normalmente têm de 5 a 10 metros de largura, e os pilares, 30 metros de extensão. O mineral extraído é carregado através de esteiras para a superfície. Na medida em que a mineração avança em direção ao limite do depósito, inicia-se a retirada da mina (retreat mining). Esse processo consiste na mineração do carvão que forma os pilares, de forma a permitir que a cobertura tombe. Ao final deste processo, a mina é abandonada.



Fonte: WCI, 2008

Figura 2.12 – Operação de uma mina subterrânea.

O método da frente larga (longwall mining) envolve a extração total do carvão de uma seção da cobertura ou da frente (larga) utilizando cortadeiras mecânicas. Antes de iniciar a lavra, é necessário um planejamento cuidadoso para assegurar que a aplicação do referido método seja realmente adequada à geologia da mina. A frente do depósito do mineral (longwall) varia de 100 a 350 metros e a cobertura é sustentada por macacos hidráulicos. Uma vez que o carvão seja totalmente extraído da área, permite-se que o teto da mina tombe e, então, a seção é abandonada. A desvantagem desse tipo de lavra é o custo do maquinário que é cerca de dez vezes maior que aquele utilizado no método room-and-pillar¹⁵.

Nas minas subterrâneas, ainda que a alteração da paisagem não seja tão drástica quanto na mineração a céu aberto, os custos são muitas vezes proibitivos, encarecendo a energia gerada, devido aos elevados gastos com a logística e operação das minas.

Quando as camadas de carvão são profundas, a mineração exige, além da retirada de material sólido do subsolo, o bombeamento e descarte da água subterrânea, alterando o regime hídrico da área. A consequência desse procedimento pode, muitas vezes, ser o rebaixamento e o alagamento dos terrenos adjacentes na fase de exaustão das minas.

2.7 – Tecnologias de Geração

O carvão mineral é uma das fontes primárias para produção de energia elétrica mais agressivas ao meio ambiente. Ainda que sua extração e posterior utilização na produção de energia gerem benefícios econômicos (como empregos diretos e indiretos, aumento da demanda por bens e serviços na região e aumento da arrecadação tributária), o processo de produção, da extração até a combustão, provoca significativos impactos socioambientais.

A ocupação do solo exigida pela exploração das jazidas, por exemplo, interfere na vida da população, nos recursos hídricos, na flora e fauna locais, ao provocar barulho, poeira e erosão. O transporte gera poluição sonora e afeta o trânsito. O efeito mais severo, porém, provém de sua utilização em centrais termelétricas que requer um tratamento caro e complexo e é caracterizado por emissões pesadas de óxidos de enxofre (SOx), óxidos de nitrogênio (NOx), CO₂ e particulados.

¹⁵ Segundo a WCI (2008), o custo do maquinário utilizado no método longwall pode chegar a US\$ 50 milhões enquanto que o do room-and-pillars, US\$ 5 milhões.

Com as crescentes pressões ambientalistas, principalmente com relação ao efeito estufa e às mudanças climáticas, diversas iniciativas têm sido empreendidas no sentido de reduzir as emissões de gases ou de mitigar seus efeitos.

Para a mineração, as principais medidas adotadas referem-se à recuperação do solo, destinação de resíduos sólidos e negociações com a comunidade local. É com vistas à produção de energia elétrica, porém, que ocorrem os grandes investimentos em P&D (pesquisa e desenvolvimento), focados na redução de impurezas, diminuição de emissões das partículas com nitrogênio e enxofre (NOx e SOx) e redução da emissão de CO₂ por meio da captura e armazenamento de carbono.

A Comissão Européia criou, em 1998, a diretiva “Large Combustion Plants Directive” (LCPD), restringindo as emissões de NOx, SO₂ e material particulado a partir de plantas de geração de eletricidade. Legislação similar foi criada em outros países desenvolvidos, o que motivou o aperfeiçoamento de tecnologias para mitigar a quantidade de emissões de poluentes de plantas a carvão, com apoio de várias agências governamentais. Mais recentemente, as atenções se voltaram para a melhoria da eficiência do uso do carvão com o objetivo de redução das emissões de CO₂ (EPE, 2007).

Nos Estados Unidos vem sendo executado, desde 1985, o “Clean Coal Technology Program”, que tem como objetivo principal o desenvolvimento e a introdução, no mercado norte-americano, de novas tecnologias de aproveitamento do carvão para fins energéticos que permitam a construção de processos mais produtivos, aliados a uma drástica redução da poluição ambiental que tradicionalmente se verifica nessa área de aproveitamento energético. Esse programa tem sua origem fundamentada nos esforços feitos para eliminar o problema das chuvas ácidas e seu desenvolvimento está de acordo com as recomendações do Encontro Diplomático Canadense-Americano sobre Chuva Ácida (EPE, 2007).

As tecnologias limpas de uso do carvão (Clean Coal Technologies) devem ser desenvolvidas, demonstradas e melhoradas para acompanhar a evolução da legislação ambiental, cada vez mais restritiva quanto ao uso do carvão, e para manter a competitividade dessa fonte energética em relação às demais. Em particular, os avanços já obtidos pelo programa americano, em termos tecnológicos e comerciais, sugerem o exame da questão no Brasil tendo em vista a disponibilidade no país de reservas de carvão mineral classificadas como do tipo energético.

As seguintes áreas mereceram maior enfoque no sentido de melhorar as perspectivas de uso de carvão em plantas de geração de energia elétrica (EPE, 2007):

- Tecnologias de redução de emissões de NO_x;
- Tecnologias de redução de emissões de SO₂ (aperfeiçoamento das tecnologias existentes para redução dos custos operacionais e de capital);
- Técnicas de mistura e preparação do carvão para melhorar a qualidade do mesmo;
- Métricas de fluxos de carvão e de técnicas para assegurar uma melhor distribuição nos pontos de injeção do combustível;
- Técnicas de classificação de granulometria de carvão para melhorar a distribuição do combustível na caldeira;
- Sistemas de controle avançado, baseados em redes neurais ou lógica fuzzy, para melhorar o desempenho da caldeira e reduzir emissões;
- Desenvolvimento de materiais avançados que resistam a elevadas temperaturas e pressões;
- Previsões a respeito do impacto da qualidade do carvão nas emissões e no desempenho da combustão.

O desenvolvimento e a aplicação das Clean Coal Technologies deverá conduzir a uma diversidade de opções com emissões baixíssimas de qualquer tipo de poluente. Atualmente, as rotas tecnológicas mais importantes de Clean Coal Technologies são a combustão pulverizada supercrítica, a combustão em leito fluidizado e a gaseificação integrada a ciclo combinado.

Além da busca pela redução de emissões de CO₂, existe um crescente interesse no uso de hidrogênio. A gaseificação, por exemplo, é uma rota tecnológica que permite produzir eletricidade e outros produtos, tais como hidrogênio e produtos químicos.

Nos Estados Unidos, o projeto FutureGen, orçado em US\$ 1bilhão, lançado em 2003, é uma iniciativa do Departamento de Energia Americano – US DOE para demonstrar uma planta de “emissões zero”, com capacidade de 275 MW, que usa carvão como combustível e a tecnologia de gaseificação integrada com ciclo combinado, produzindo hidrogênio e permitindo o seqüestro de carbono (Collot, 2006).

Os projetos desenvolvidos de forma a se obter “emissões zero” são baseados nas técnicas de seqüestro de carbono cujas tecnologias ainda devem ser desenvolvidas e aperfeiçoadas. Acredita-se que testes em plantas de escala comercial sejam possíveis

até 2015. E até 2020, uma primeira planta em escala comercial deverá estar operando (EPE, 2007).

Assim, diversas tecnologias de redução de emissões e associadas aos sistemas de limpeza de gases estão sendo desenvolvidas e aplicadas em termelétricas. Isto, contudo, tem se traduzido em aumento de custos de investimentos.

Em resumo, as principais tecnologias usadas para geração de eletricidade e descritas nos itens a seguir, são:

- Carvão Pulverizado (PCC);
- Usinas Supercríticas e Ultra Supercríticas (Supercritical & Ultra supercritical Power Plant Technologies);
- Combustão em Leito Fluidizado, a Pressão Atmosférica (AFBC) e com Pressurização (PFBC);
- Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC).

Vale ressaltar que a escolha de uma tecnologia não se baseia apenas na eficiência, mas depende de muitos critérios específicos, associados ao tamanho da unidade, ao regime de operação e à legislação ambiental.

Adicionalmente, turbinas a gás somente podem ser operadas com combustíveis livres de cinzas. De modo que, para empregar o carvão como combustível em ciclo combinado, é exigida alguma combinação tecnológica. Dentre as possibilidades, destacam-se a unidade combinada ao processo de gaseificação e ao processo de combustão pulverizada pressurizada.

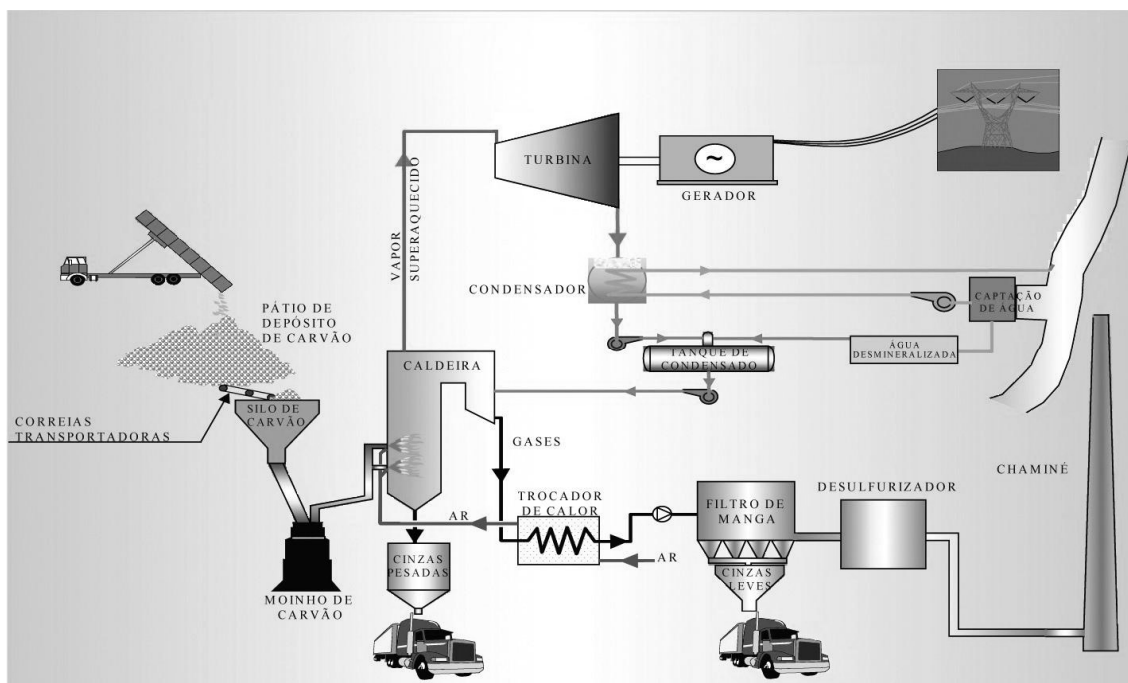
2.7.1 – Carvão Pulverizado (PCC)

A tecnologia de carvão pulverizado, desenvolvida nos anos 20, é a mais difundida e utilizada nas usinas termelétricas em operação, permitindo a queima de carvões de baixa qualidade. Essa tecnologia corresponde a cerca de 90% da capacidade mundial instalada de geração com carvão (IEA, 2009).

O carvão é moído em partículas finas (entre 75 e 300 μm) e injetado, juntamente com ar, numa câmara de combustão onde é queimado, alcançando-se temperaturas da ordem de 1.300 a 1.700 $^{\circ}\text{C}$, dependendo da qualidade do carvão. O calor produzido gera vapor que aciona a turbina a vapor. O tempo de residência das partículas de carvão na caldeira são da ordem de 2 a 5 segundos e essas partículas devem ser

pequenas o suficiente para permitir sua combustão completa (IEA, 2009). Um esquema representativo de seu funcionamento é apresentado na Figura 2.13.

Há duas configurações básicas para esse tipo de caldeira. A primeira é o formato tradicional de passagem dupla (“two-pass layout”) onde há uma fornalha com trocadores de calor em sua parte superior para redução da temperatura do gás de exaustão. Esses gases então voltam a 180° e passam em sentido descendente através de seções de trocadores de calor e economizadores. A outra configuração consiste em uma caldeira em torre (“tower boiler”) onde todas as seções de trocadores de calor são montadas verticalmente uma acima da outra sobre a câmara de combustão.



Fonte: EPE, 2007

Figura 2.13 – Fluxograma simplificado: Carvão Pulverizado.

As unidades PCC podem alimentar turbinas a vapor com potências na faixa de 50 a 1.300 MWe¹⁶. Para se obter vantagens de economia de escala, novas unidades têm sido construídas com potências maiores que 300 MWe, mas raramente ultrapassam 700 MWe (IEA, 2009).

Várias técnicas podem ser utilizadas no aumento da eficiência dessas plantas, dentre as quais podem ser citadas (IEA, 2009):

¹⁶ **MWe** – Mega Watt elétrico. Unidade utilizada para a potência elétrica líquida da turbina que é diferente da potência mecânica em função da eficiência do gerador e das perdas do grupo turbina-gerador.

- Redução do excesso de ar;
- Redução das temperaturas dos gases exaustos na chaminé, recuperando esse calor;
- Aumentando a pressão e temperatura do vapor;
- Utilizando um segundo estágio de reaquecimento;
- Reduzindo a pressão no condensador.

Essas medidas, porém, trazem custos adicionais que deverão ser analisados em termos de seu custo-benefício. As tecnologias de ciclo supercrítico e ultra supercrítico consistem na utilização de maiores temperaturas e pressões na câmara de combustão, permitindo o alcance de maiores eficiências que as usinas PCC convencionais (ciclo subcrítico), conforme apresentado na Tabela 2.7. Todas as usinas brasileiras em operação e em construção usam essa tecnologia em ciclo subcrítico (EPE, 2007).

Tabela 2.8 – Níveis médios de eficiência em plantas PCC.

Planta	Níveis Médios de Eficiência
Baixa Eficiência	29%
Alta Eficiência	39%
Supercrítico	Até 46%
Ultra Supercrítico	50 - 55%

Fonte: WCI, 2007

Existem pesquisas atualmente em andamento de unidades ultra supercríticas com eficiências ainda maiores, até cerca de 50%. Essas pesquisas têm se focado no desenvolvimento de novas ligas metálicas para as tubulações das caldeiras para minimizar as corrosões (WCI, 2007).

Em função das altas temperaturas alcançadas na caldeira, esse processo possui elevado teor de NO_x e quantidade expressiva de material particulado de pequeno diâmetro nos gases de exaustão. Além disso, apresenta risco de fusão das cinzas em função das temperaturas não uniformes na câmara de combustão. Outro fator negativo dessa tecnologia é sua intolerância a carvões com alto teor de inertes e alta umidade, como é o caso da maioria dos carvões encontrados no Brasil.

Segundo EPE (2007), o carvão pulverizado é considerado uma tecnologia de queima limpa quando complementada por sistemas modernos de controle de NO_x, de dessulfurização de gases (FGD) e de remoção de material particulado.

2.7.2 – Combustão em Leito Fluidizado (FBC)

A combustão em leito fluidizado é uma tecnologia flexível de geração elétrica que pode ser utilizada com uma grande variedade de combustíveis, incluindo combustíveis sólidos de baixa qualidade, carvão, biomassa e resíduos em geral. Houve um grande crescimento na geração a carvão utilizando leitos fluidizados no período entre 1985 e 1995, mas ainda representam menos de 2% da capacidade mundial instalada (IEA, 2009).

Conforme dito anteriormente, a combustão em leito fluidizado pode ser à pressão atmosférica (AFBC) ou com pressurização (PFBC). Há ainda uma segunda caracterização dessas tecnologias: leitos circulantes ou leitos borbulhantes.

- AFBC operam em pressões atmosféricas e são as mais utilizadas mundialmente (WCI, 2009). Possuem eficiências similares à PCC em torno de 30 a 40%.
- PFBC operam em pressões elevadas e produzem um fluxo de gás em alta pressão que podem acionar uma turbina a gás, criando um ciclo combinado com eficiência acima de 40%.
- Leitos borbulhantes utilizam baixas velocidades de fluidização de forma que as partículas são mantidas principalmente no leito. Geralmente são utilizados em plantas pequenas (até 25 MWe) oferecendo uma eficiência (leito não pressurizado) em torno de 30%.
- Leitos circulantes utilizam velocidades de fluidização mais altas de forma que as partículas são constantemente mantidas nos gases de exaustão. São utilizados em plantas bem maiores podendo alcançar eficiências acima de 40%¹⁷.

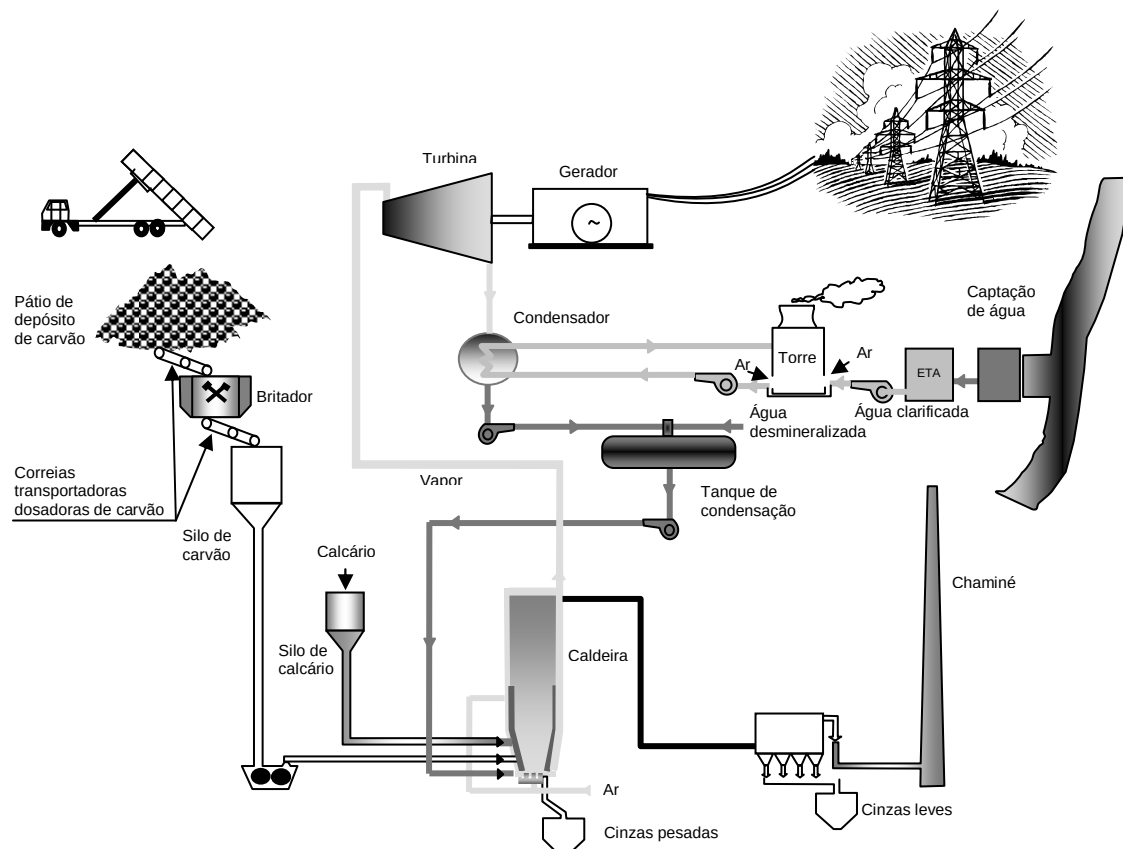
Por meio de um fluxo contínuo de ar, cria-se turbulência numa mistura de material inerte e partículas de carvão (leito). A velocidade do fluxo assegura que as partículas permaneçam em suspensão e em movimento livre, se comportando como um fluido – em outras palavras, o leito se torna “fluidizado”.

Quando o combustível é adicionado ao leito fluidizado quente, a mistura constante promove a rápida transferência de calor e a combustão completa. As altas eficiências

¹⁷ Uma unidade de 460 MW CFBC (Circulating Fluidized Bed Combustor) utilizando ciclo supercrítico está em construção em Lagisza, Polônia com uma eficiência estimada acima de 40% (IEA, 2009).

nas trocas de calor e melhor mistura dos sistemas FBC lhe permitem operar em temperaturas mais baixas que os sistemas PCC.

O calor gerado é recuperado por meio de trocadores de calor e utilizado para gerar vapor tanto para a geração de energia elétrica quanto para o uso industrial. A Figura 2.14 apresenta um esquema desse sistema.



Fonte: EPE, 2007

Figura 2.14 – Esquema simplificado de usina a leito fluidizado a pressão atmosférica.

No leito fluidizado circulante, as partículas passam através da câmara de combustão e, em seguida, em um ciclone de onde as partículas maiores são coletadas e levadas de volta à câmara de combustão. As condições de combustão são relativamente uniformes ao longo do combustor, embora o leito seja mais denso em sua parte inferior.

A grande vantagem no emprego da FBC é a redução na quantidade de emissões de poluentes, sem necessidade de sistemas de equipamentos de dessulfuração e de redução de emissões de NOx. Devido à queima do combustível em temperaturas relativamente mais baixas, a produção de NOx no gás de saída é reduzida (WCI, 2009).

A AFBC caracteriza-se pelo uso de um material absorvente sólido em uma caldeira na qual o ar atmosférico e o combustível são introduzidos para combustão. O material sólido tipicamente empregado é o calcário, que torna possível a remoção de parte do enxofre (na ordem de 50% a 60%) com a consequente formação de gesso.

As caldeiras AFBC se tornaram a escolha tecnológica para queima de combustíveis de baixa qualidade, sendo comumente encontradas na faixa de 250 a 350 MW (EPE, 2007).

Já a combustão em leito fluidizado com pressurização (PFBC) é uma tecnologia que começou a ser comercializada recentemente, com base em uma configuração AFBC em ciclo combinado. É também capaz de queimar combustíveis de baixa qualidade.

O funcionamento do PFBC é bastante semelhante ao da tecnologia AFBC. O carvão é adicionado ao leito fluidizado, juntamente com o absorvente de enxofre, e queimado. O sistema opera com pressões de 12 a 16 bar e temperaturas de aproximadamente 1.250 °C (EPE, 2007). Nas aplicações com ciclo combinado, cerca de 80% da eletricidade é gerado num conjunto convencional de turbina a vapor-gerador. Os gases de exaustão que deixam o combustor sob pressão são filtrados e expandidos numa turbina a gás para a geração adicional de eletricidade. A elevada temperatura de combustão provoca a formação de cinzas que devem ser removidas do gás antes que este entre na turbina. Existe a necessidade de melhorias tecnológicas associadas ao aumento da pureza do gás. Além disso, há problemas operacionais também para a manutenção, remoção de cinzas e na alimentação de combustível.

A eficiência térmica do processo é superior a 40% e o impacto ambiental dessa tecnologia é considerado baixo.

2.7.3 – Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado (IGCC)

Gaseificação é definida como a reação de combustíveis sólidos com ar, oxigênio, vapor, dióxido de carbono ou uma mistura desses gases em temperaturas acima de 700 °C para a produção de um produto gasoso para ser utilizada como fonte de energia ou como matéria prima para a síntese de químicos, combustíveis líquidos ou outros combustíveis gasosos (Collot, 2006).

A gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC) é uma combinação de duas tecnologias já estabelecidas: a gaseificação do carvão, para a produção do

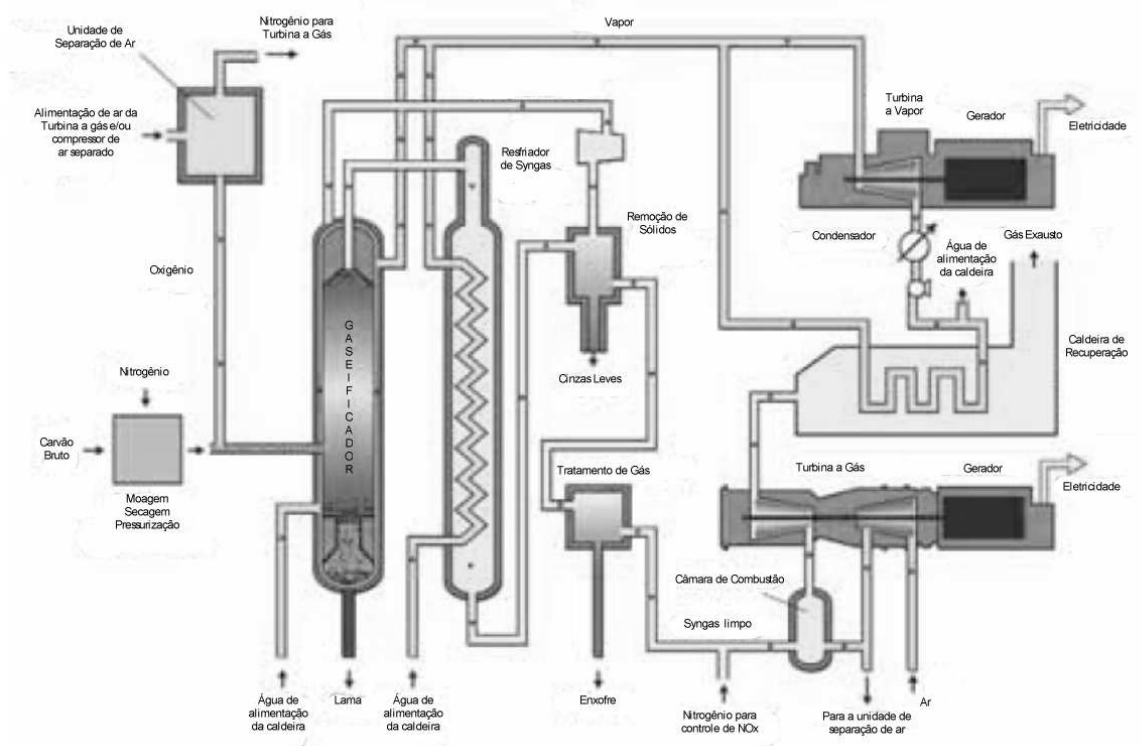
combustível syngas (gás de síntese), e a tecnologia da turbina a gás em ciclo combinado (GTCC) para geração de eletricidade.

Embora todos os tipos de carvão possam ser gaseificados, em termos econômicos, carvões com baixo teor de cinzas são preferíveis (Minchener, 2005). Isso dificulta sua aplicação ao caso brasileiro.

A composição química e o uso futuro do gás de síntese variam de acordo com os seguintes parâmetros (Collot, 2006):

- Composição e qualidade do carvão;
- Preparação do carvão (granulometria);
- Agentes de gaseificação empregados (oxigênio ou ar e/ou água);
- Condições de gaseificação: temperatura, pressão, taxa de aquecimento e tempo de residência no gaseificador;
- Configuração da planta que inclui: sistema de alimentação de carvão (alimentado como pó seco ou como uma lama com água); a forma como o contato entre o combustível e os agentes gaseificadores é feita (geometria de fluxo); se os minerais são removidos como cinzas secas ou cinza fundida (escória); a forma como o calor é produzido e transferido e, finalmente, a forma como o syngas é limpo (remoção de enxofre, remoção de nitrogênio, remoção de outros poluentes).

Nos sistemas IGCC, o carvão não é queimado diretamente, mas aquecido num vaso pressurizado (gaseificador) contendo quantidade controlada de oxigênio (ou ar) e vapor de água. O gás produzido é uma mistura de CO, CO₂, CH₄ e H₂, que é purificada para a retirada de impurezas como o enxofre e queimada numa turbina a gás para gerar energia elétrica. O gás de combustão que sai da turbina, ainda em alta temperatura, é usado num gerador de vapor ligado a um turbogerador convencional. Esta tecnologia, assim como a PFBC, combina turbinas a gás e a vapor (ciclo combinado). Um diagrama esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2.15.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.15 – Esquema do sistema de gaseificação integrada com ciclo combinado.

Existem três variantes de tecnologia de gaseificação, classificadas pelas configurações do gaseificador de acordo com sua geometria de fluxo¹⁸ (Minchener, 2005):

- Gaseificadores de fluxo arrastado ou leito de arraste (“Entrained flow gasifiers”) – as partículas de carvão pulverizado e os gases fluem concorrentemente em altas velocidades. Estes correspondem ao tipo mais comum de gaseificadores de carvão.
- Gaseificadores em leito fluidizado – as partículas de carvão são suspensas pelo fluxo de gás de forma similar à caldeira FBC.
- Gaseificadores em leito fixo – os gases fluem lentamente para cima através do leito com carvão. Estão disponíveis tecnologias de fluxo concorrente e contracorrente, mas a primeira é mais comum.

Dentre os gaseificadores atualmente em desenvolvimento, o tipo mais adequado para o carvão de alto teor de cinzas é o de leito fluidizado pressurizado sem formação de escória (non-slagging, pressurized fluidized bed). Segundo DOE (2009), esta tecnologia de gaseificação de segunda geração está em demonstração no âmbito do

¹⁸ Para maiores detalhes de cada uma dessas opções, veja Collot (2005).

Programa Tecnologia do Carvão Limpo do Departamento de Energia dos Estados Unidos (Clean Coal Technology Program – US DOE).

Através da adição de uma reação “shift¹⁹”, pode-se produzir mais hidrogênio e o CO pode ser convertido para CO₂ o qual pode ser capturado e armazenado. A eficiência é da ordem de 45%, podendo chegar a 52% nas plantas mais modernas. Além disso, as emissões de CO₂ são 35% menores que em plantas convencionais, e as de NOx se reduzem em cerca de 90% (EPE, 2007).

Atualmente, existe uma quantidade muito pequena de plantas de IGCC no mundo, comparativamente à quantidade de plantas de carvão pulverizado, por serem mais caras e complexas. Existem plantas operando nos Estados Unidos e na Europa, especialmente na Holanda e na Espanha (EPE, 2007).

A gaseificação pode representar uma das melhores formas de se produzir hidrogênio combustível para suprir veículos e células combustíveis de termelétricas.

Além disso, existe também uma alternativa tecnológica de gaseificação: a gaseificação subterrânea (UCG – Underground Coal Gasification). UCG é um método de injeção de ar ou oxigênio em uma camada de carvão promovendo a gaseificação do carvão *in situ*. Esse processo converte o carvão não minerado em um gás combustível que pode ser levado à superfície para utilização térmica na indústria ou na geração elétrica.

Projetos atuais de UCG são relativamente em pequena escala, mas se esse processo puder ser aplicado de forma viável em larga escala, ele poderá suprir com syngas do carvão grandes plantas de produção de hidrogênio ou mesmo de produção de diesel ou gás natural sintéticos. A tecnologia UCG associada ao CCS é reconhecida como uma rota potencial no abatimento de carbono do carvão (WCI, 2007).

A evolução das tecnologias existentes em direção às tecnologias de emissões zero se traduz na incorporação de sistemas de captura de CO₂ e em aumento de custos de investimento das tecnologias de carvão pulverizado e de IGCC. Esses custos podem se elevar de 56 a 82%, no caso da primeira tecnologia, e de 27 a 50%, no caso da segunda (EPE, 2007).

O IGCC é reconhecido como a opção tecnológica que apresenta as melhores eficiências e menores impactos ambientais na produção de eletricidade a partir do

¹⁹ **Reação “shift”** – adição de vapor entre o resfriador de syngas e o sistema de limpeza de gases.

carvão (Minchener, 2005). Porém, infelizmente essas tecnologias ainda carecem de maior pesquisa e desenvolvimento no sentido de se solucionarem alguns problemas. Dentre esses problemas, destacam-se seus elevados custos e as incertezas relacionadas à sua operação. Além disso, há um interesse crescente nessas tecnologias uma vez que são fonte de hidrogênio e syngas para a indústria química e não apenas a partir do carvão, mas também de outras fontes como a biomassa ou os resíduos sólidos urbanos. Um desafio técnico atual na produção de hidrogênio baseia-se na sua separação do syngas e o sequestro de CO₂.

2.7.4 – Sequestro de Carbono (CCS)²⁰

O seqüestro de carbono consiste na captura das emissões gasosas provenientes das usinas termelétricas a carvão e de sua armazenagem em reservatórios naturais existentes na crosta terrestre.

No futuro a localização das usinas será decidida não só em função do combustível, da disponibilidade da água de resfriamento ou da necessidade de energia, mas também das opções de estocagem de CO₂ (EPE, 2007).

Enquanto as tecnologias de captura de CO₂ são novas para a indústria termelétrica, elas têm sido desenvolvidas nos últimos 60 anos pela indústria de óleo, gás e química, pois se constituem em um componente integral do processamento de gás natural e de muitos processos de gaseificação de carvão na produção de syngas, químicos e combustíveis líquidos (WCI, 2007).

Existem três processos principais de captura de CO₂ para as termelétricas (WCI, 2007):

- **Sistemas de captura pré-combustão** – Convertem o syngas produzido na gaseificação através de uma reação química com vapor em fluxos distintos de CO₂ e hidrogênio. Isso facilita a coleta e a compressão do CO₂ para seu transporte e estoque. O hidrogênio pode ser utilizado na geração elétrica através de uma turbina a gás avançada e/ou através de células combustíveis.
- **Sistemas pós-combustão** – Separam o CO₂ dos gases de exaustão através de processos de absorção química, estando já disponíveis comercialmente na indústria petrolífera. É o processo que se encontra mais próximo à aplicação

²⁰ Para maiores detalhes sobre as tecnologias CCS e seu potencial no Brasil, vide Costa (2009).

em larga escala comercial na geração, mas ainda não se encontra na escala necessária (Collot, 2005). Esse processo, porém, é mais caro uma vez que demanda mais energia para o sistema de captura (Rubin *et al.*, 2007).

- **Combustão Oxyfuel** – Consiste na combustão do carvão em oxigênio puro ao invés do ar para suprir uma turbina a vapor convencional. Ao evitar a introdução de nitrogênio no ciclo de combustão, a quantidade de CO₂ nos gases exaustos é altamente concentrada, tornando-o fácil de capturar e comprimir. Esse sistema pode ser aplicado às tecnologias atuais de geração térmica a carvão a partir de pequenas modificações. Porém, alguns desafios técnicos ainda devem ser resolvidos, o que se encontra ainda na fase de demonstração em pequena escala.

Cada uma dessas opções apresenta suas vantagens. Os sistemas de pós-combustão e combustão oxyfuel podem ser aplicados a plantas de geração existentes. Os sistemas pré-combustão associados ao IGCC é muito mais flexível, permitindo uma maior gama de possibilidades para o carvão tendo, inclusive, um papel importante em uma futura economia baseada no hidrogênio.

Tzimas *et al.* (2007) mostram que, em um sistema de captura pós-combustão, as emissões de NO_x por unidade de energia elétrica gerada aumentam quando comparado a uma planta de geração sem esse sistema de captura. A captura de CO₂ na verdade não aumenta de forma direta a emissão desse gás ácido, pelo contrário, parte do NO_x e do SO₂ será também removido durante a captura do CO₂. Porém, os sistemas de captura pós-combustão demandam quantidades significativas de energia para o seu processo, implicando no aumento das emissões de NO_x (24%) por cada MWh líquido gerado enquanto se observa uma redução de até 99% das emissões de SO₂ quando pelo menos 80% do CO₂ é capturado.

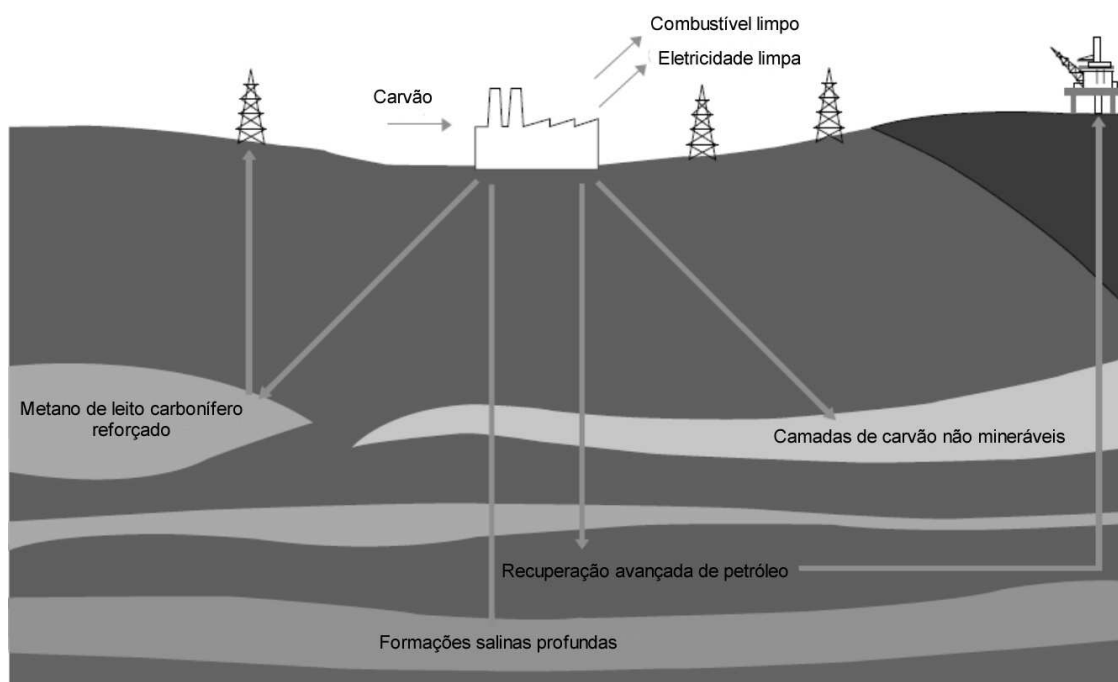
Essas tecnologias, porém, ainda necessitam de grande investimento em pesquisa e desenvolvimento a fim de se tornarem práticas e menos custosas.

O transporte do CO₂, por sua vez, é mais simples e já é transportado em dutos de alta pressão. As tecnologias para o transporte de CO₂ e a segurança ambiental estão bem caracterizadas, não sendo diferentes daquelas utilizadas para o gás natural. O meio de transporte depende da quantidade de CO₂, do terreno e da distância entre o local de captura e o de estocagem. Em geral, dutos são utilizados para grandes volumes e distâncias menores. Em algumas situações ou localidades, o transporte por meio de

navios pode ser mais econômico, principalmente através de grandes distâncias ou além-mar.

Em relação à estocagem, embora haja um número significativo de opções, o armazenamento geológico possui os maiores potenciais. Há três categorias de estruturas geológicas atualmente consideradas para a estocagem de CO₂, as quais se encontram ilustradas na Figura 2.16 (WCI, 2007):

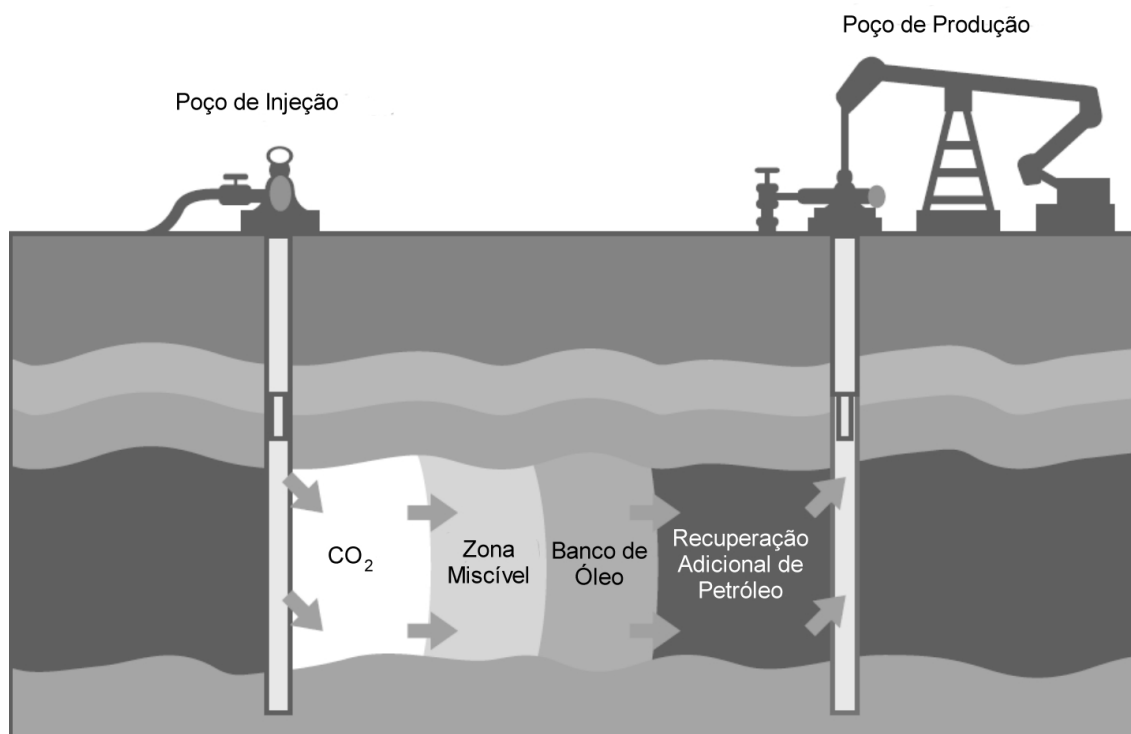
- **Formações salinas profundas** – São formações subterrâneas de rochas reservatório permeáveis tais como arenito, que estão saturadas com água extremamente salgadas (a qual jamais poderia ser usada como água potável) e coberta por uma camada de rocha impermeável que atuam como uma capa seladora. No caso do gás natural e petróleo, é essa capa que os manteve no subsolo por milhões de anos. O CO₂ injetado é contido abaixo dessa capa que, com o tempo, se dissolve na água salina. Acredita-se que esse tipo de estocagem possa ser feito em profundidades abaixo de 800m (WCI, 2007).



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.16 – Opções de estocagem geológica do CO₂

As formações salinas possuem o maior potencial de estocagem, mas são as menos exploradas e pesquisadas dentre as opções geológicas. Porém, atualmente há um número considerável de projetos de estocagem que estão utilizando as formações salinas e têm provado sua viabilidade e seu potencial.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.17 – Recuperação de petróleo através da injeção de CO₂

- **Campos de petróleo e gás exauridos** – São bem explorados e geologicamente bem definidos e têm capacidade comprovada de armazenar hidrocarbonetos ao longo de milhares de anos. Possuem geralmente características favoráveis que minimizam os custos de injeção de CO₂. O CO₂ já é usado pela indústria do petróleo na recuperação de campos maduros. O CO₂, quando injetado em um campo, se mistura com o petróleo cru aumentando seu volume e reduzindo sua viscosidade ajudando, com isso, a manter ou mesmo a aumentar a pressão no reservatório. A combinação desses processos permite uma maior recuperação nos campos de produção, conforme apresentado na Figura 2.17. Em outras situações, o CO₂ não é solúvel no petróleo²¹. Nesse caso, a injeção de CO₂ aumenta a pressão no reservatório aumentando a capacidade de recuperação do campo.
- **Camadas de Carvão** – O CO₂ é absorvido (se acumula) na superfície do carvão *in situ* em preferência a outros gases (como o metano) que são deslocados. A efetividade dessa técnica depende da permeabilidade da camada de carvão. Acredita-se que essa técnica seja mais viável quando aplicada em conjunto com a Recuperação de Metano em Leito Carbonífero

²¹ A solubilidade do CO₂ depende da gravidade específica do petróleo. Fluxo miscível é quando o petróleo é solúvel e imiscível em caso contrário.

Avançada na qual a produção comercial de metano associado é assistida pelo efeito deslocamento do CO₂.

Conforme WCI (2007), a estocagem em formações geológicas representa uma opção segura. Os riscos de vazamento são muito provavelmente²² abaixo de 1% ao longo de 100 anos enquanto são provavelmente²³ abaixo de 1% ao longo de 1000 anos.

Tabela 2.9 – Potencial de estocagem de CO₂ no mundo.

Tipo de Reservatório	Capacidade Estimada de Estocagem (Gt CO ₂)	
	Limite Inferior	Limite Superior
Formações Salinas Profundas	1.000	Incerto, mas possivelmente 10.000
Campos de Petróleo e Gás	675	900
Reservas de Carvão não Mineráveis	3-15	200

Fonte: WCI, 2007

Considerando que as emissões antropogênicas totais de CO₂ estão atualmente em torno de 24 Gt de CO₂ por ano (WCI, 2007), a estocagem geológica apresenta grande potencial, sendo estimado acima de 1.678 Gt CO₂, conforme mostrado na Tabela 2.8. A Figura 2.18 apresenta as localizações dos campos de estocagem atuais e propostas.



Fonte: WCI, 2007

Figura 2.18 – Campos para estocagem de CO₂ no mundo.

²² Muito provavelmente é definido pelo IPCC como uma probabilidade entre 90 e 99% (IPCC, 2009).

²³ Provavelmente é definido pelo IPCC como uma probabilidade entre 66 e 90% (IPCC, 2009).

No Brasil, o estudo do potencial de Armazenamento Geológico não foi feito através de um projeto realizado pelo Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono na Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC-RS (Costa, 2009). Tendo os conhecimentos bem desenvolvidos tanto na área de transporte como injeção de CO₂, surgiu o interesse em pesquisar o potencial de seqüestro geológico de CO₂ no Brasil como um todo. O Projeto citado chama-se CarbMap Brazil (Costa, 2009). Este projeto tem como objetivo principal realizar o cruzamento espacial entre as fontes estacionárias de emissões e as bacias sedimentares que são possíveis reservatórios para o armazenamento de CO₂, e assim analisar o potencial do seqüestro geológico de carbono no Brasil.

A Figura 2.19 mostra as bacias sedimentares brasileiras que seriam possíveis reservatórios para o CO₂. Dentre elas, apenas algumas apresentaram bons potenciais para a aplicação das tecnologias de CCS. Isto quer dizer que ao realizar o cruzamento entre as fontes estacionárias de emissões e os sumidouros, apenas as bacias de Campos, Santos, Solimões, Recôncavo e Paraná apresentaram resultados satisfatórios (Costa, 2009).



Fonte: Costa, 2009

Figura 2.19 – Bacias sedimentares brasileiras.

A Tabela 2.9 resume as capacidades de armazenamento para as Bacias Sedimentares que apresentaram bons resultados nos cruzamentos entre as fontes emissoras e os sumidouros e também nas características do solo, falhas geológicas para a segurança do CO₂ armazenado (Costa, 2009).

Tabela 2.10 – Capacidades de Armazenamento de CO₂ nas bacias sedimentares brasileiras.

Bacia Sedimentar	Capacidade de Armazenamento (Mt CO ₂)		
	Aquíferos Salinos	Campos de Petróleo e Gás	Camadas de Carvão
Solimões	252.000	163*	-
Campos	4.800	1.700**	-
Santos	148.000	167	-
Paraná	462.000	-	200

Fonte: Costa, 2009

Notas: * Na Bacia de Solimões a capacidade de armazenamento estudada é apenas para os campos de gás.

** Esse valor corresponde à capacidade total de armazenamento na Bacia de Campos em que são consideradas as reservas provadas de petróleo e gás.

Esses resultados apresentados na Tabela 2.9 são apenas de quatro bacias sedimentares. O valor total da capacidade de armazenamento brasileira são todos esses valores somados com as capacidades das demais bacias sedimentares brasileiras. Em conclusão, pode-se dizer que o Brasil possui uma capacidade de armazenamento de aproximadamente 2.000 Gt de CO₂. Sendo que grande parte dessa capacidade está localizada no sudeste e sul, o que torna mais atrativa a utilização desse recurso em UTE's localizadas nessas regiões.

A título de exemplo, a capacidade de geração de 7.000 GW durante 125 anos calculada na seção 2.4 gera, para um fator médio de emissão de 830 g/kWh correspondente à tecnologia SCPC (MIT, 2007), um total de 6,35 Gt de CO₂. Quantidade essa que é facilmente comportada pela bacia do Paraná, conforme indicado na Tabela 2.9.

Os custos de CCS são específicos a cada projeto, dependendo da tecnologia utilizada na planta que produz o CO₂ e da proximidade dessa planta a recursos adequados de estocagem.

O processamento de gás natural, produção de hidrogênio e amônia e algumas formas de gaseificação de carvão já produzem um subproduto com CO₂ concentrado e, portanto, não implicam em custos adicionais na captura. Porém, na geração elétrica que atualmente produz CO₂ diluído nos gases exaustos, os custos adicionais de captura são consideráveis.

Reservatórios de alta capacidade e de alta permeabilidade podem armazenar grandes volumes de CO₂ a partir de poucos poços de injeção e um mínimo de compressão reduzindo, assim, os custos de estocagem. Por outro lado, reservatórios de baixa permeabilidade aumentam o número de poços de injeção necessários bem como a necessidade de compressão, aumentando substancialmente os custos.

Restrito ao acesso a localizações de estocagem adequadas, os custos de captura e compressão correspondem a uma parcela significativa dos custos de CCS para a geração elétrica, fazendo com que a redução desses custos seja, portanto, prioridade. Ao longo da próxima década os custos de captura podem ser reduzidos em 20% a 30% e ainda mais deve ser alcançado pelas novas tecnologias que ainda se encontram em fase de pesquisa ou demonstração (WCI, 2007).

Para plantas localizadas próximas a campos de produção de petróleo e gás, receitas provenientes da utilização do CO₂ na recuperação desses campos podem ser substanciais. Essas técnicas de recuperação de campos petrolíferos podem fornecer um incentivo essencial nessa fase inicial de desenvolvimento do CCS, embora não haja um potencial no longo prazo para absorver parte significativa das emissões projetadas de CO₂ na geração elétrica.

Assim como qualquer tecnologia, os custos de CCS devem se reduzir ao longo do tempo à medida que se adquire maior experiência além de economias de escala, padronizações e sejam obtidos avanços nas tecnologias.

2.8 – Conclusões

O termo “Clean Coal Technologies” (tecnologias limpas de carvão) refere-se ao programa norte americano de desenvolvimento de tecnologias mais eficazes e menos poluidoras. Apesar das tentativas de se criar uma planta de “emissões zero”, isso não se mostra tecnicamente viável uma vez que não é possível capturar todas as emissões de uma usina. Como mostra a Tabela 2.6, muitos dos poluentes ainda são emitidos na atmosfera, mesmo com as mais avançadas tecnologias. Além disso, um esforço nesse sentido implicaria em aumentos significativos nos custos de implantação e operacionais da usina, podendo viabilizar outras fontes de energia menos poluentes.

Entretanto, usinas a carvão com baixos níveis de emissões são possíveis com as tecnologias hoje disponíveis. Exemplo disso é o projeto da USITESC (De Luca, 2001; USITESC, 2009) que busca aproveitar inclusive os rejeitos de carvão produzidos na

lavagem desse mineral na sua preparação para o fornecimento à atual usina Jorge Lacerda, ambas localizadas no sul do Estado de Santa Catarina²⁴.

Cabe ressaltar que, devido às características do carvão brasileiro, a tecnologia CFB apresenta-se mais adequada pois é capaz de processar um combustível de qualidade inferior, além de mostrar-se mais flexível que as demais tecnologias. Por outro lado, a tecnologia IGCC, apesar de apontada como uma das tecnologias de menor impacto ambiental (Sekar *et al.*, 2007), tem seu desempenho fortemente prejudicado por esse tipo de combustível (Rubin *et al.*, 2007).

Esse capítulo apresentou as tecnologias disponíveis no horizonte 2010 a 2030 para a geração elétrica a partir do carvão mineral. No próximo capítulo, será feita uma avaliação comparativa dos custos de geração²⁵ entre algumas dessas tecnologias, buscando responder à questão econômica da preocupação ambiental na geração termelétrica a carvão.

²⁴ Para maiores detalhes sobre o projeto USITESC, vide De Luca (2001) e USITESC (2009).

²⁵ Por questão de limite de escopo dessa dissertação, os custos “imensuráveis” como danos à saúde pública, benefícios sociais tais como empregos e desenvolvimento econômico das regiões, etc., denominados pelos economistas como “*externalidades*”, não serão tratados nesse estudo.

Capítulo III

Avaliação Econômica

3.1 – Introdução

Este capítulo tem como objetivo a avaliação econômico-financeira das opções tecnológicas disponíveis para geração de eletricidade a partir do carvão. Pretende-se, com isso, avaliar a competitividade entre as diversas tecnologias disponíveis citadas no capítulo anterior bem como uma comparação entre a geração a partir do carvão nacional e do carvão importado. A análise aqui apresentada tem como critério o Valor Presente Líquido (VPL).

A análise aqui se trata apenas de uma visão global uma vez que os custos reais de implantação de um projeto dessa natureza envolvem negociações diretas com fornecedores, obtenção de incentivos fiscais, especificidades de cada projeto como distâncias da planta até a fonte de captação d'água para o sistema de resfriamento (água de make up), distância da subestação da usina até o ponto de conexão e o respectivo traçado da linha de transmissão que fará a conexão, logística de transporte do combustível até os silos de alimentação da caldeira, etc. Dessa forma, não se pretende com esse estudo apresentar uma avaliação precisa de projetos dessa natureza, mas sim uma visão geral e comparada da viabilidade das soluções atualmente disponíveis.

O capítulo começa apresentando as características operacionais das usinas térmicas a carvão impostas pelo sistema elétrico brasileiro. Como foi apontado no capítulo anterior, a matriz elétrica brasileira é predominantemente hidrelétrica, o que traz benefícios, pois permite o suprimento de eletricidade a menores custos (EPE, 2007). Porém, isso implica em dificuldades para os empreendimentos térmicos uma vez que esses passam a operar de forma complementar.

Para uma análise da competitividade entre as diversas tecnologias de geração a partir do carvão, serão relacionadas as tecnologias a serem avaliadas e as estimativas de custo de cada opção. Em seguida, são apresentados de forma simplificada os tributos brasileiros a que uma usina termelétrica a carvão está sujeita e que deverão fazer

parte do modelo de avaliação. Essa questão, como será visto, é de suma importância uma vez que esses tributos possuem um impacto significativo nos custos de geração.

Continuando, será apresentada a metodologia utilizada nesse trabalho onde será detalhado o modelo econômico utilizado nos cálculos. Por se tratar de um estudo, muitas das variáveis contidas nesses cálculos não estão disponíveis de forma precisa, ou seja, não existe um valor único definido. Variáveis como os custos de investimento, preços de combustíveis, custos de operação e manutenção, dentre outros, estão disponíveis na forma estocástica, ou seja, um conjunto de valores e sua respectiva probabilidade de ocorrência. Esses valores, por sua vez, possuem probabilidades de ocorrência correspondentes, o que pode ser descrito matematicamente a partir de uma função de distribuição de probabilidades. Isso, porém, traz dificuldades nos cálculos tornando difícil a análise aqui pretendida. Para isso, será utilizada a metodologia de Monte Carlo, descrita adiante.

É importante se avaliar também para quais dessas variáveis os resultados se mostram mais sensíveis. Essa análise se mostra importante para se determinar quais parâmetros merecem maior esforço na definição de seus valores e quais não implicam em impactos significativos nos resultados finais. A essa análise dá-se o nome de Análise de Sensibilidade.

3.2 – Caracterização Operacional

Num sistema elétrico de base hidráulica, a flexibilidade de aquisição e uso do combustível térmico é uma característica desejável do regime operativo das termelétricas. Além disso, quanto mais flexível for esse regime operativo, maior tende a ser a competitividade da geração termelétrica, pela apropriação possível do excedente hidráulico em períodos de hidrologia favorável.

De fato, a grosso modo, a lógica econômica impõe que essas usinas devam permanecer praticamente desligadas nos períodos de abundância hidrológica, gerando energia elétrica apenas nos períodos em que as afluências e o estoque de água dos reservatórios são insuficientes para o atendimento da carga. Esse regime operacional é denominado complementar.

O desconhecimento prévio de datas, prazos e quantidades de utilização do combustível, resultante desse regime operacional, porém, transfere parte das incertezas do regime hidrológico para a logística de suprimento e manutenção das

usinas térmicas. É justamente a possibilidade de solução adequada do problema logístico, pela estocagem ou aquisição não regular, que faz da geração térmica com base no carvão uma das principais alternativas para a operação em complementação.

A relação entre a geração mínima obrigatória da usina térmica, seja pelo regime contratual de aquisição do combustível, seja pela necessidade de manutenção da operacionalidade dos equipamentos, e sua potência disponível é denominada inflexibilidade, normalmente expresso como um percentual da potência disponível. Essa, por sua vez, é definida, conforme a Nota Técnica EPE-DEE-RE-023/2005-R1 (EPE, 2005) como:

$$P_{Disp} = Pot \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (3.1)$$

onde,

- P_{Disp} – Potência disponível média mensal em MW médios
- Pot – Potência instalada da usina em MW
- FC_{max} – É o percentual da potência instalada que a usina consegue gerar continuamente
- $TEIF$ – Corresponde à taxa média de indisponibilidade forçada
- IP – Corresponde à taxa de indisponibilidade programada

No caso da utilização do carvão nacional, também para a viabilização econômica da indústria carvoeira do País, tem-se reconhecido a necessidade de se manter um despacho permanente mínimo entre 40% e 50% da potência instalada, o que, em parte, limita a utilização dessas térmicas em complementação (EPE, 2007).

As interrupções da geração da usina para a manutenção de seus equipamentos, tanto aquelas programadas, quanto as não programadas (forçadas), definem a potência disponível com valores típicos entre 88% e 91% da potência instalada em unidades geradoras de 250 MW e 500 MW (EPE, 2007).

A otimização econômico-energética promovida pela operação das térmicas em regime de complementação e a ordenação do despacho dessas usinas pelo custo operacional (custo variável associado ao custo do combustível e aos custos de operação e manutenção variáveis) levam à definição de dois outros fatores, sendo eles o fator de capacidade médio e o fator de capacidade crítico.

Esses fatores, calculados a partir do poder calorífico do energético, da eficiência do processo de transformação, dos custos variáveis de geração (combustível, operação e manutenção), dos fatores de capacidade mínimo e máximo e do custo marginal de operação do sistema hidrotérmico indicam, respectivamente, a geração média esperada ao longo da vida útil da usina e a geração esperada em período de hidrologia crítica ou desfavorável.

A geração esperada em período crítico determina o valor energético da usina para o sistema elétrico (à semelhança da energia firme ou garantida das usinas hidráulicas) o qual é denominado Garantia Física. A geração média ao longo da vida útil determina os gastos a serem incorridos com a aquisição do combustível.

Em regime de complementação, a maior flexibilidade proporcionada por um baixo fator de capacidade mínimo tende a favorecer economicamente as usinas térmicas de ciclo simples. A menor eficiência dessas usinas é compensada pelo menor investimento exigido.

Alternativamente, a caracterização operacional das térmicas pode ser feita quanto à alocação da geração da usina na curva de carga do sistema ao qual está integrada, em função da maior ou menor capacidade ou economicidade de atendimento às variações diárias da demanda.

As usinas térmicas a carvão são prioritariamente alocadas na base em razão da menor capacidade de tomada de carga. Tipicamente, têm taxa de variação de potência da ordem de 9 MW por minuto, o que as torna pouco propícias ao acompanhamento da curva diária de carga e atendimento à demanda de ponta (EPE, 2007).

A melhoria da confiabilidade elétrica é outro importante benefício que caracteristicamente tem sido associado às usinas térmicas em geral, pela possibilidade de instalação próxima aos centros de carga. No caso das usinas brasileiras a carvão, a necessidade econômica de localização próxima às minas ou às regiões portuárias reduz a importância desse benefício.

3.3 – A Análise Econômica

Segundo Bernstein (1997), a capacidade de definir o que poderá acontecer no futuro e de optar entre várias alternativas é central às sociedades contemporâneas. Escolher

corretamente o melhor investimento entre diversas alternativas é essencial para se garantir o sucesso financeiro de uma empresa.

Damodaran (2002) comenta que os analistas da área financeira utilizam diversos modelos de avaliação de investimentos, dos mais simples aos mais sofisticados. Embora os conceitos e considerações em que se baseiam os modelos de avaliação sejam diferentes, uma grande parte deles trabalha com pelo menos três variáveis essenciais: O fluxo de caixa; o risco e o tempo.

A chave para se obter sucesso em um investimento está em compreender não somente o que são os valores associados a esse investimento, mas sim a fonte desses valores (Damodaran, 2002). Decifrar o comportamento do fluxo de caixa de uma empresa significa conhecer o funcionamento das fontes que geram o fluxo de caixa. Mais importante que saber o comportamento do valor presente de um projeto é saber o comportamento individual dos elementos que compõem o fluxo de caixa desse projeto.

Qualquer projeto de investimento é sempre avaliado em função do fluxo de caixa que ele proporciona, ou seja, pela relação entre os investimentos feitos e as receitas geradas pelo investimento considerado. Por mais complexo que seja o projeto a ser analisado, ele sempre poderá ser representado por um fluxo de caixa.

A avaliação econômica de um projeto é, então, a seleção entre duas ou mais alternativas de investimento. Mesmo que, aparentemente, só exista uma única alternativa, na realidade existe a comparação entre fazer o projeto ou simplesmente manter o *status quo*, ou seja, deixar o capital aplicado onde ele se encontra atualmente.

O objetivo da avaliação econômica aqui apresentada é determinar o menor preço de venda da energia de uma usina térmica a carvão, suficiente para remunerar o capital investido na construção e os custos operacionais da usina (tarifa de equilíbrio) para algumas tecnologias disponíveis para uma usina desse tipo.

3.3.1 – Tecnologias Consideradas

Dado o atual estágio de desenvolvimento das tecnologias de CCS, sua avaliação torna-se uma tarefa complexa já que os custos de investimento e de operação e manutenção dessas tecnologias ainda são incertos e dependem de alguns fatores

como os futuros custos de mitigação de carbono, da legislação que vigorará quanto à emissão de gases de efeito estufa, da disseminação dessas tecnologias no mundo e do próprio desenvolvimento dessas tecnologias²⁶.

Apesar disso, é apontada por Rubin *et al.* (2007) a diferença relativa no investimento considerando a inclusão ou não do sistema de CCS para as tecnologias de carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC) e gaseificação integrada (IGCC). Segundo Rubin *et al.* (2007), a inclusão do CCS implica em um aumento da ordem de 60% no investimento para uma planta SCPC enquanto que, para uma planta IGCC, esse aumento é de aproximadamente 30%.

Em um ensaio comparando algumas tecnologias limpas de carvão, Blyth *et al.* (2007) utilizam o método de Opções Reais²⁷ para avaliar o impacto de uma mudança no cenário internacional de comercialização de créditos de carbono sobre a escolha entre as opções disponíveis dessas tecnologias. Nesse ensaio são consideradas as seguintes tecnologias (Blyth, 2007):

- Carvão pulverizado utilizando o ciclo super crítico (SCPC);
- Usina a gás natural utilizando turbina a gás em ciclo combinado (GTCC);
- SCPC reformada e adaptada para sua utilização com CCS;
- GTCC reformada e adaptada para sua utilização com CCS.

Nesse ensaio, cujos resultados são apresentados no Apêndice D, as seguintes comparações são analisadas:

- SCPC *versus* GTCC;
- SCPC *versus* SCPC + CCS;
- CCGT *versus* GTCC + CCS.

No que tange às tecnologias de combustão (caldeira), serão avaliadas nesse estudo as seguintes opções tecnológicas:

²⁶ Maiores informações sobre essa avaliação das tecnologias CCS poderão ser encontradas em Sekar *et al.* (2007).

²⁷ A teoria de Opções Reais é uma extensão dos métodos tradicionais financeiros, acrescentando de forma explícita a capacidade de modelar o efeito de diferentes fontes de incerteza e contando com a flexibilidade que os administradores geralmente possuem no momento do investimento quando deparados com as incertezas de fluxos de caixa futuros. Desenvolvido originalmente para avaliar financeiramente as opções durante a década de 1970 (Black and Scholes, 1973; Merton, 1973), os economistas perceberam que a avaliação de opções oferece também uma visão considerável na escolha de investimentos.

- Carvão pulverizado em ciclo supercrítico (SCPC);
- SCPC com sistema de captura de carbono (SCPC + CCS);
- Gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC); e
- IGCC com sistema de captura de carbono (IGCC + CCS).

3.3.2 – Taxa de Desconto

A taxa de desconto é utilizada para o cálculo do fluxo de lucros futuros e pode ser definida como a taxa esperada de retorno, obtida em investimentos similares apresentando riscos equivalentes. A empresa poderia optar por outro investimento de capital e obter um fluxo de lucros diferente ou investir em outro título de rendimento. Assim, a taxa de desconto pode ser considerada como o custo de oportunidade da empresa (Pindyck e Rubinfeld, 2005).

A taxa de desconto geralmente utilizada é o Custo Médio Ponderado de Capital, da sigla em inglês WACC. Estruturado e difundido por Modigliani e Miller (1958, 1963), leva em consideração a estrutura de capital da empresa no cálculo do custo de capital. Segundo os autores, o custo de capital de uma empresa deve ser calculado como uma média ponderada dos custos de capital próprio e de terceiros. Entende-se por capital próprio o patrimônio líquido da empresa e por capital de terceiros as dívidas.

A inclusão de capital de terceiros no patrimônio da empresa, também chamado de alavancagem, não será considerada explicitamente nesse estudo. Isso porque, como o critério para o cálculo da tarifa de equilíbrio é a obtenção de um VPL nulo, as condições de financiamento podem distorcer significativamente os resultados obtidos além de não representar de forma real os custos de geração já que o custo da dívida ou de capital de terceiros está geralmente relacionada aos riscos do projeto. Assim, de forma a simplificar esse estudo, serão considerados como inclusos na taxa de desconto os efeitos de um eventual financiamento do projeto²⁸.

Os riscos do projeto, por sua vez, variam muito para cada projeto. Pode-se citar como riscos relacionados a esse tipo de projeto (Moreira, 2009):

- Risco de *Completion* – Riscos existentes durante a fase pré-operacional do projeto relativos a: (i) *overuns*, ou seja, qualquer desvio orçamentário para maior; (ii) quantificação da produção; (iii) especificação dos produtos; (iv)

²⁸ A taxa de desconto utilizada corresponde ao WACC do projeto onde está previsto a remuneração do capital próprio e o de terceiros (financiamento).

desempenho na fase pré-operacional quanto às metas previstas do estudo de viabilidade; e (v) cumprimento do cronograma físico;

- Risco de preço do produto – Risco de geração insuficiente de caixa por queda no preço do produto. Esse risco pode ser mitigado através de contratos de longo prazo como aqueles celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (os Leilões de Energia promovidos pela ANEEL) que, para usinas termoeletricas, são de 15 anos;
- Risco de incremento nos custos – Ocorre principalmente quanto ao preço dos insumos (combustível, reagentes químicos, etc.);
- Risco cultural – Risco envolvendo questões culturais e religiosas podem afetar o empreendimento. Este risco, às vezes, transcende a questão governamental. Estes riscos são normalmente cobertos por agências de seguros;
- Risco ambiental – Este risco será bastante minimizado com garantias do Governo local quanto à aceitação do empreendimento conforme sua concepção. Porém, exigências posteriores poderão advir de outros organismos internacionais. Além disso, as condições ambientais podem influenciar no desempenho operacional da planta;
- Risco de força maior - Riscos advindos de fatores externos ao empreendimento, cuja previsibilidade não era possível determinar *a priori*. Exemplos: fenômenos da natureza, revoluções, convulsões sociais, etc.;
- Risco de desempenho operacional – A usina pode não apresentar o desempenho inicialmente projetado implicando em um maior consumo de combustível ou não atendimento às condições contratuais de fornecimento de energia (incapacidade de gerar o volume de energia contratada). Contratos com fornecedores em regime *turn key* e garantias de performance operacional devem ser realizadas para atenuar este risco. Estes acordos exigem um pleno domínio tecnológico do processo;
- Risco de descasamento cambial – É fundamental a estruturação do empreendimento com casamento entre as moedas previstas no fluxo de caixa do empreendimento. Quando não são naturalmente possíveis, deverão ser buscadas, em mercado futuro, operações de *hedging*²⁹ para compatibilizá-las;

²⁹ A palavra "*hedge*" pode ser entendida como "proteção". Hedge é uma operação que tem por finalidade proteger o valor de um ativo contra uma possível redução de seu valor numa data futura ou, ainda, assegurar o preço de uma dívida a ser paga no futuro. Esse ativo poderá ser o dólar, uma commodity, um título do governo ou uma ação. Os mercados futuros e de opções possibilitam uma série de operações de hedge. Proteções semelhantes podem ser feitas para reduzir riscos de outros mercados, com taxas de juros, bolsas de valores, contratos agrícolas e outros, dependendo das necessidades da instituição que está à procura do hedge.

- Risco político – Risco de alteração do ambiente legal, oriundo de alterações de legislações que venham a afetar o empreendimento. Acordos governamentais podem imprimir maior segurança, devendo também ser realizadas operações com agências seguradoras;
- Risco de suprimento – poderão existir reduções no suprimento em função de problemas logísticos ou do supridor (como, por exemplo, greve de seus funcionários) ou variações na qualidade do mineral suprido, o que poderá acarretar em redução do desempenho da usina.

Além disso, o custo de capital próprio varia muito entre as empresas. Portanto, para o presente estudo, foram consideradas as taxas de desconto (WACC) de 8%, 10% e 12% (anuais).

3.3.3 – Tributação e Encargos

A tributação considerada nos modelos de avaliação econômico-financeira constitui-se um fator importante, pois se caracteriza como um dos maiores custos de um projeto.

O sistema tributário brasileiro é bastante complexo, envolvendo diversas espécies de tributação (imposto, taxa, contribuição de melhoria, contribuições especiais ou parafiscais e empréstimos compulsórios) e é regido pela Constituição Federal em seus artigos 145 ao 162 e pelo Código Tributário Nacional, Lei nº 5.172 de 25/10/66.

Dentre os diversos tributos existentes, aqueles diretamente aplicáveis ao projeto de uma usina termoeletrica são:

- i. Imposto sobre importação de produtos estrangeiros – II;
- ii. Imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza – IR;
- iii. Imposto sobre produtos industrializados – IPI;
- iv. Contribuição social sobre o lucro líquido – CSLL;
- v. Contribuição para o programa de integração social – PIS e Contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS;
- vi. Imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação – ICMS;
- vii. Imposto sobre serviços de qualquer natureza – ISS

Dentre esses, o II, IPI e ISS não são recolhidos pela usina³⁰, sendo refletidos nos custos dos insumos da usina. Sendo assim, não serão tratados nesse estudo de forma específica, pois se considerará como já inclusos nos custos dos insumos. Além disso, esses tributos não possuem o princípio da não cumulatividade³¹ e, portanto, podem ser tratados de forma inclusa na formação dos custos dos insumos.

No caso do ICMS, apesar de esse tributo ser um tributo não cumulativo, para efeitos de simplicidade, serão considerados os casos em que há diferimento³² desse tributo não havendo, portanto, circunstâncias em que há aproveitamento de créditos de ICMS no projeto, ou seja, não haverá recolhimento de ICMS pela usina e, portanto, todos os valores de ICMS incidentes sobre os insumos serão tidos como custos e já estarão considerados em seus preços de venda.

Assim, os tributos e encargos que serão tratados de forma explícita no modelo de avaliação econômica são:

- Imposto de Renda – regido pelo Regulamento do Imposto de Renda (decreto nº 3.000 de 26/03/1999, artigos 146 a 619), o Imposto de Renda é um tributo federal que incide sobre todos os ganhos e rendimentos de capital, qualquer que seja a denominação que lhes seja dada, independentemente da natureza, da espécie ou da existência de título ou contrato escrito. As pessoas jurídicas podem ser tributadas por uma das seguintes formas: (i) simples; (ii) lucro presumido; (iii) lucro real; ou (iv) lucro arbitrado. A forma aplicável aos casos aqui abordados e que será considerada nesse estudo é o lucro real.

A adoção das demais formas de tributação do imposto de renda não serão consideradas pelo fato de que a receita bruta total de usinas desse tipo geralmente é superior a R\$ 48.000.000,00 (quarenta e oito milhões de reais), caso esse em que será obrigatória a adoção do lucro real (Lei 10.637/2002).

A alíquota do Imposto de Renda é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro real, apurado de conformidade com o Regulamento. A parcela do lucro real que

³⁰ Nesse caso, usina refere-se à empresa (pessoa jurídica) responsável pela termelétrica e os tributos aqui considerados são apenas aqueles relativos à atividade de geração.

³¹ O princípio da não cumulatividade, definido no artigo 153 da Constituição Federal, implica na compensação do que for devido em cada operação (tributo incidente sobre o produto final) com o montante cobrado nas operações anteriores (tributos incidentes sobre os insumos). Dessa forma, o tributo incide apenas sobre o valor agregado aos insumos na produção do produto final.

³² Diferimento refere-se à postergação incondicional do pagamento do tributo para uma etapa posterior, transferindo a responsabilidade do tributo.

exceder ao valor de R\$ 240.000,00 (duzentos e quarenta mil reais) no período de apuração, sujeita-se à incidência de adicional de imposto à alíquota de 10% (dez por cento).

- CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) – De competência da União, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido é aplicada às mesmas normas de apuração estabelecidas para o imposto de renda das pessoas jurídicas, mantidas a base de cálculo e as alíquotas previstas na legislação, com alíquota de 9%.
- COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) – De competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 7,60%.
- PIS (Contribuição para o Programa de Integração Social) – Também de competência da União, o fato gerador é a percepção do faturamento. A base de cálculo é o faturamento mensal. A alíquota é de 1,65%.
- TFSEE (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica) – É devida à ANEEL pelas concessionárias que produzem, transmitem, distribuem, comercializam energia elétrica. A base de cálculo é o benefício econômico, sendo que o valor devido é deduzido das cotas de Reserva Global de Reversão. A taxa é de 0,5% sobre a receita.
- PDEE (Pesquisa e Desenvolvimento em Energia Elétrica) – Pela lei 9.991, de 24 de julho de 2000, as empresas devem investir anualmente parte de sua receita em projetos de pesquisa e desenvolvimento em energia elétrica. Atualmente, para empresas de geração, o percentual é de 1% da receita operacional líquida anual.

3.3.4 – Premissas Adotadas

Nesse estudo, o fluxo de caixa foi considerado a preços constantes de uma determinada época, ou seja, considera-se que a inflação atua igualmente sobre todos os parâmetros envolvidos (investimentos, custos, receitas). Isto facilita muito os cálculos, porque os efeitos da inflação passam a ser desconsiderados e as taxas de desconto utilizadas são denominadas taxas reais³³.

³³ **Taxa Real** – é a taxa de desconto (ver item 3.3.2) efetiva corrigida pela taxa inflacionária do período da operação.

Investimento

Como os demais empreendimentos energéticos voltados para a geração de energia, os custos para as termelétricas podem classificar-se em (EPE, 2007):

- Custos de investimento (custos associados à formação de capital):
 - o Custos de equipamentos;
 - o Custos de montagem dos equipamentos;
 - o Custos da construção civil;
 - o Outros custos;
 - o Custos indiretos.
- Custos de geração (custos representativos da operação da usina):
 - o Combustível;
 - o Mão de obra:
 - Operação;
 - Manutenção;
 - Administração de pessoal;
 - o Materiais de manutenção;
 - o Produtos consumidos no processo:
 - Água de alimentação e resfriamento;
 - Óleo lubrificante;
 - o Calcário e outros reagentes.
 - o Serviços diversos.

O custo de investimento de um projeto de geração de energia elétrica pode ser decomposto em custo direto (terreno, obras civis, equipamento, montagem e subestação) e custo indireto (canteiro, acampamento e administração). Segundo EPE (2007), 70% do custo de investimento em plantas convencionais a vapor, com utilização de carvão como combustível, são custos diretos, que apresentam a composição apresentada na Tabela 3.1.

Com base nos investimentos apresentados na bibliografia consultada (ver Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007) para as opções tecnológicas aqui estudadas, os valores apresentados na Tabela 3.2 serão utilizados nesse estudo. É importante observar que a bibliografia consultada utiliza moedas em épocas distintas. Para uniformizar esses valores, foi considerada a variação percentual de cada componente dessas usinas conforme os respectivos índices calculados pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) na proporção apontada na Tabela 3.1 e a variação cambial do dólar,

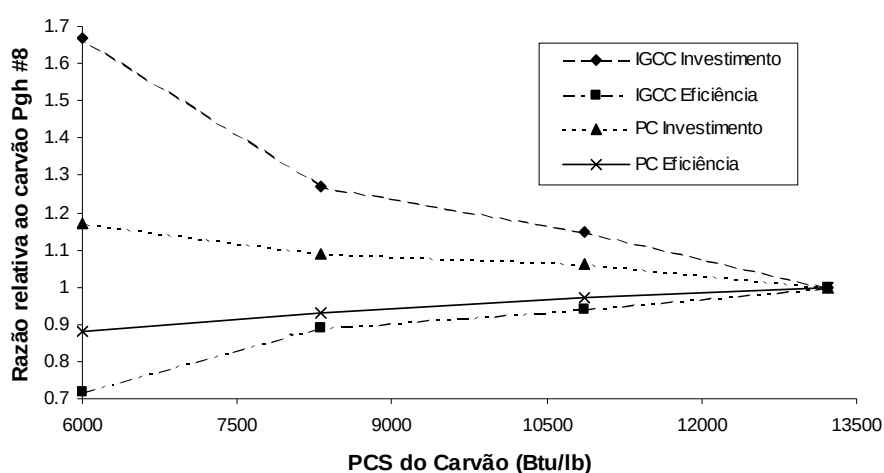
segundo as cotações médias obtidas pelo Banco Central (BCB, 2009). Os índices FGV utilizados foram: Máquinas e Equipamentos; Materiais de Construção; Mão de Obra na Construção Civil e IGP-M.

Tabela 3.1 – Composição típica dos custos diretos de investimento de uma central termelétrica a carvão.

Item de Custo	Participação
Equipamentos eletromecânicos	60%
Caldeira	27%
Turbina	21%
Tubulação e acessórios	6%
Subestação	3%
Outros equipamentos	3%
Montagem dos equipamentos	12%
Construção	21%
Obras civis	15%
Circuito de água	6%
Outros custos	7%
Terreno, benfeitorias	3%
Projeto, organização	4%

Fonte: Lora, 2004.

Além disso, segundo Rubin *et al.* (2007), a qualidade do carvão utilizado nas plantas influencia o valor do investimento e a eficiência alcançada por essa, apresentando maiores impactos sobre plantas que utilizam a tecnologia IGCC. Os carvões de baixa qualidade possuem impacto negativo sobre os custos e a eficiência das plantas devido ao maior fluxo de carvão, maiores fluxos de gases, maiores tamanhos de equipamentos, etc. (Rubin *et al.*, 2007), conforme indicado na Figura 3.1.



Fonte: Rubin *et al.*, 2007.

Nota: Valores relativos aos de uma planta operando com o carvão de Pittsburgh #8 (PCS = 30.840 kJ/kg)

Figura 3.1 – Influência da qualidade do carvão sobre os custos de investimento e eficiência das usinas a carvão.

De forma a quantificar esses efeitos nesse estudo, os valores apresentados na Tabela 3.2 são distintos para cada tipo de carvão que será estudado. Esses valores foram calculados com base em funções obtidas através da regressão dos dados apresentados na Figura 3.1 tendo como parâmetro o poder calorífico superior (PCS) do carvão. Ressalta-se que isso é apenas uma aproximação uma vez que outros fatores como o teor de cinzas e a concentração de enxofre no mineral também influenciam esses custos. Além disso, pode-se obter configurações otimizadas para cada caso específico, o que não foi feito nesse estudo para fins de simplificação.

Tabela 3.2 – Referências para o custo de investimento em plantas térmicas a carvão.

Tecnologia	Custo de Investimento (US\$/kW) com carvão de:		
	Candiota	Cambuí	África do Sul
SCPC	1.915 – 3.167	1.776 – 2.938	1.669 – 2.760
SCPC + CCS	3.081 – 4.149	2.858 – 3.850	2.686 – 3.617
IGCC	2.662 – 4.494	2.052 – 3.465	1.677 – 2.830
IGCC + CCS	3.670 – 5.526	2.829 – 4.260	2.311 – 3.480

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

Importante observar que os investimentos por unidade de capacidade (MW) tendem a diminuir na medida em que o tamanho das plantas aumenta, devido aos ganhos de escala. Outro fator que pode afetar as estimativas do investimento em plantas a carvão é a grande variação dos custos em função das datas em que são estimados. Os custos de usinas térmicas dependem, principalmente, do preço do aço e da demanda de usinas.

No caso brasileiro, ainda se devem considerar outros aspectos, tais como o risco cambial (uma parcela significativa dos equipamentos é importada) e o custo de capital adicional, devido aos fatores de risco. Entende-se que, em um contexto de maior demanda por usinas térmicas a carvão no país, definindo uma escala industrial em um patamar competitivo, os custos unitários de investimento (por kW instalado) e de operação, incluindo-se o de combustível, tenderão a diminuir.

Combustível

O combustível representa um dos fatores de maior peso no custo da energia gerada por centrais termelétricas determinado predominantemente pelo conteúdo energético (em geral, expresso em kcal/kg ou em Btu/lb) e pelo conteúdo de enxofre. No caso do carvão, a quantidade de cinzas tem importância secundária para a formação do preço.

Entre 1990 e 2002, coincidindo com a expansão da oferta e utilização do gás natural para a geração de energia elétrica, os preços internacionais do carvão eram declinantes (EPE, 2007). Esse quadro, porém, aparentemente alterou-se a partir de 2003, assumindo uma trajetória de alta que continua em 2006.

Apesar desse comportamento recente dos preços do carvão, espera-se um quadro de estabilidade face às características geopolíticas desse mineral, quais sejam, grandes reservas localizadas em diversos países no mundo.

Também no Brasil a expectativa é de estabilidade de preços, ainda que influenciados pela demanda de mercado e pelos custos inerentes a cada jazida a ser explorada (EPE, 2007). Adicionalmente, no caso do carvão, o preço do combustível posto na usina é influenciado por diversos fatores, dentre os quais se destacam:

- Natureza da mineração (céu aberto ou subsolo);
- Grau de beneficiamento requerido;
- Distância e meio de transporte;
- Quantidades contratadas (economia de escala);
- Qualidade do carvão.

A Tabela 3.3 apresenta a origem do carvão empregado em cada usina térmica brasileira bem como o preço pago por cada um deles.

Deve-se considerar que, para novos projetos termelétricos, o preço do carvão pode ser bem diferente daqueles apresentados na Tabela 3.3. Novas usinas com carvão nacional deverão continuar sendo locadas na boca da mina, porém com o projeto específico para o tipo de carvão, em alguns casos, sem o necessário beneficiamento.

Para esse estudo foram utilizados os seguintes tipos de carvão (EPE, 2007):

- Carvão nacional (Candiota) com 3.200 kcal/kg, R\$ 40,63/t;
- Carvão nacional (Cambuí) com 4.850 kcal/kg, R\$ 208,49/t;

- Carvão importado (África do Sul) com 6.700 kcal/kg, R\$ 138,00/t.

Tabela 3.3 – Origem e preços do carvão empregado em térmicas brasileiras em maio de 2005.

Usina	Contrato (t/mês)	Mina	Preços (R\$/t)
Presidente Médici	133.333	Candiota	40,63
São Jerônimo	6.500	Leão I	100,06
Jorge Lacerda	200.000	SIECESC	138,68
Charqueadas	28.886	Recreio	68,69
Figueira	6.500	Cambuí	208,49

Fonte: Carvalho, 2005.

As duas primeiras alternativas refletem as situações limite, em termos de preço, hoje observadas no país. A terceira alternativa reflete uma situação hipotética de uso de carvão importado da África do Sul (Richards Bay), a cujo preço FOB foi acrescido um custo de frete de US\$ 8,00/t (EPE, 2007).

Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção das usinas térmicas devem ser classificados em fixos e variáveis. Em adição ao custo do combustível, as parcelas variáveis, dependentes do despacho da usina, são determinantes no cálculo dos fatores de capacidade, como sugerido anteriormente.

No entanto, a diversidade de tecnologias associadas à geração térmica a carvão e, principalmente, a heterogeneidade do próprio combustível e das legislações ambientais, acabam por particularizar esses custos, tanto os fixos quanto os variáveis, dificultando a escolha de valores de referência.

A Tabela 3.4 resume os valores utilizados nesse estudo tendo como base a bibliografia consultada (ver Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006, IEA, 1997; EPE, 2007, Schaeffer, 2000, Tractebel, 2008). Conforme Rubin *et al.* (2007, 2009) e Sekar *et al.* (2007), os custos de O&M para as plantas com sistema de captura de carbono aumentam cerca de 110% em relação à mesma planta sem esse sistema para a tecnologia SCPC e 60% para IGCC. Esses percentuais foram aplicados aos valores de O&M das tecnologias sem o sistema de captura para se obter os respectivos valores com esse sistema. Vale ressaltar que os valores descritos são representativos de usinas que utilizam combustível com menor conteúdo de cinzas e enxofre (carvão importado), o que tende a reduzir os custos de O&M por MWh gerado.

Tabela 3.4 – Custos fixos e variáveis em plantas térmicas a carvão.

Tecnologia	Custo de O&M variável (US\$/MWh)	Custo de O&M fixo (US\$/kW.ano)
SCPC	1,6 – 5,2	33,1 – 43,0
SCPC + CCS	3,4 – 10,9	69,5 – 90,3
IGCC	0,9 – 4,2	35,2 – 70,8
IGCC + CCS	1,4 – 6,7	56,3 – 113,3

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, 2007, Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006

Custos de Transmissão

A atividade de transmissão de energia elétrica é um monopólio com tarifas reguladas. O pagamento destes custos é realizado por intermédio de tarifas de transmissão, cobrados de geradores e de cargas. Assim, um gerador cuja presença em determinado local representa um impacto ao sistema de transmissão existente estará sujeito a uma tarifa de uso de transmissão elevada, enquanto um gerador localizado em um ponto da rede onde sua presença alivia o uso do sistema estará sujeito a uma tarifa de transmissão baixa. A mesma filosofia prevalece em relação às cargas. Deve-se adicionar ao componente locacional um outro componente denominado selo, que é constante em todos os pontos do sistema. Esta parcela constitui um custo fixo, rateado igualmente entre os usuários de forma a garantir que o valor total da arrecadação com os usuários da rede básica seja igual à receita devida às concessionárias de transmissão pela disponibilização de seus ativos da rede básica (EPE, 2007). Observa-se, no entanto, que tais valores são bastante variáveis, conforme a localização da usina.

Para efeitos de simplificação, como essa tarifa depende da localização da usina, considerou-se nesse estudo um valor fixo de R\$ 2,20/kW.mês para a tarifa de transmissão.

Vida Econômica

A vida econômica de um projeto refere-se ao período de tempo durante o qual o projeto produz resultados econômicos. No caso de projetos industriais, a vida econômica geralmente adotada nos estudos de viabilidade é a vida útil média dos equipamentos. A vida útil estimada em projetos para usinas térmicas vai de 20 a 30 anos, tendo sido encontrados na bibliografia períodos de até 40 anos (Sekar *et al.*, 2007). Vale ressaltar, no entanto, que a operação de usinas térmicas pode ser prolongada por mais 25 a 30 anos, após uma completa avaliação de sua integridade

no final de sua vida útil estimada (EPE, 2007). Na análise aqui apresentada, porém, considerou-se a vida útil de 25 anos sem a extensão desse tempo.

Eficiência

Um fator que está diretamente ligado ao lucro é a eficiência da usina, estando correlacionados de forma diretamente proporcional já que o aumento na eficiência da planta implica em um menor consumo de combustível (que é um custo para a usina) para uma mesma quantidade de energia gerada (que corresponde à receita). Entretanto, é comum se observar variações na eficiência de uma usina em função da carga ou, em outras palavras, em função da potência instantânea gerada. Porém, Bresolin *et al.* (2007) mostram que uma planta a carvão tem sua eficiência térmica, mediante simulações em cargas parciais e em plena carga, dependente apenas de parâmetros da caldeira, não variando, portanto, com a carga.

Conforme discutido antes, a eficiência é uma função do combustível fornecido, além da tecnologia utilizada, conforme apontado por Rubin *et al.* (2007). De forma similar aos custos de investimento, as eficiências informadas na bibliografia consultada foi adaptada de acordo com o tipo de carvão utilizado com base em seu PCI, tendo como resultado os valores apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Eficiência de cada tecnologia.

Tecnologia	Eficiência		
	Candiota	Cambuí	África do Sul
SCPC	34,3% – 34,7%	36,8% – 37,2%	38,7% – 39,1%
SCPC + CCS	24,5% – 26,4%	26,2% – 28,3%	27,6% – 29,8%
IGCC	27,0% – 28,7%	32,4% – 34,4%	36,5% – 38,8%
IGCC + CCS	23,4% – 24,7%	28,0% – 29,5%	31,6% – 33,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

O consumo próprio (cargas internas da usina) varia em função da tecnologia utilizada e da configuração da planta. Nesse estudo, porém, foi considerado um consumo de 8% da potência instalada, independentemente da tecnologia.

Outras Premissas

As demais premissas utilizadas no modelo estão sumarizadas na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 – Premissas gerais utilizadas no modelo de avaliação econômica.

Premissa	Valor
Prazo de implantação SCPC	3 anos
Prazo de implantação IGCC	4 anos
Fator de carga	75%
Custos administrativos	R\$ 2,0 milhões/ano
Seguros	0,4% sobre investimento/ano

Tabela 3.6 (cont.)

Cronograma de desembolso SCPC (invest.)	30% - 40% - 30%
Cronograma de desembolso IGCC (invest.)	20% - 30% - 30% - 20%
PIS/COFINS sobre investimento	9,25%
ICMS sobre investimento	7,0%
Depreciação (obras civis e serviços)	5% a.a.
Depreciação (máquinas e equipamentos)	10% a.a.
Percentual de máquinas e equipamentos	60%
Cotação do Dólar	R\$ 2,20/US\$
Índice deflacionário	4% a.a.
Prazos médios de pagamentos	30 dias
Prazos médios de recebimentos	30 dias

Fonte: Elaboração própria

3.4 – Metodologia

Para o cálculo da tarifa de equilíbrio será utilizado como critério de avaliação o Valor Presente Líquido. Segundo este critério, o investimento só deve ser realizado quando o valor dos fluxos de caixa futuros do investimento for maior que o custo de investimento (Pindyck e Rubinfeld, 2005). A utilidade do critério do VPL é que todo o fluxo de caixa do projeto, incluindo investimentos, receitas e custos, é transformado em um valor monetário que pode ser comparado a outros projetos (Robertson, 1999). O VPL é calculado da seguinte forma:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^T \frac{S_t}{(1+k)^t} \quad (3.2)$$

onde:

- I Investimento
- k Taxa de desconto
- T Vida econômica
- S Fluxo de caixa livre

A equação representa o benefício líquido que será obtido pela empresa como resultado do seu investimento (Pindyck e Rubinfeld, 2005). Assim, o investimento considerado no estudo terá um resultado viável economicamente apenas quando o resultado da equação não for negativo ($VPL \geq 0$). Um VPL nulo indica que o capital investido está sendo remunerado pela taxa mínima de atratividade (a taxa de desconto) sem nenhum ganho econômico adicional.

Para o cálculo da tarifa de equilíbrio será utilizada como critério a obtenção de um VPL nulo considerando-se a operação da usina térmica em plena carga, ou seja, em sua máxima capacidade de geração.

Essa tarifa pode ser expressa como uma tarifa monômnia (em R\$/MWh) ou pode ser desagregada numa tarifa binômnia equivalente, onde uma parcela representaria o custo anualizado do capital (R\$/kW-ano) e outra parcela representaria o custo variável esperado de geração (R\$/MWh).

Para esse estudo, será calculada a tarifa de equilíbrio, ou seja, a tarifa que remunera os custos de instalação e de geração, considerados todos os impostos e encargos incidentes sobre a atividade, e sua decomposição em três parcelas: uma parcela que representam os custos fixos (incluindo-se a remuneração do capital investido); uma outra parcela que representam os custos variáveis de operação e, finalmente, uma parcela representando os tributos aqui considerados. A soma das duas primeiras parcelas resulta no custo de produção.

3.4.1 – Modelo de Avaliação Econômico-Financeira

O modelo econômico utilizado nesse estudo é um modelo anual em que os fluxos são considerados em final de período, ou seja, todas as receitas e custos ocorridos em um determinado ano são concentrados no final do respectivo ano.

O modelo possui a configuração apresentada na Tabela 3.7 onde são mostrados os cálculos feitos em cada ano.

Tabela 3.7 – Modelo econômico utilizado nas avaliações.

Receita Bruta Total
(-) PIS/COFINS
(-) PDSE
(-) ICMS
(=) Receita Líquida Total
(-) Custos e Despesas Fixas

- (-) Custos e Despesas Variáveis
- (+) Crédito de PIS sobre Custos
- (=) Lucro Bruto
 - (-) Depreciação
 - (+) Crédito de PIS sobre Depreciação
- (=) Lucro Líquido antes do IR
 - (-) Imposto de Renda/CSLL
- (=) Lucro Líquido
 - (+) Depreciação
 - (-) Investimento
 - (+) Crédito ICMS Investimento
 - (+) Crédito PIS/COFINS Equipamentos
 - (+/-) Variação do Capital de Giro
- (=) Fluxo de Caixa Livre

3.4.2 – *Análise de Sensibilidade*

A análise de sensibilidade tem como objetivo identificar o grau de influência que cada parâmetro exerce sobre os resultados de um modelo. Dentre as forma possíveis, será utilizada nesse trabalho o **Diagrama Tornado**.

Esse diagrama é obtido fixando-se todos os parâmetros exceto um que irá variar dentro de uma faixa percentual pré-definida. Esse passo é repetido para cada parâmetro que se deseja avaliar sua influência sobre o resultado do modelo.

Os resultados dessa análise são traçados em um gráfico de barras horizontais em que o eixo das abscissas representa o impacto de cada parâmetro sobre o resultado. O gráfico é arranjado de forma que as variáveis de maior impacto sejam traçadas na parte superior dando, assim, o formato de um “tornado”.

3.4.3 – *Análise de Risco*

Para se ter uma melhor compreensão da análise de risco é necessária uma melhor compreensão dos termos *risco* e *incerteza*. Aqui esses termos serão utilizados para se referir aos resultados e implicações de algum evento futuro. *Incerteza* irá descrever e se referirá a gama de possíveis resultados enquanto *risco* irá descrever aos ganhos ou perdas potenciais associados a um resultado particular (Murtha, 2008).

A análise de risco consiste em se avaliar as probabilidades de ganhos ou perdas potenciais envolvidos em eventos futuros que possuem alguma medida quantitativa, descrevendo a gama de possíveis resultados e suas respectivas consequências. Normalmente essas análises se baseiam em dados históricos que possam ser

quantificados, porém seu valor exato é incerto. Uma estimativa pobre dessas variáveis traz algumas desvantagens. Sob o ponto de vista do investidor, subestimar pode significar em falta de recursos para as atividades programadas enquanto que superestimar pode representar a perda de oportunidades em outros investimentos.

Para isso, os modelos empregados deixam de utilizar um número e passam a fazê-lo com uma distribuição de probabilidade. Ao restringir o modelo de forma que cada parâmetro assuma um único valor, esse é definido como modelo determinístico. Por outro lado, ao permitir que esses parâmetros sejam representados por variáveis aleatórias ou distribuições de probabilidade, o modelo é conhecido como estocástico ou probabilístico.

O cálculo de modelos estocásticos é uma tarefa complexa sem o auxílio computacional. Para tal, será utilizada a simulação de Monte Carlo que consiste basicamente em escolher um valor aleatório para cada uma das variáveis estocásticas de acordo com sua respectiva probabilidade de ocorrência. Esse processo é repetido diversas vezes enquanto são armazenados os resultados obtidos. Se houver algum tipo de dependência entre as variáveis estocásticas, deve-se ajustar o processo de amostragem de forma que isso seja levado em consideração o que, para esse estudo, não foi necessário. A partir dos resultados obtidos, obtém-se um histograma que mostra a distribuição de probabilidades de ocorrência dos valores de saída do modelo (Murtha, 2008).

Para tanto, é importante obter os parâmetros das funções de distribuição de cada variável, ou seja, tipo de função (normal, log-normal, binomial, triangular, uniforme, etc.), faixa (valores permitidos para cada variável) e outros parâmetros que depende do tipo de distribuição escolhida. Há três formas de se obter isso: dados históricos, princípios fundamentais ou opinião de profissionais experientes. Para serem úteis, os dados históricos devem ser apropriados e, quando isso ocorre, não apenas a faixa de valores deve ser utilizada, mas também o tipo de distribuição de probabilidades e seus parâmetros podem ser obtidos desses dados. Em alguns casos, ao menos o tipo ou formato da distribuição pode ser inferido a partir de princípios básicos.

Além disso, deve-se também definir se há alguma dependência entre essas variáveis e, caso exista, quantificá-la. Para efeitos de simplificação, não foi considerada nesse trabalho nenhum tipo de dependência entre as variáveis.

Tabela 3.8 – Parâmetros e distribuições utilizadas para as variáveis estocásticas.

Variável Estocástica	Distribuição	Parâmetros		
		Mínimo	Mais provável	Máximo
SCPC				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	1.915	2.200	3.167
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	1.776	2.042	2.938
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	1.669	1.918	2.760
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	33,1		43,0
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	1,6		5,2
Eficiência da planta ¹	Uniforme	34,3%		34,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	36,8%		37,2%
Eficiência da planta ³	Uniforme	38,7%		39,1%
SCPC + CCS				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	3.081	3.578	4.149
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.858	3.320	3.850
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	2.686	3.119	3.617
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	69,5		90,3
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	3,4		10,9
Eficiência da planta ¹	Uniforme	24,5%		26,4%
Eficiência da planta ²	Uniforme	26,2%		28,3%
Eficiência da planta ³	Uniforme	27,6%		29,8%
IGCC				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	2.662	3.407	4.494
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.052	2.627	3.465
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	1.677	2.146	2.830
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	35,2		70,8
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	0,9		4,2
Eficiência da planta ¹	Uniforme	27,0%		28,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	32,4%		34,4%
Eficiência da planta ³	Uniforme	36,5%		38,8%
IGCC + CCS				
Investimento ¹ (US\$/kW)	Triangular	3.670	4.514	5.526
Investimento ² (US\$/kW)	Triangular	2.829	3.480	4.260
Investimento ³ (US\$/kW)	Triangular	2.311	2.843	3.480
O&M fixo (US\$/kW.ano)	Uniforme	56,3		113,3
O&M variável (US\$/MWh)	Uniforme	1,4		6,7
Eficiência da planta ¹	Uniforme	23,4%		24,7%
Eficiência da planta ²	Uniforme	28,0%		29,5%
Eficiência da planta ³	Uniforme	31,6%		33,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Rubin *et al.*, 2007, 2009, Sekar *et al.*, 2007.

Notas: (1) Operando com carvão de Candiota.

(2) Operando com carvão de Cambuí.

(3) Operando com carvão da África do Sul.

Feretic *et al.* (2005) realizam uma comparação entre a geração elétrica a partir do carvão, gás natural e energia nuclear na Croácia utilizando essa metodologia. Baseando-se nesse estudo, foram utilizadas no presente estudo as mesmas distribuições feitas por Feretic *et al.* (2005) para o caso específico do carvão mineral, as quais estão sumarizadas na Tabela 3.8, onde são apresentados também os parâmetros dessas distribuições.

Os parâmetros aqui possuem as mesmas faixas apresentadas nas Tabelas 3.2, 3.4 e 3.5 e seus valores estão baseados na bibliografia consultada (Blyth *et al.*, 2007, EPRI, 2002, 2006, IEA, 1997, EPE, 2007, Rubin *et al.*, 2007, 2009, Schaeffer, 2000, Sekar *et al.*, 2007, Tractebel, 2008).

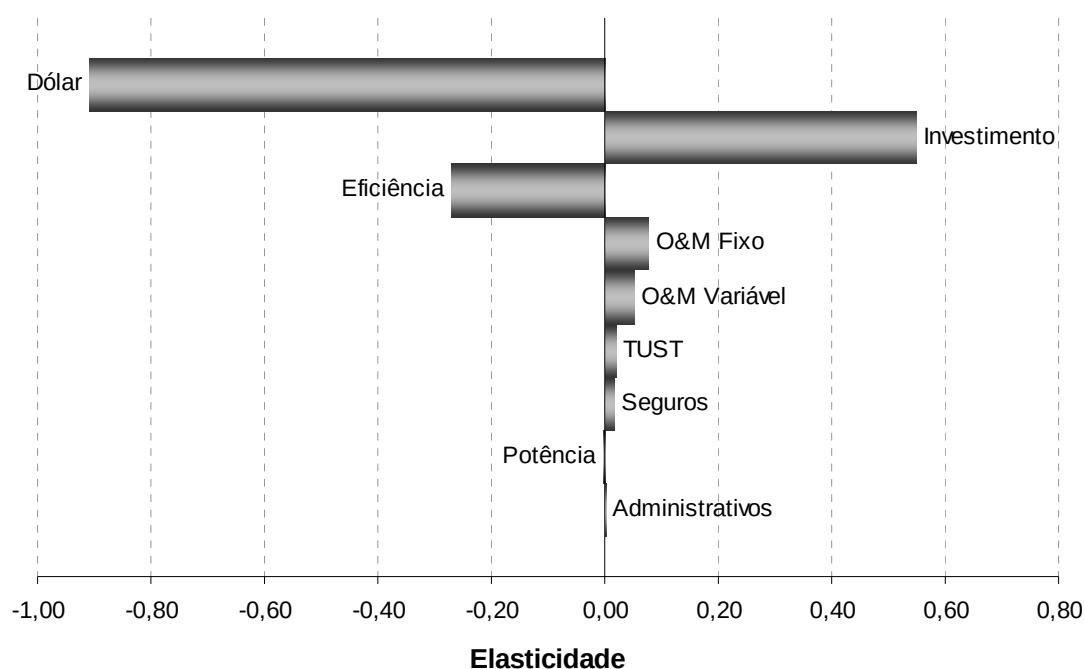
Para a simulação dessas distribuições, foi utilizado o equacionamento apresentado no Apêndice A que requer apenas um gerador de números aleatórios entre 0 e 1.

3.5 – Resultados

3.5.1 – Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade feita para cada tecnologia utilizando o modelo aqui proposto apontou os resultados apresentados no gráfico da Figura 3.2, para o caso da tecnologia SCPC (sem CCS). Como pode ser observado, a variável de maior impacto sobre os resultados é o investimento, seguido da cotação do dólar e da eficiência da planta. As outras variáveis possuem significância reduzida.

O gráfico da Figura 3.2 foi construído a partir das elasticidades obtidas pela razão entre a variação no preço final da energia sobre a variação no valor da respectiva variável. Esses resultados foram obtidos através de uma variação de +/- 10% dessas variáveis, mantendo-se as demais constantes.



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura 3.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.

Uma explicação para esses resultados é dada a seguir:

- Investimento – esse resultado mostra que o investimento possui grande influência sobre os resultados para esse tipo de térmica, ou seja, são projetos de capital intensivo.
- Dólar – essa variável possui grande influência nos resultados devido ao fato de que, nas simulações feitas nesse estudo, todo o investimento foi considerado como importado e, como já visto aqui, o investimento é a variável de maior influência sobre os resultados. A elasticidade apresenta-se negativa devido ao fato de que, como os custos de energia são apresentados em dólar nesse estudo, um aumento na taxa cambial implica em redução dos custos em reais sem alterar a receita (considerada em dólar).
- Eficiência – os custos com combustível representam uma parcela significativa dos resultados, representando, depois do investimento, o principal fator na formação do custo de geração. Porém, sua influência não é tão significativa quanto os investimentos.

Nota-se no gráfico apresentado na Figura 3.2 que a elasticidade do investimento é aproximadamente o dobro do combustível (eficiência), indicando certa similaridade com térmicas nucleares e hidrelétricas em que, apesar dos baixos custos com combustível, requer grandes investimentos. Resultados similares foram obtidos para as demais opções tecnológicas aqui avaliadas, os quais se encontram no Apêndice B.

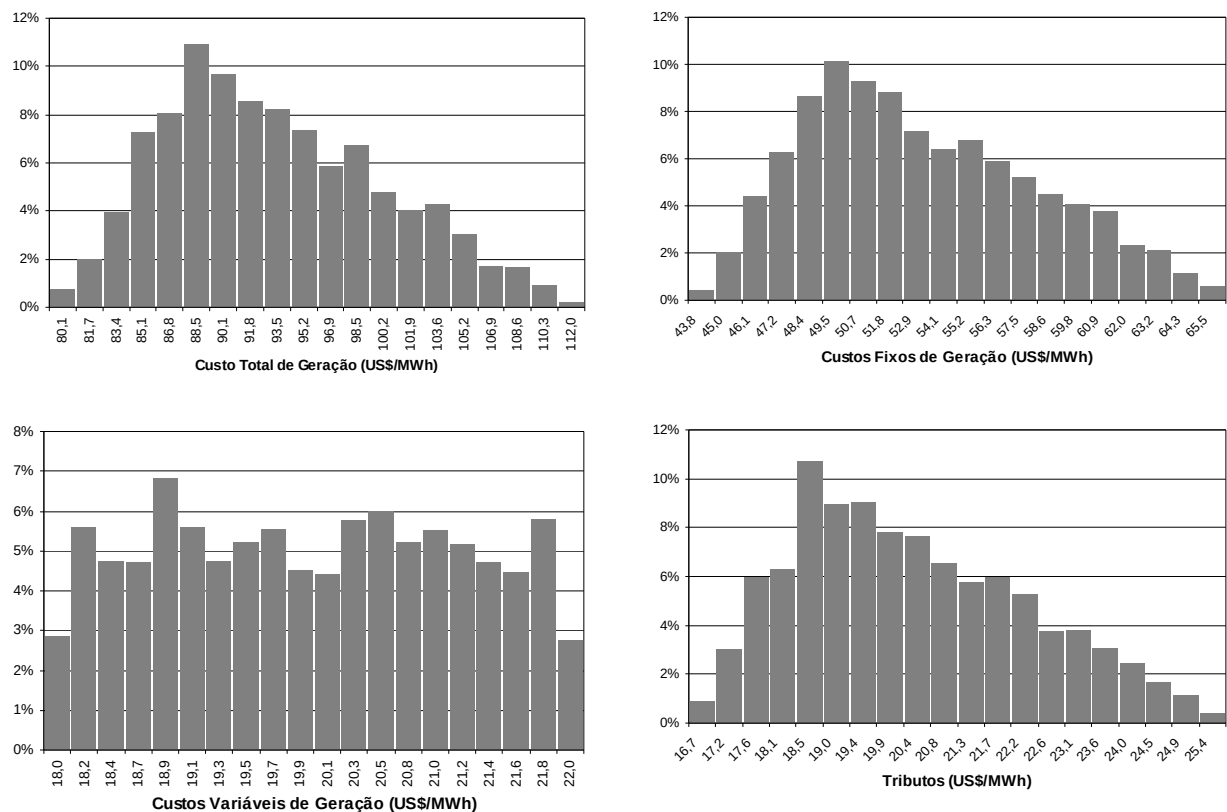
3.5.2 – Análise de Risco e Custos de Geração

A seguir são apresentados os resultados obtidos com as simulações de Monte Carlo utilizando o modelo de avaliação econômica apresentado na seção 3.4.1.

Como o número de gráficos gerados é grande, serão apresentados apenas os gráficos gerados para a taxa de desconto de 8% a.a. e para a mina Candiota. Todos os resultados obtidos estão representados graficamente no Apêndice C. Para as demais simulações, serão apresentados apenas os valores médios e seus respectivos desvios padrões.

Tecnologia SCPC

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.3.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.3 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.9, 3.10, 3.11 e 3.12 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.9 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	92,52 (6,88)	105,49 (8,17)	120,46 (9,83)
	Cambuí	126,80 (6,47)	139,50 (7,91)	152,90 (9,31)
	África do Sul	92,47 (6,18)	104,24 (7,33)	116,99 (8,79)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.10 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	52,59 (4,86)	60,72 (5,63)	70,09 (6,66)
	Cambuí	49,30 (4,50)	57,35 (5,49)	65,68 (6,34)
	África do Sul	46,89 (4,29)	54,33 (5,07)	62,31 (5,97)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.11 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	19,90 (1,16)	19,92 (1,16)	19,94 (1,16)
	CambuÍ	54,65 (1,17)	54,65 (1,18)	54,67 (1,19)
	África do Sul	27,02 (1,18)	27,01 (1,18)	26,99 (1,16)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.12 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC (US\$/MWh).

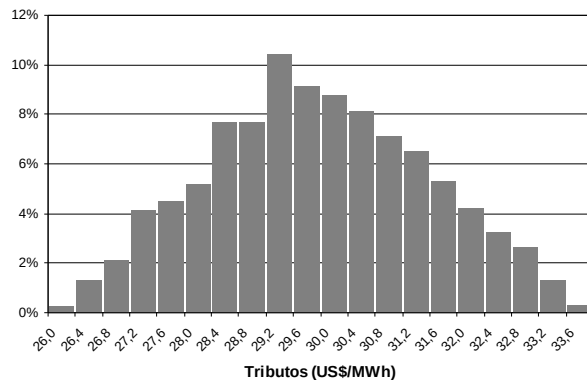
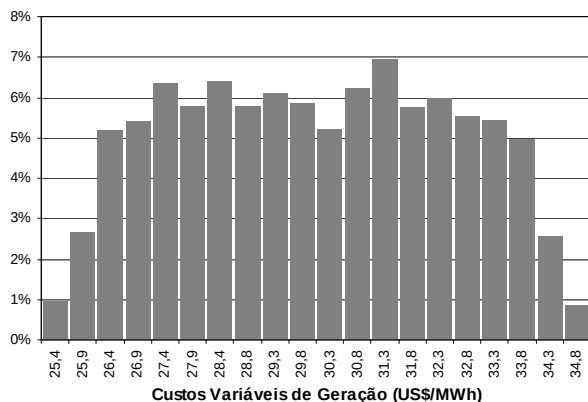
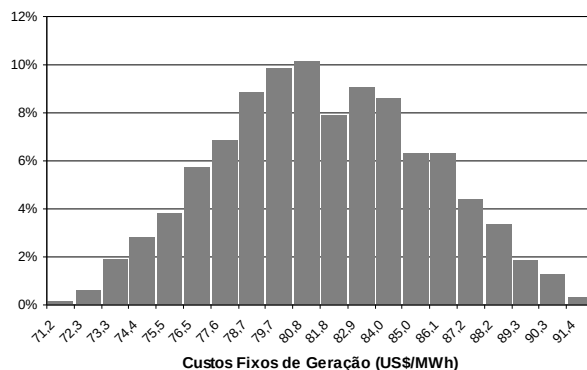
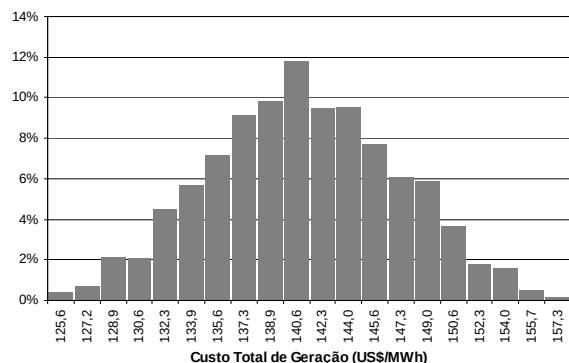
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	20,03 (1,97)	24,85 (2,45)	30,44 (3,07)
	CambuÍ	22,84 (1,83)	27,51 (2,39)	32,55 (2,91)
	África do Sul	18,55 (1,74)	22,90 (2,20)	27,69 (2,74)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia SCPC + CCS

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.4.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.4 – Custos de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.13, 3.14, 3.15 e 3.16 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.13 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia SCPC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	140,24 (6,05)	159,82 (7,15)	181,91 (8,37)
	Cambuí	186,44 (6,10)	205,06 (7,07)	225,15 (8,20)
	África do Sul	139,25 (5,74)	156,70 (6,46)	175,59 (7,63)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.14 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	80,90 (4,04)	93,19 (4,71)	106,98 (5,47)
	Cambuí	76,12 (3,78)	87,93 (4,57)	100,41 (5,30)
	África do Sul	72,49 (3,64)	83,51 (4,24)	95,37 (4,96)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.15 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	29,81 (2,44)	29,86 (2,46)	29,89 (2,47)
	Cambuí	77,10 (2,84)	77,05 (2,89)	77,11 (2,92)
	África do Sul	39,51 (2,52)	39,50 (2,55)	39,43 (2,51)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.16 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia SCPC+CCS (US\$/MWh).

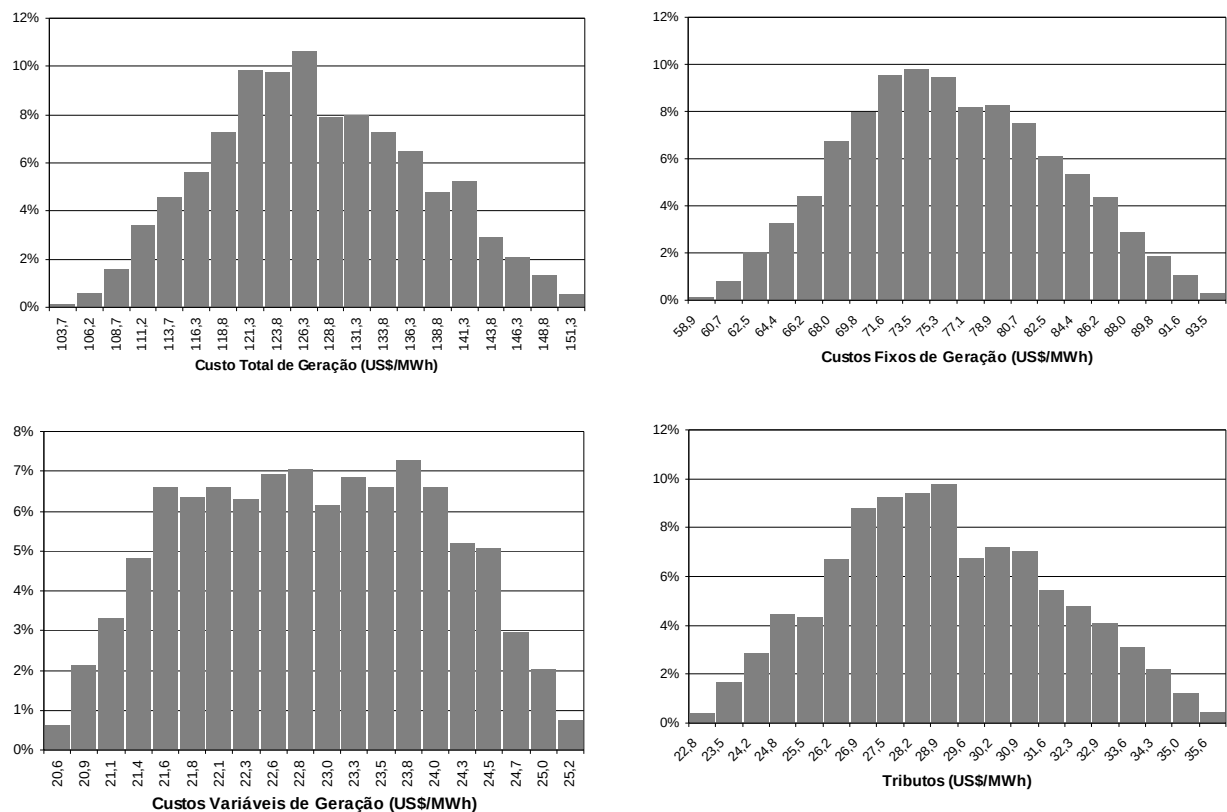
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	29,53 (1,60)	36,78 (2,00)	45,03 (2,49)
	Cambuí	33,22 (1,50)	40,08 (1,96)	47,62 (2,39)
	África do Sul	27,25 (1,43)	33,68 (1,78)	40,80 (2,24)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia IGCC

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.5.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.5 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.17, 3.18, 3.19 e 3.20 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.17 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	126,25 (9,70)	145,07 (11,56)	166,79 (13,76)
	Cambuí	146,33 (7,74)	161,62 (9,42)	177,79 (10,96)
	África do Sul	97,57 (6,30)	109,42 (7,48)	123,12 (8,80)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.18 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	74,88 (6,97)	86,68 (8,11)	100,28 (9,44)
	Cambuí	60,18 (5,49)	69,90 (6,62)	79,95 (7,56)
	África do Sul	51,33 (4,59)	58,75 (5,29)	67,32 (6,08)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.19 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	22,80 (1,11)	22,82 (1,12)	22,83 (1,12)
	CambuÍ	59,23 (1,43)	59,19 (1,46)	59,20 (1,46)
	África do Sul	26,79 (1,13)	26,81 (1,14)	26,83 (1,14)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.20 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC (US\$/MWh).

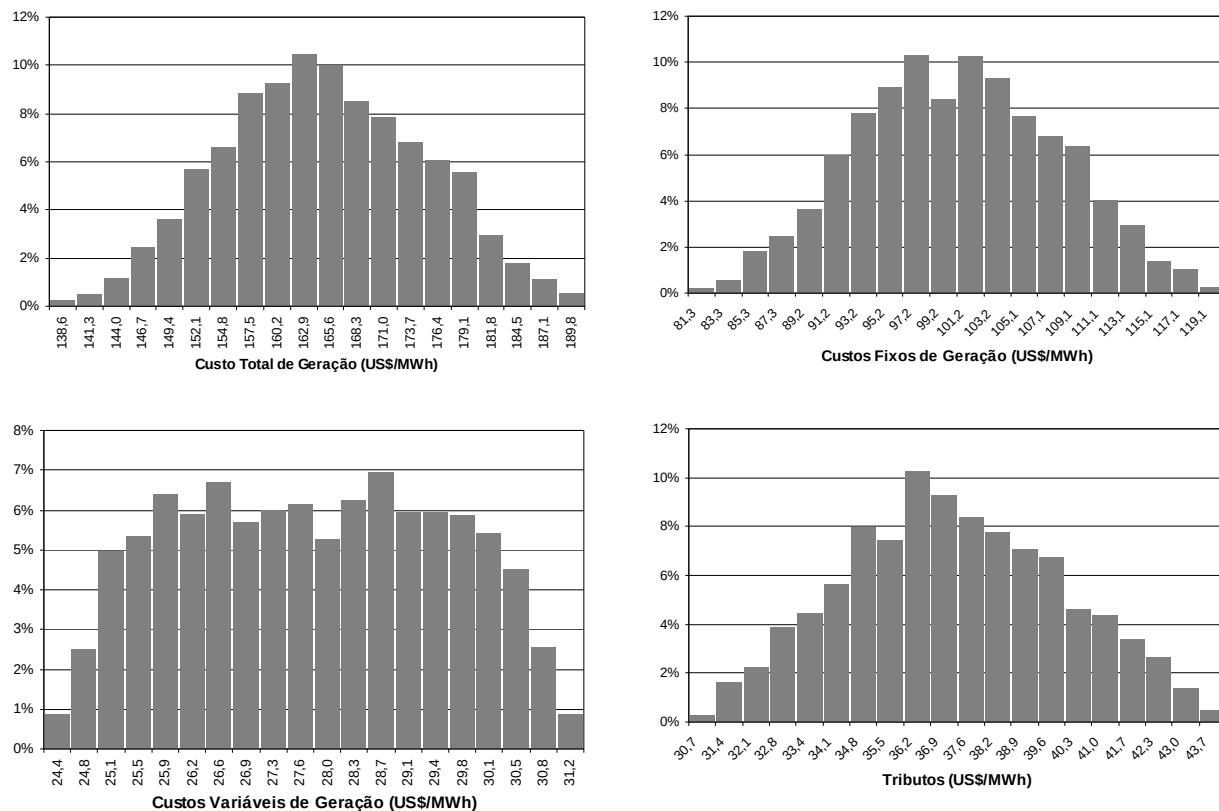
		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	28,57 (2,76)	35,57 (3,44)	43,68 (4,30)
	CambuÍ	26,92 (2,14)	32,53 (2,79)	38,64 (3,38)
	África do Sul	19,45 (1,74)	23,86 (2,17)	28,97 (2,70)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tecnologia IGCC + CCS

As distribuições geradas para a taxa de desconto de 8% e utilizando o carvão de Candiota são apresentados nos gráficos da Figura 3.6.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 3.6 – Custos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS com o carvão da mina de Candiota.

As Tabelas 3.21, 3.22, 3.23 e 3.24 resumem todos os resultados obtidos para essa tecnologia.

Tabela 3.21 – Custos totais de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	163,60 (10,07)	188,20 (11,98)	216,29 (14,09)
	Cambuí	184,25 (8,24)	204,02 (9,82)	225,04 (11,49)
	África do Sul	125,79 (7,12)	141,81 (8,11)	159,15 (9,52)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.22 – Custos fixos de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	99,21 (7,34)	114,64 (8,49)	132,21 (9,74)
	Cambuí	80,18 (5,93)	92,74 (7,01)	105,79 (8,04)
	África do Sul	68,57 (5,22)	78,70 (5,89)	89,56 (6,70)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.23 – Custos variáveis de geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	27,62 (1,73)	27,65 (1,75)	27,68 (1,75)
	Cambuí	70,01 (1,96)	69,97 (1,99)	70,01 (2,01)
	África do Sul	32,38 (1,77)	32,37 (1,78)	32,32 (1,76)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Tabela 3.24 – Tributos sobre a geração utilizando a tecnologia IGCC + CCS (US\$/MWh).

		TMA		
		8%	10%	12%
Mina	Candiota	36,77 (2,78)	45,91 (3,48)	56,40 (4,33)
	Cambuí	34,06 (2,15)	41,32 (2,81)	49,24 (3,44)
	África do Sul	24,84 (1,79)	30,74 (2,24)	37,26 (2,81)

Fonte: elaboração própria.

Apresentação: valor médio (desvio padrão)

Análise dos Resultados

Podem-se obter algumas conclusões observando os resultados apresentados acima. Primeiramente, cabe observar que os custos de geração (Tabelas 3.9, 3.13, 3.17 e 3.21) são uma composição dos custos fixos de geração (Tabelas 3.10, 3.14, 3.18 e 3.22), dos custos variáveis de geração (Tabelas 3.11, 3.15, 3.19 e 3.23) e dos tributos (Tabelas 3.12, 3.16, 3.20 e 3.24). Os custos fixos e variáveis de geração possuem

comportamentos específicos em função do carvão utilizado e da taxa de mínima atratividade.

Como era de se esperar, a TMA influencia apenas os custos fixos de geração, pois são esses custos que irão remunerar o capital investido. Por outro lado, os custos variáveis não dependem dessa taxa, tendo sua variação em função do carvão utilizado que têm relação direta através da Equação 3.3:

$$C_{comb} = \frac{HR}{PC_{comb}} \cdot P_{comb} \quad (3.3)$$

onde: C_{comb} = Custos variáveis com combustível
HR = Heat Rate (consumo específico da planta)
 PC_{comb} = Poder calorífico do combustível
 P_{comb} = Preço do combustível

Como pode ser observado nessa equação, a variação dos preços de combustível e de seu conteúdo energético medido por seu poder calorífico altera os custos variáveis com combustível que, somado aos custos variáveis de operação e manutenção, constitui os custos variáveis de geração.

A Equação 3.3 ajuda também a explicar outro fato que pode ser observado nos resultados apresentados. Nota-se que os custos variáveis sofrem influência direta da tecnologia utilizada e se apresentam mais baixos na tecnologia SCPC, seguida pelas tecnologias IGCC, IGCC + CCS e, por último, SCPC + CCS. Cabe notar que essa ordem é justamente a ordem decrescente de eficiências médias e, conseqüentemente, a ordem crescente de consumo específico, ou *heat rate*.

Finalmente, outra observação notável nos resultados é que os custos fixos dependem da tecnologia utilizada, aumentando à medida que os custos médios específicos de investimento aumentam, como era de se esperar.

Assim, têm-se dois efeitos contrários que se somam: maiores investimentos em plantas com maiores eficiências *versus* menores investimentos em plantas com menores eficiências. Como foi observado na análise de sensibilidade, o elemento de maior influência sobre o custo total de energia é o investimento. Dessa forma, as usinas que utilizam a tecnologia de carvão pulverizado são aquelas que apresentam os menores custos de geração. E, como é apontado por Rubin *et al.* (2007) e Sekar *et al.* (2007), o emprego de sistemas de captura de carbono aumenta consideravelmente

os custos de geração. Em termos do custo total de geração, esse aumento foi em torno de 50% para SCPC e 30% para IGCC.

3.5.3 – Síntese dos Resultados

A Tabela 3.25 abaixo resume os resultados (valores médios) apresentados na seção anterior.

Tabela 3.25 – Síntese dos resultados das simulações.

Mina: Candiota												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	92,5	52,6	19,9	20,0	105,5	60,7	19,9	24,9	120,5	70,1	19,9	30,4
SCPC+CCS	140,2	80,9	29,8	29,5	159,8	93,2	29,9	36,8	181,9	107,0	29,9	45,0
IGCC	126,3	74,9	22,8	28,6	145,1	86,7	22,8	35,6	166,8	100,3	22,8	43,7
IGCC+CCS	163,6	99,2	27,6	36,8	188,2	114,6	27,7	45,9	216,3	132,2	27,7	56,4
Mina: Cambuí												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	126,8	49,3	54,7	22,8	139,5	57,4	54,7	27,5	152,9	65,7	54,7	32,6
SCPC+CCS	186,4	76,1	77,1	33,2	205,1	87,9	77,1	40,1	225,2	100,4	77,1	47,6
IGCC	146,3	60,2	59,2	26,9	161,6	69,9	59,2	32,5	177,8	80,0	59,2	38,6
IGCC+CCS	184,3	80,2	70,0	34,1	204,0	92,7	70,0	41,3	225,0	105,8	70,0	49,2
Mina: África do Sul												
Tecnologia	8%				10%				12%			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
SCPC	92,5	46,9	27,0	18,6	104,2	54,3	27,0	22,9	117,0	62,3	27,0	27,7
SCPC+CCS	139,3	72,5	39,5	27,3	156,7	83,5	39,5	33,7	175,6	95,4	39,4	40,8
IGCC	97,6	51,3	26,8	19,5	109,4	58,8	26,8	23,9	123,1	67,3	26,8	29,0
IGCC+CCS	125,8	68,6	32,4	24,8	141,8	78,7	32,4	30,7	159,2	89,6	32,3	37,3

Fonte: Elaboração própria.

Notas: A = Custo Total de Geração (US\$/MWh)
 B = Custo Fixo de Geração (US\$/MWh)
 C = Custo Variável de Geração (US\$/MWh)
 D = Tributos (US\$/MWh)

A título de comparação, a EPE (2007) calculou os custos de geração de outras fontes, as quais encontram-se resumidas na Tabela 3.26. Nota-se que os custos de geração com carvão calculados pela EPE são da mesma ordem de grandeza que as demais fontes térmicas apresentadas nessa tabela. Cumpre observar que os custos calculados nesse estudo são superiores aos apresentados nessa tabela. O principal motivo disso é o fato de se estar sendo considerado o emprego de tecnologias mais eficientes, implicando, assim, em valores de investimento superiores àqueles adotados pela EPE.

Tabela 3.26 – Custos de geração elétrica (R\$/MWh) para algumas fontes no Brasil, segundo EPE.

Fonte	TMA = 8%	TMA = 10%	TMA = 12%
Nuclear	142,53 – 192,30	163,88 – 230,07	188,07 – 272,88
Óleo Combustível	116,80 – 158,30	125,00 – 174,70	133,80 – 192,30
Óleo Diesel	120,30 – 165,10	129,20 – 182,80	138,70 – 201,80
Gás Natural Ciclo Simples ¹	139,21 – 157,00	141,24 – 163,10	143,42 – 169,62
Gás Natural Ciclo Simples ²	183,41 – 200,27	185,34 – 206,04	187,40 – 212,22
Gás Natural Ciclo Combinado ¹	131,69 – 149,48	135,88 – 157,87	140,41 – 166,92
Gás Natural Ciclo Combinado ²	151,78 – 168,87	155,81 – 176,93	160,16 – 185,63
Carvão Mineral ³	109,51 – 146,18	121,18 – 167,18	134,06 – 190,36
Carvão Mineral ⁴	179,87 – 219,27	192,41 – 241,84	206,24 – 266,74
Carvão Mineral ⁵	123,66 – 161,00	135,54 – 182,38	148,65 – 205,98
Hidrelétrica	68,70 – 114,20	81,80 – 138,80	96,00 – 165,40

Fonte: EPE, 2007.

Notas: (1) Fator de capacidade mínimo de 50%
(2) Fator de capacidade mínimo de 70%
(3) Utilizando carvão da mina de Candiota
(4) Utilizando carvão da mina de Cambuí
(5) Utilizando carvão da África do Sul

Esses resultados indicam que, no curto prazo, a geração termelétrica com carvão não se apresenta competitiva frente às demais fontes de geração quando se utilizam tecnologias mais avançadas que resultam em maiores eficiências e menores impactos ambientais. A introdução de sistemas de captação de carbono acentua ainda mais esse aspecto não devendo, portanto, ser avaliada somente sob o ponto de vista do custo de geração³⁴.

³⁴ Para uma discussão mais detalhada sobre a introdução de sistemas de captura de carbono na geração termelétrica, vide Rubin *et al.* (2007) e Sekar *et al.* (2007).

Capítulo IV

Considerações Finais e Conclusões

Como foi visto, o carvão é o combustível fóssil que possui as maiores reservas mundiais ocorrendo em cerca de 70 países de todos os continentes. Fato esse que lhe atribui uma condição de fonte relativamente segura, por diluir a dependência em relação ao petróleo e ao gás natural. Entre os recursos energéticos não renováveis, o carvão ocupa a primeira colocação em abundância e perspectiva de vida útil, sendo a longo prazo a mais importante reserva energética mundial. É também a principal fonte de geração de energia elétrica no mundo representando cerca de 40% da matriz elétrica mundial. O carvão mineral serviu como principal fonte de energia para a humanidade entre o final do século 19 e a primeira metade do século 20 quando impulsionou a Revolução Industrial. Assim, o carvão mineral desempenhou e deverá continuar a desempenhar um papel importante como fonte primária de energia no mundo.

No Brasil, no entanto, esse energético possui papel inexpressivo na geração elétrica, representando pouco mais de 1,5% da energia gerada. A forte dependência da matriz elétrica brasileira dos recursos hídricos impõe ao sistema a necessidade de um planejamento adequado para a redução dos riscos de suprimento, como ocorreu no ano de 2001 quando o sistema elétrico brasileiro passou por uma crise de abastecimento.

No que tange às questões ambientais, o carvão tem sofrido pressões ambientalistas intensas face às questões voltadas para o aquecimento global. Diante desse quadro, o tema energia demonstra sua importância e mais particularmente a participação do carvão na matriz energética brasileira. É nítida a necessidade de se buscar o desenvolvimento econômico e social sem, contudo, se esquecer do compromisso com as futuras gerações, atendendo, assim, aos preceitos do conceito de desenvolvimento sustentável.

Nesse cenário, foi possível observar um forte progresso da tecnologia de prevenção e recuperação de danos ambientais na mineração e queima do carvão, ocorrido nos últimos anos, objetivando-se viabilizar um uso mais intenso do carvão com o menor impacto ambiental possível. Nesse sentido, destacam-se a importante evolução na

eficiência da geração termelétrica a carvão e, especialmente, as tecnologias de “queima limpa” desse energético (Clean Coal Technologies) (DOE, 2009; IEA, 2008).

Além disso, a dificuldade tecnológica das fontes renováveis em aumentar sua participação na matriz energética mundial, faz com que não haja nenhuma perspectiva, mesmo a longo prazo, de dispensar os combustíveis fósseis como base energética da sociedade industrial moderna (DNPM, 2001).

A manutenção dos padrões atuais de produção e consumo de energia é insustentável, o que exige um esforço no sentido de se adotar técnicas mais apropriadas. Somado a isso, países importadores de energia estão cada vez mais preocupados com a segurança energética. O estudo elaborado pela IEA (IEA, 2008) indica que, para que esses critérios de segurança energética e meio ambiente sejam atendidos de forma satisfatória, é necessário realizar uma “*revolução tecnológica*” além de grandes investimentos em novas tecnologias e em pesquisa e desenvolvimento.

O Brasil não possui metas para redução de emissões de gases de efeito estufa, porém isto é uma possibilidade para o período pós-2012. Sendo assim, torna-se importante o estudo de alternativas para reduzir as emissões (Costa, 2009).

O foco do presente estudo foi a análise das perspectivas da geração termelétrica com carvão no Brasil diante desse cenário. Se, por um lado, há a necessidade de se diversificar a matriz elétrica nacional buscando minimizar os riscos de suprimento, além de reduzir a exposição do país aos riscos de suprimento e preços internacionais, há também a preocupação com as questões ambientais que vêm adquirindo importância cada vez maior no cenário mundial.

Foram apresentados no Capítulo I alguns estudos (EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008; EPE, 2008) que tratam das perspectivas futuras energéticas no mundo. Verificou-se que esses estudos apontam para um crescimento da demanda mundial de energia primária onde o carvão apresenta um papel significativo, mesmo para cenários de forte preocupação com as questões ambientais. Nesse sentido, foi apontada a importância das tecnologias de maior eficiência e menor emissão (EIA, 2008; IAEA, 2006; IEA, 2003, 2006, 2008).

No Brasil, porém, observa-se uma redução da participação do carvão na matriz elétrica nos estudos que abrangem o caso brasileiro. Isso se deve principalmente à grande disponibilidade de energia hidráulica no país, o que faz com que a geração

térmica tenha um papel complementar, garantindo o suprimento em períodos de estiagem. Nesse aspecto, o carvão não é a fonte mais adequada face à sua dificuldade técnica de retomada de carga ou mesmo de acompanhamento da curva de demanda (operação “em pico”).

No segundo capítulo, as tecnologias de geração de energia com carvão disponíveis no horizonte de estudo foram apresentadas, abordando, inclusive, os seus respectivos impactos ambientais. Foi feito também uma breve apresentação das técnicas atuais de mineração de forma a abordar os impactos do carvão desde sua mineração até a disposição final dos resíduos da geração termelétrica. Verificou-se que as tecnologias disponíveis são capazes de reduzir significativamente as emissões gasosas e os impactos causados por esse tipo de geração. Porém, algumas dessas tecnologias (como é o caso dos sistemas de CCS e IGCC) ainda carecem de maior desenvolvimento.

Finalmente, o terceiro capítulo analisou algumas opções tecnológicas quanto à sua viabilidade econômica através do cálculo do custo de geração de cada alternativa. Verificou-se que, no curto prazo, a geração termelétrica com carvão não se apresenta competitiva frente às demais fontes de geração quando se utilizam tecnologias mais avançadas que resultam em maiores eficiências e menores impactos ambientais. A introdução de sistemas de captação de carbono acentua ainda mais esse aspecto não devendo, portanto, ser avaliada somente sob o ponto de vista do custo de geração.

Por outro lado, a possibilidade de se introduzir posteriormente o sistema CCS minimiza os riscos de uma legislação mais restritiva no futuro. Nesse aspecto, a tecnologia IGCC apresenta melhores vantagens, pois, conforme apontado por Rubin (2007), a introdução do sistema CCS a uma planta que utiliza essa tecnologia implica em um aumento de 30% no seu custo de investimento enquanto que, para uma planta utilizando a tecnologia SCPC, esse aumento é da ordem de 60%.

Diante isso, é de se esperar que, no horizonte desse estudo, o carvão não venha adquirir uma representação maior na matriz elétrica. Apesar disso, o carvão não perde sua importância no cenário nacional desde que haja uma maior preocupação com a questão da segurança energética, já que, mesmo para o carvão importado, esse energético é o que apresenta as maiores reservas frente aos demais energéticos e possui vantagens quanto à distribuição mundial dessas reservas. Assim, um possível cenário em que o carvão adquira uma maior importância é aquele em que se observa

um esgotamento do potencial hídrico onde, nesse caso, a geração térmica com carvão assumiria o papel de geração em base.

Sob o aspecto técnico, as características do carvão nacional devem trazer inicialmente alguma dificuldade na implantação do IGCC, o que exigiria maior esforço no desenvolvimento de tecnologias específicas para carvões de baixa qualidade como o brasileiro ou o indiano.

Uma questão importante é que todos os custos aqui apresentados são aproximados. Assim, para calcular o custo real de cada projeto relacionado à térmica com carvão devem ser feitas análises específicas levando em consideração todos os aspectos particulares de cada projeto. Aspectos como: negociações diretas com fornecedores, obtenção de incentivos fiscais, especificidades de cada projeto como distâncias da planta até a fonte de captação d'água, distância da subestação da usina até o ponto de conexão e o respectivo traçado da linha de transmissão que fará a conexão, logística de transporte do combustível até os silos de alimentação da caldeira, etc.

Essa dissertação não avaliou as consequências de se introduzir no país a geração térmica com cada uma das opções tecnológicas aqui discutidas. Portanto, uma ideia para um futuro estudo seria a realização de uma simulação dessas opções tecnológicas no país, inclusive avaliando-se a utilização do carvão nacional e importado.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, M. R., SAVI, E. M. de S., 2006, **Project Finance: Uma Sistematização dos Métodos Financeiros para Avaliar as Estruturas de Financiamento**, XXVI ENEGEP – 9 a 11 de outubro, Fortaleza.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2008, **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília. Disponível em:
<www3.aneel.gov.br/atlas/atlas_2edicao/download.htm>.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>. Acesso em: 12 fev. 2009.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, **Informações Técnicas: Eficiência Energética**. Disponível em: <www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=27&idPerfil=2>. Acesso em: 14 mai. 2009.
- BABBITT, Callie W.; LINDNER, Angela S., 2005, “A life cycle inventory of coal used for electricity production in Florida”, **Journal of Cleaner Production** v. 13, n. 9 (Jul), pp. 903-912.
- BCB - Banco Central do Brasil, 2008, **Focus – Relatório de Mercado**, Disponível em: <www4.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>. Acesso em: 26 mai. 2009.
- BCB - Banco Central do Brasil, 2009, **Focus – Relatório de Mercado**, Disponível em: <www4.bcb.gov.br/?FOCUSRELMERC>. Acesso em: 26 mai. 2009.
- BERGERSON, J.A., LAVE, L.B., 2007, “Baseload Coal Investment Decisions under Uncertain Carbon Legislation”, **Environmental Science & Technology** v. 41, n. 10, pp. 3431-3436.
- BERNSTEIN, Peter L., 1997, **Desafio aos Deuses: A Fascinante História do Risco**. 2 ed. Editora Campus.
- BLACK, F., SCHOLES, M., 1973, “The Pricing of Options and Corporate Liabilities”, **Journal of Political Economy** I v. 81, pp. 637–659.

- BLYTH, William, BRADLEY, Richard, BUNN, Derek, *et al.*, 2007, "Investment Risks Under Uncertain Climate Change Policy", **Energy Policy** v. 35, n. 11 (Nov), pp. 5766-5773.
- BP – British Petroleum, 2008, **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- BRESOLIN, Cirilo S., DA COSTA, Joao C. Diniz, RUDOLPH, Victor, *et al.*, 2007, "Fourier Transform Method for Sensitivity Analysis in Coal Fired Power Plant", **Energy Conversion and Management** v. 48, n. 10 (Out), pp. 2699-2707.
- CARVALHO, C. H. B., 2005, **Oportunidades de Negócios no Setor Elétrico com o Uso do Carvão Mineral Nacional** In: Apresentação. Ministério de Minas e Energia.
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, **Leilões de Energia Nova**, Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- CETESB – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. **Qualidade do Ar**. Disponível em: <http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/ar_saude.asp>. Acesso em: 20 fev. 2009.
- COLLOT, Anne-Gaëlle., 2006, "Matching Gasification Technologies to Coal Properties", **International Journal of Coal Geology** v. 65, pp. 191-212.
- CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente, Resolução CONAMA nº 01 de 23 de janeiro de 1986, Artigo 1º.
- COSTA, Isabella V.L., 2009, **Análise do Potencial Técnico do Sequestro Geológico de CO₂ no Setor Petróleo no Brasil**. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- DAMODARAN, Aswath, 2002, **Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset**. 2 ed. Editora John Wiley & Sons.
- DE LUCA, Francisco J., 2001, **Modelo Cluster Eco-Industrial de Desenvolvimento Regional: O Pólo da Mineração do Carvão no Sul de Santa Catarina**, Dissertação de D.Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, 2001, **Balanço Mineral Brasileiro**, Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 16 mai. 2009.

DNPM – Departamento Nacional de Produção Mineral, 2006, “Parte III – Estatística por Substâncias” In: **Anuário Mineral Brasileiro**, Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br>>. Acesso em: 16 mai. 2009.

DOE – U.S. Department of Energy, **Clean Coal Technology & The Clean Coal Power Initiative**, Disponível em: <www.fossil.energy.gov/programs/powersystems/cleancoal/>. Acesso em: 18 mai. 2009

DURAND, D., 1952, “Cost of Debt and Equity Funds for Business: Trends and Problems of Measurement”. **Conference on Research on Business Finance**, New York, USA.

EIA - Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2008, **International Energy Outlook 2008**. Disponível em: <www.eia.doe.gov/oiaf/ieo>. Acesso em: 18 mai. 2009.

ELETROBRAS, **PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica**, Disponível em: <www.procel.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2009.

ELETROBRAS, **PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**, Disponível em: <www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_Proinfa/default.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica: Metodologia de Cálculo** Nota Técnica EPE-DEE-RE-023/2005-R1. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, “Projeções” In: **Plano Nacional de Energia 2030**, Capítulo 2, Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007, “Geração Termelétrica - Carvão Mineral” In: **Plano Nacional de Energia 2030**, Capítulo 6, Brasília.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br>

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **Projeções da Demanda de Energia Elétrica para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2008-2017**. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, 2008, **2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da Demanda de Energia Elétrica do Sistema Interligado Nacional**, Disponível em: <www.epe.gov.br>.

EPRI – Electric Power Research Institute, 2002, **Atmospheric Fluidized-Bed Combustion Guidebook – 2002 Update**. California, EUA.

EPRI – Electric Power Research Institute, 2006, **Updated Cost and Performance Estimates for Clean Coal Technologies including CO2 Capture – 2004**. California, EUA.

Ernst & Young Brasil, 2008, **Brasil Sustentável – Desafios do Mercado de Energia**.

FERETIC, Danilo; TOMSIC, Zeljko, 2005, “Probabilistic Analysis of Electrical Energy Costs Comparing: Production Costs for Gas, Coal and Nuclear Power Plants”, **Energy Policy** v. 33, n. 1 (Jan), pp. 5-13.

FMI – Fundo Monetário Internacional, 2009, **World Economic Outlook 2009: Crisis and Recovery**. Disponível em: <www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/index.htm>. Acesso em: 20 mai. 2009.

FWC – Foster Wheeler Corporation, **The Global Power Group**, Disponível em: <www.fwc.com>. Acesso em: 18 mai. 2009.

IAEA – International Atomic Energy Agency, 2006, **Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development**. 1 ed. Austria, IAEA.

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, **Instrução Normativa nº 7**, 13 de abril de 2009.

IEA – International Energy Agency, 1997, **Energy Technologies for the 21st Century**, Disponível em: <www.iea.org/techno/index.htm>.

IEA – International Energy Agency, 2003, **Energy to 2050 – Scenarios for a Sustainable Future**.

IEA – International Energy Agency, 2006, **World Energy Outlook 2006**. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org>

IEA – International Energy Agency, 2008, **Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050**.

IEA – International Energy Agency, 2008, **World Energy Outlook 2008**. Disponível em: <www.worldenergyoutlook.org>

IEA – International Energy Agency - Clean Coal Centre. Disponível em: <www.iea-coal.co.uk>. Acesso em: 18 fev. 2009.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, **Eficiência Energética**. Disponível em: <www.inmetro.gov.br/qualidade/eficiencia.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial, **Programa Brasileiro de Etiquetagem**. Disponível em: <www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe.asp>. Acesso em: 14 mai. 2009

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. Disponível em: <www.ipcc.ch>. Acesso em: 18 fev. 2009.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007, **Sumário para os Formuladores de Políticas: Contribuição do Grupo de Trabalho II ao Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima**, Disponível em: <www.mct.gov.br/clima> (versão traduzida para o português).

LORA, E. E. S; DO NASCIMENTO, M. A. R., 2004, **Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto, Operação**. 1 e 2 Vols. Editora Interciência.

MERTON, R., 1973, “The Theory of Rational Option Pricing”, **Journal of Economic Management Science** v. 4, pp. 141–183.

MINCHENER, Andrew J., 2005, **Coal Gasification for Advanced Power Generation**.

MIT – Massachusetts Institute of Technology, 2007, **The Future of Coal: Options for a Carbon-Constrained World**. 1 ed.

- MME – Ministério de Minas e Energia, **CONPET – Programa Nacional da Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural**. Disponível em: <www.conpet.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2009
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H., 1958, “The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment”, **American Economic Review**, v. 48, pp. 261-297.
- MODIGLIANI, F.; MILLER, M. H., 1963, “Corporate Income Taxes and Cost of Capital: A Correction”, **American Economic Review**, v. 53, pp. 433-443.
- MONTEIRO, Kathia Vasconcelos (Coord.), 2004, **Carvão: O Combustível de Ontem**. 1 ed. Porto Alegre, Núcleo Amigos da Terra Brasil.
- MOREIRA, H. Cabral, 1999, **Project Finance**, In: Palestra ministrada para os alunos do Curso de Avaliação de Empresas e Projetos da EPGE/FGV-RIO, BNDES.
- MURTHA, James A., 2008, **Decisions Involving Uncertainty: An @RISK Tutorial for the Petroleum Industry**. 1 ed. EUA, Palisade Corporation.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Histórico da Operação**. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 20 fev. 2009.
- PAC - Programa de Aceleração do Crescimento – Disponível em: <www.brasil.gov.br/pac>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A., **Gás Chega de Navio ao Brasil**, Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 18 mai. 2009.
- RUBIN, Eduard S., YEH, Sonia, ANTES, Matt, *et al.*, 2007, “Use of Experience Curves to Estimate the Future Cost of Power Plants with CO₂ Capture” In: **International Journal of Greenhouse Gas Control I**, pp. 188-197. Disponível em: <www.sciencedirect.com>
- RUBIN, Eduard S., CHEN, Chao, RAO, Anand, B., 2007, “Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage”, **Energy Policy** v. 35, n. 4 (Abr), pp. 4444-4454.
- RUBIN, Eduard S., CHEN, Chao, 2009, “CO₂ Control Technology Effects on IGCC Plant Performance and Cost”, **Energy Policy** v. 37, pp. 915-924.

SCHAEFFER, Roberto, SZKLO, Alexandre Salem, LOGAN, Jeffrey, *et al.*, 2000, **Developing Countries & Global Climate Change - Electric Power Options in Brazil**.

SEKAR, Ram C., PARSONS, John E., HERZOG, Howard J., *et al.*, 2007, "Future Carbon Regulations and Current Investments in Alternative Coal-Fired Power Plant Technologies", **Energy Policy** v. 35, n. 2 (Fev), pp. 1064-1074.

SINGH, D., CROISSET, E., DOUGLAS, P.L., *et al.*, 2003, "Techno-Economic Study of CO₂ Capture from an Existing Coal-Fired Power Plant: MEA Scrubbing Vs. O₂/CO₂ Recycle Combustion", **Energy Conversion and Management** v. 44, n.19 (Nov), pp. 3073-3091.

SPEIGHT, James G., 2005, **Handbook of Coal Analysis**. 1 ed. John Wiley and Sons.

TEIXEIRA, Elba Calesso; PIRES, Marçal José Rodrigues (Coord.), 2002, **Meio Ambiente e carvão: impactos da exploração e utilização**. Porto Alegre, FINEP/CAPES/PADCT/GTM/ PUCRS/UFSC/FEPAM (Cadernos de Planejamento e Gestão, 2).

Tractebel Energia, 2008, **Geração Termelétrica a Carvão – Desenvolvimento de Novos Projetos**.

TZIMAS, Evangelos, MERCIER, Arnaud, CORMOS, Calin-Cristian, *et al.* "Trade-off in Emissions of Acid Gas Pollutants and of Carbon Dioxide in Fossil Fuel Power Plants with Carbon Capture", **Energy Policy** v. 35, n. 8 (Ago), pp. 3991-3998.

USITESC – Usina Termelétrica Sul Catarinense S.A. Disponível em: <www.carboniferacriciuma.com.br/site/ped/usitesc> e <www.carboniferametropolitana.com.br/usitesc.htm>. Acesso em: 14 mai. 2009.

WCI – World Coal Institute, 2007, **Coal Meeting the Climate Challenge: Technology to Reduce Greenhouse Gas Emissions**.

WCI – World Coal Institute, **Coal Facts 2008**. Disponível em: <www.worldcoal.org>. Acesso em: 18 mai. 2009.

WCI – World Coal Institute, **The Coal Resource**. Disponível em: <www.worldcoal.org>. Acesso em: 18 mai. 2009.

Apêndice A

Modelo Matemático para Funções de Distribuições

A.1 – Introdução

A geração de números aleatórios que seguem uma função de probabilidade de distribuição (PDF – Probability Distribution Function) pode ser obtida através de um gerador de números aleatórios entre 0 e 1. Esse gerador, por sua vez, é implementado em diversas linguagens de programação, inclusive em programas de planilhas eletrônicas como o Microsoft Excel.

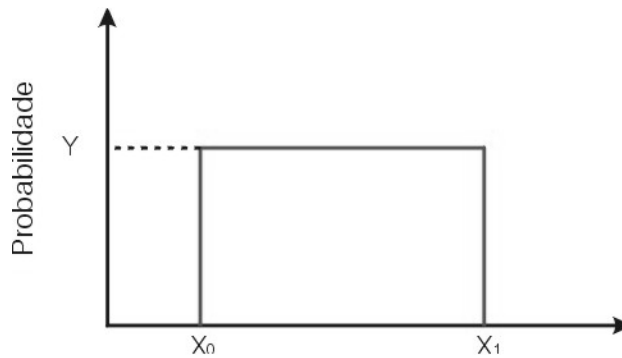
Para se obter uma função que, a partir de um gerador de número aleatório entre 0 e 1, obtenha uma distribuição definida, os seguintes passos devem ser seguidos:

- i. Determinar a função de probabilidades de distribuição (PDF) e seus parâmetros;
- ii. A partir da PDF, determinar a função de distribuição cumulativa (CDF – Cumulative Distribution Function). Essa função é simplesmente a integral da PDF e dá, para cada valor da variável estocástica, a probabilidade de se obter um valor menor que o informado. O valor de saída dessa função é um valor entre 0 e 1.
- iii. Determinar a função inversa da CDF. Essa função inversa terá como domínio a faixa entre 0 e 1. Essa função inversa é que irá gerar a distribuição PDF a partir de um gerador de números aleatórios.

O presente estudo utiliza apenas dois tipos de PDF: triangular e uniforme. Nas seções seguintes serão feitas as etapas enumeradas acima no intuito de se obter as funções geradoras de números aleatórios segundo essas funções de distribuição de probabilidades.

A.2 – Distribuição Uniforme

A função de distribuição uniforme é a mais simples. Seu formato é apresentado no gráfico da Figura A.1 onde estão indicados os seus principais parâmetros.



Fonte: Elaboração própria
Figura A.1 – Função de distribuição de probabilidades uniforme.

A probabilidade Y é dada por:

$$Y = \frac{1}{X_1 - X_0}$$

Calculando-se sua CDF:

$$y = CDF(x) = \int_{X_0}^x Y \cdot dx = Y(x - X_0) = \frac{x - X_0}{X_1 - X_0}$$

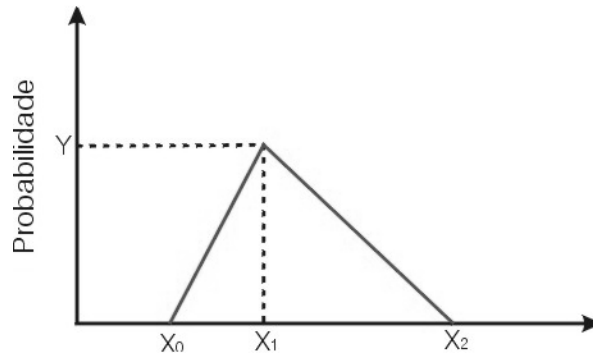
e a função inversa da CDF:

$$x = CDF^{-1}(y) = y(X_1 - X_0) + X_0$$

onde $y \in [0,1] \Rightarrow x \in [X_0, X_1]$

A.2 – Distribuição Triangular

A função de distribuição triangular acrescenta um certo grau de complexidade já que é uma função não contínua. Apesar disso, a determinação da função inversa de sua CDF não é uma tarefa difícil. Seu formato é apresentado no gráfico da Figura A.2 onde estão indicados os seus principais parâmetros.



Fonte: Elaboração própria

Figura A.2 – Função de distribuição de probabilidades triangular.

Sabe-se que a área sob o gráfico deve ser unitário, ou seja:

$$\frac{(X_1 - X_0)Y}{2} + \frac{(X_2 - X_1)Y}{2} = 1$$

$$Y(X_1 - X_0 + X_2 - X_1) = 2$$

$$Y = \frac{2}{X_2 - X_0}$$

A função triangular pode ser considerada como duas equações de reta com inclinações m_1 e m_2 e coeficientes angulares b_1 e b_2 :

$$m_1 = \frac{Y}{X_1 - X_0}$$

$$m_1 \cdot X_0 + b_1 = 0 \Rightarrow b_1 = -m_1 \cdot X_0$$

$$m_2 = \frac{Y}{X_1 - X_2}$$

$$m_2 \cdot X_2 + b_2 = 0 \Rightarrow b_2 = -m_2 \cdot X_2$$

Se $x \leq X_1$,

$$y = CDF(x) = \int_{X_0}^x (m_1 \cdot x + b_1) \cdot dx$$

$$y = m_1 \cdot \frac{x^2}{2} \Big|_{X_0}^x + b_1 \cdot x \Big|_{X_0}^x = \frac{m_1}{2} (x^2 - X_0^2) + b_1 (x - X_0)$$

$$y = \frac{m_1}{2} (x + X_0)(x - X_0) - m_1 X_0 (x - X_0)$$

$$y = \frac{m_1}{2} (x - X_0)^2$$

$$x = \sqrt{\frac{2y}{m_1}} + X_0, \text{ para } y \leq \frac{Y(X_1 - X_0)}{2}$$

Se $x > X_1$,

$$y = CDF(x) = 1 - \int_x^{X_2} (m_2 \cdot x + b_2) \cdot dx$$

$$y = 1 - m_2 \cdot \frac{x^2}{2} \Big|_x^{X_2} - b_2 \cdot x \Big|_x^{X_2} = 1 - \frac{m_2}{2} (X_2^2 - x^2) - b_2 (X_2 - x)$$

$$y = 1 - \frac{m_2}{2} (X_2 + x)(X_2 - x) + m_2 X_2 (X_2 - x)$$

$$y = 1 + \frac{m_2}{2} (x - X_2)^2$$

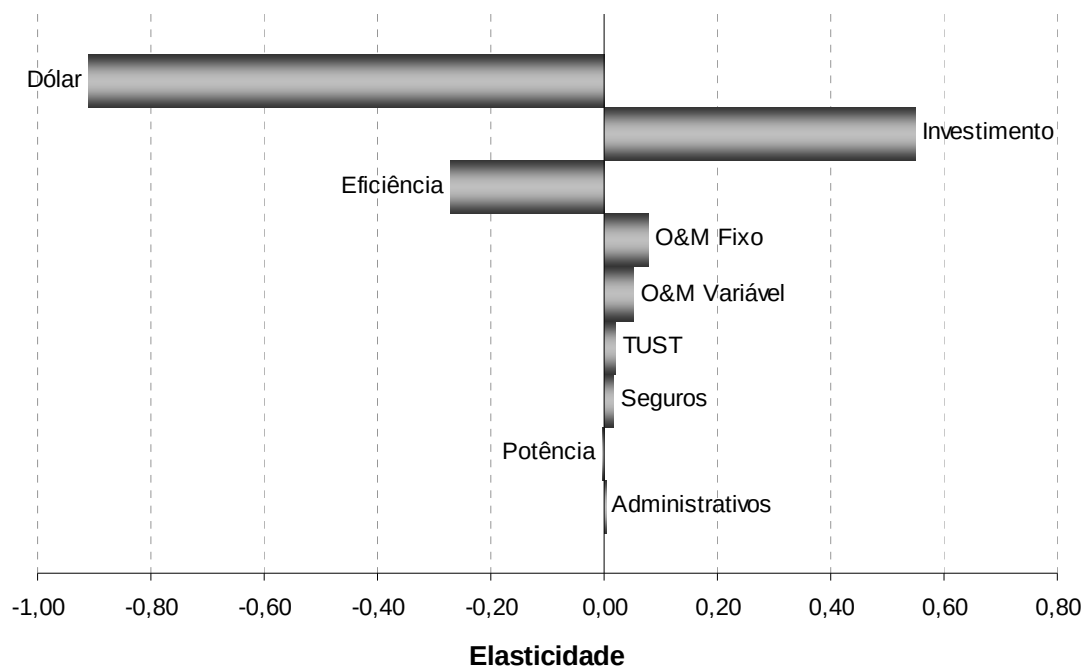
$$x = X_2 - \sqrt{\frac{2(y-1)}{m_2}}, \text{ para } y > \frac{Y(X_1 - X_0)}{2}$$

Apêndice B

Resultados das Análises de Sensibilidade

Nessa seção são apresentados os resultados obtidos com as análises de sensibilidade para todas as opções tecnológicas aqui avaliadas.

B.1 – SCPC

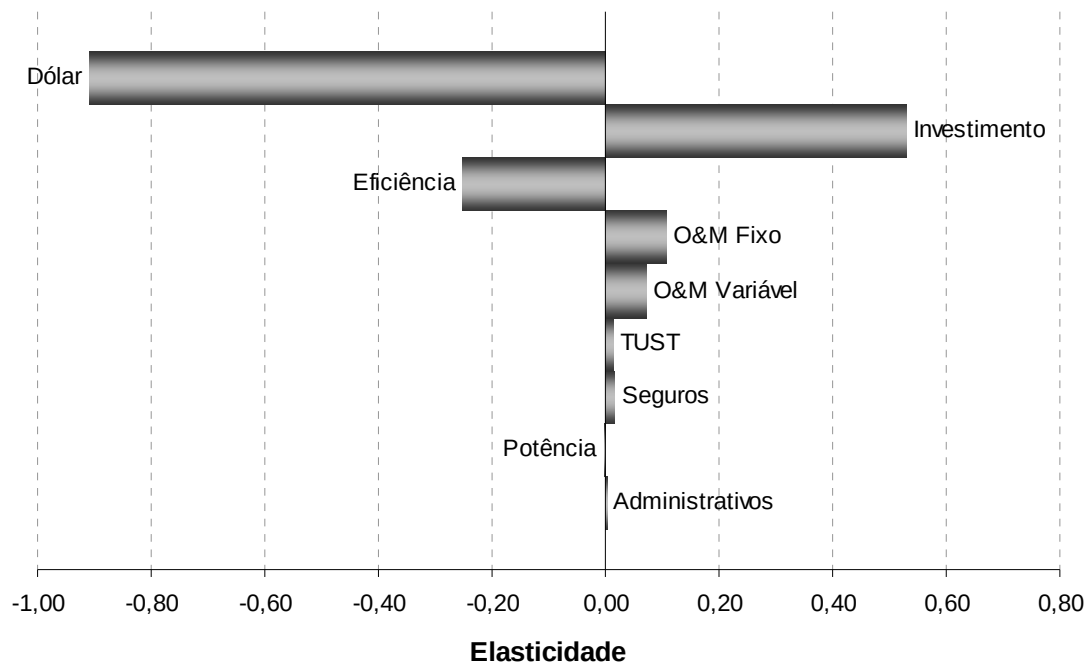


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.1 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC.

B.2 – SCPC + CCS

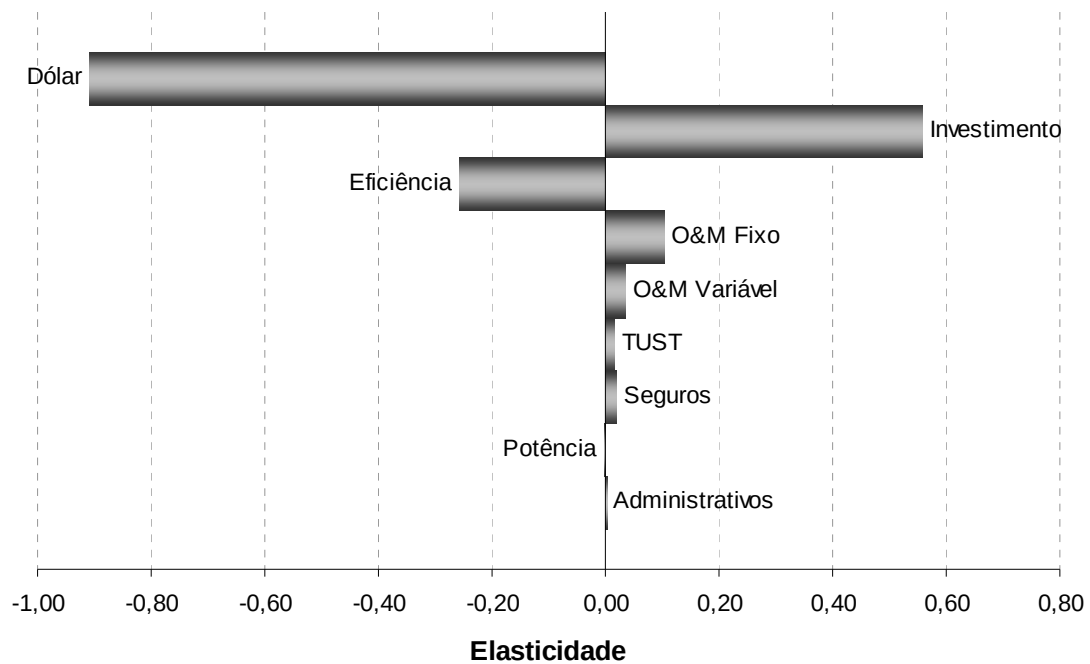


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.2 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia SCPC com sistema de captura de carbono.

B.3 – IGCC

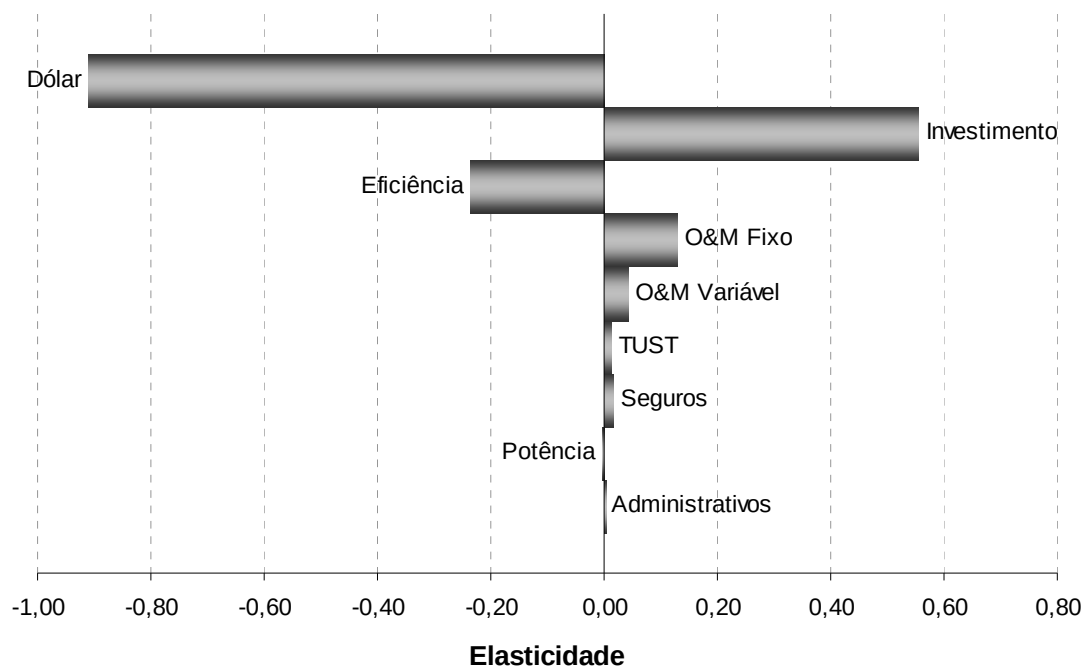


Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.3 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC.

B.4 – IGCC + CCS



Fonte: Elaboração própria.

Nota: Valores de elasticidade médios

Figura B.4 – Gráfico tornado (análise de sensibilidade) para a tecnologia IGCC com sistema de captura de carbono.

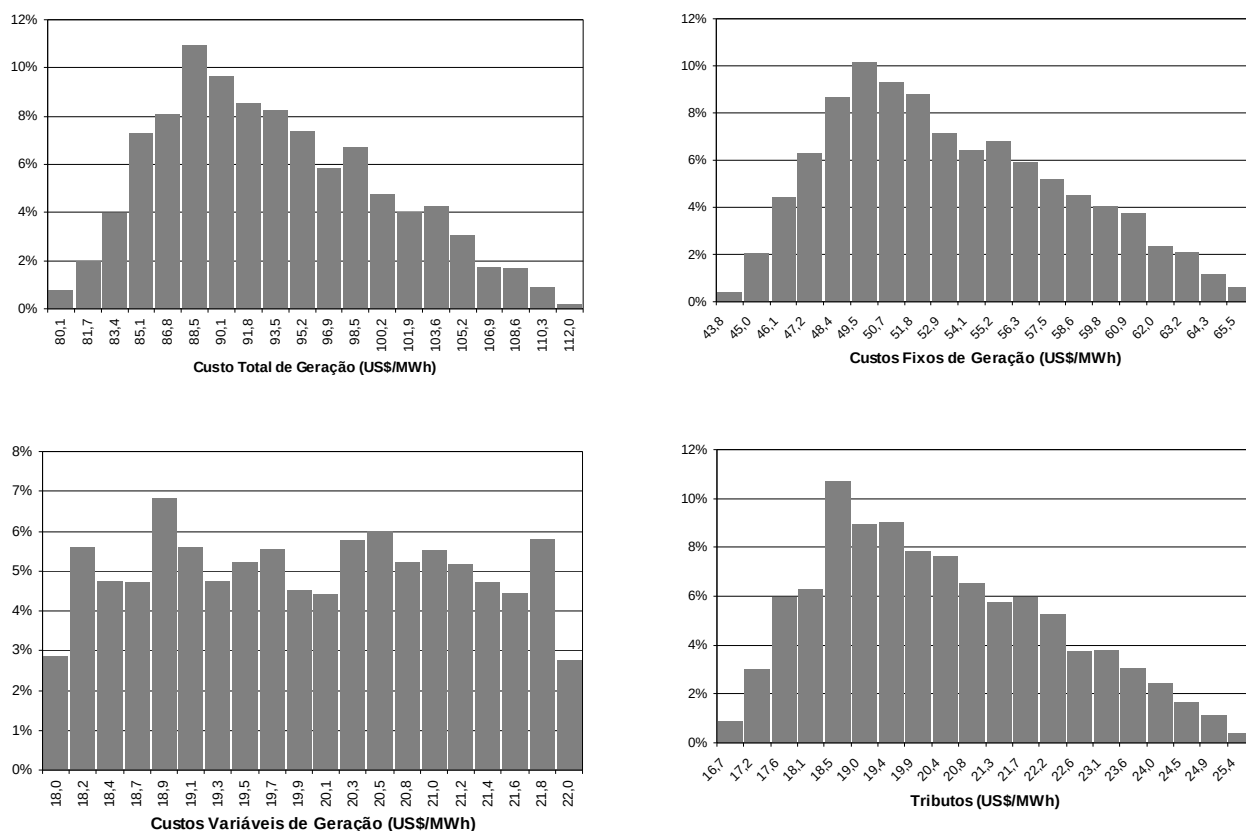
Apêndice C

Resultados das Simulações de Monte Carlo

Nessa seção são apresentados todos os gráficos gerados pelas simulações feitas utilizando o método de Monte Carlo, cujos resultados foram introduzidos de forma resumida no Capítulo III.

C.1 – SCPC

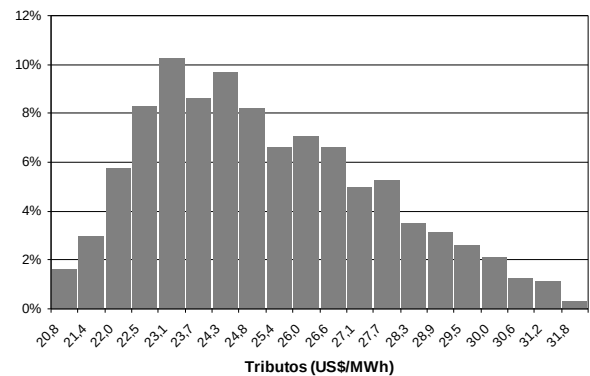
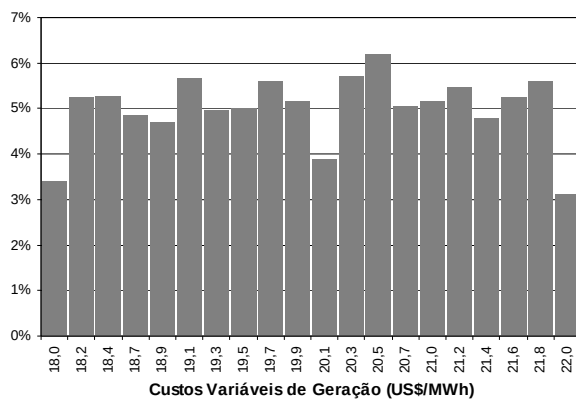
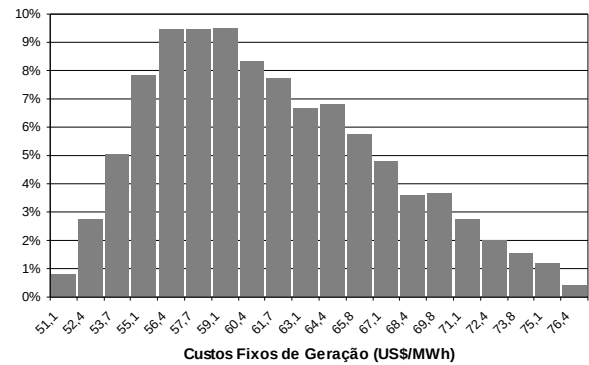
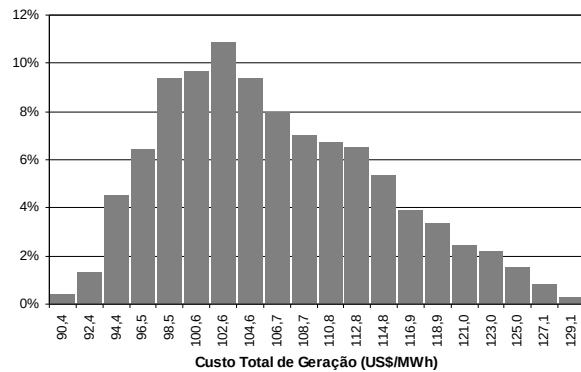
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.1 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 8%.

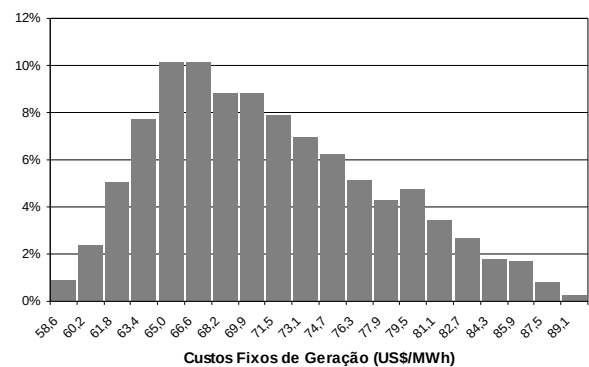
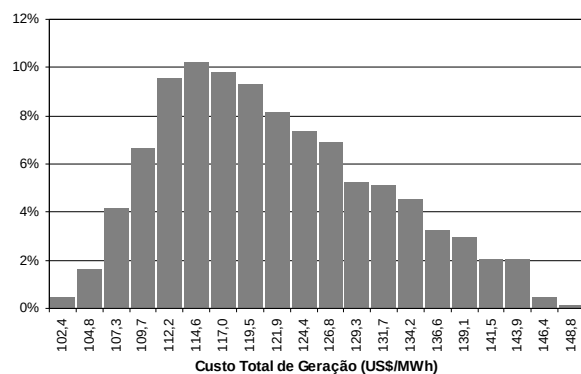
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.2 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.3 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Candiota e TMA de 12%.

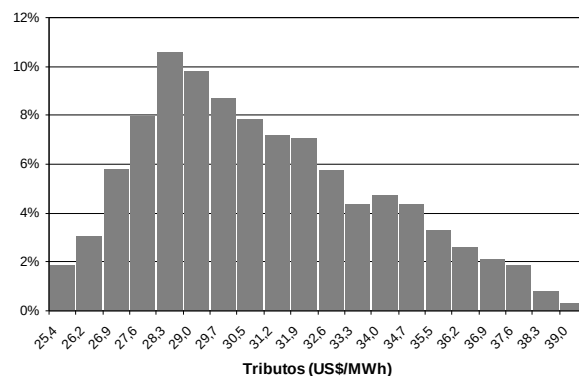
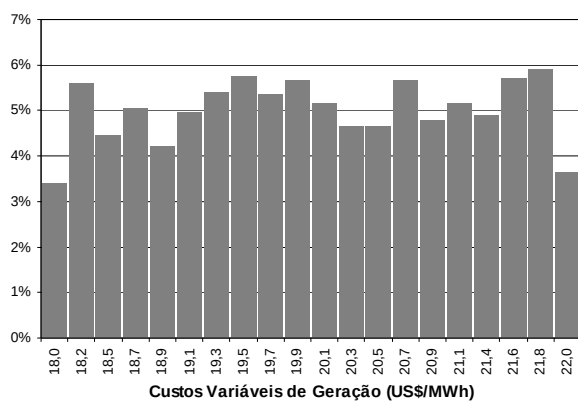
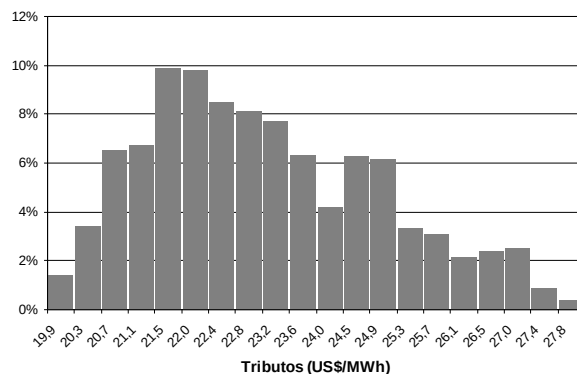
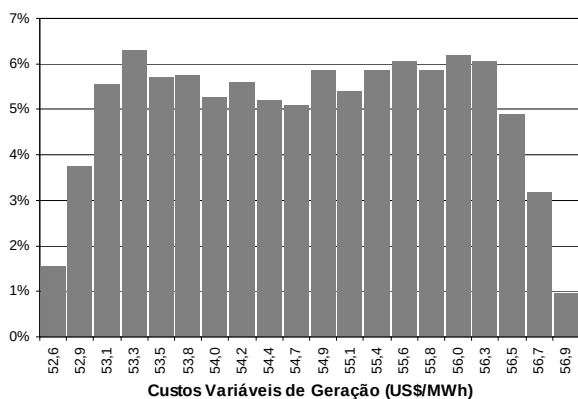
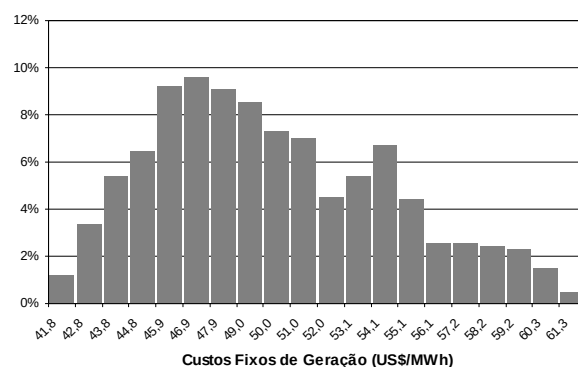
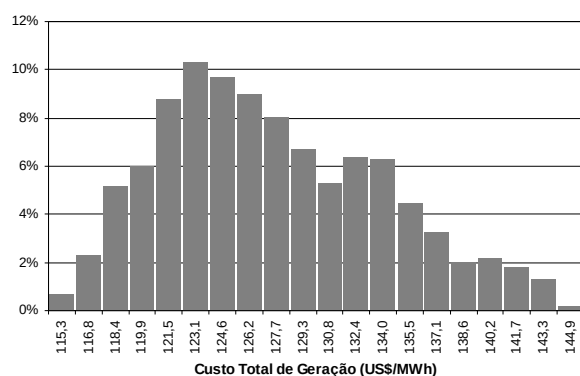


Figura C.3 – (cont.)

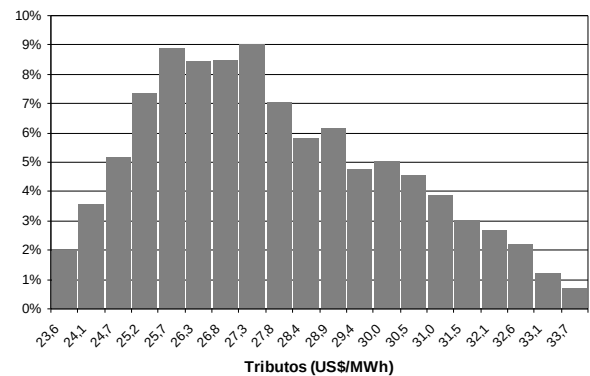
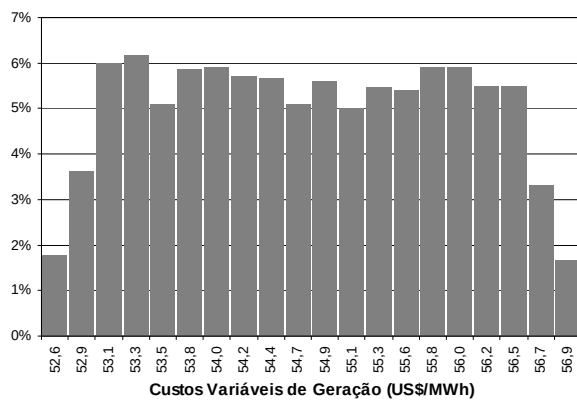
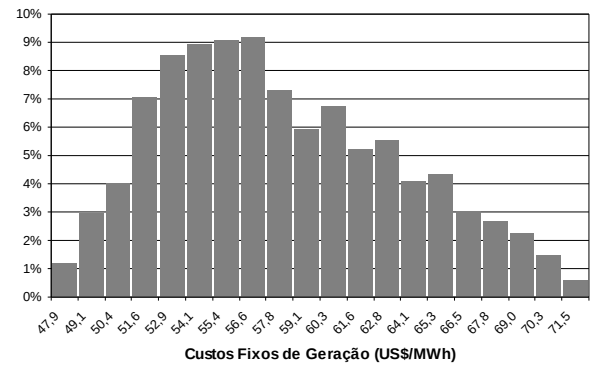
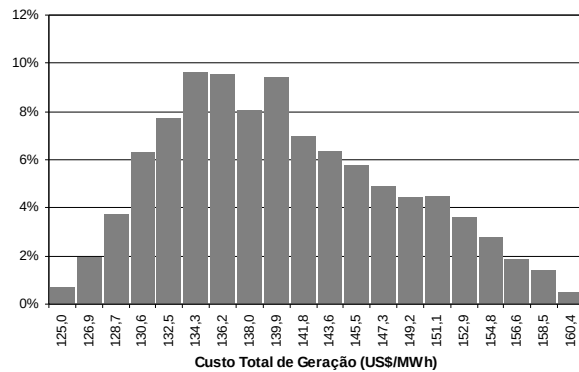
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.4 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 8%.

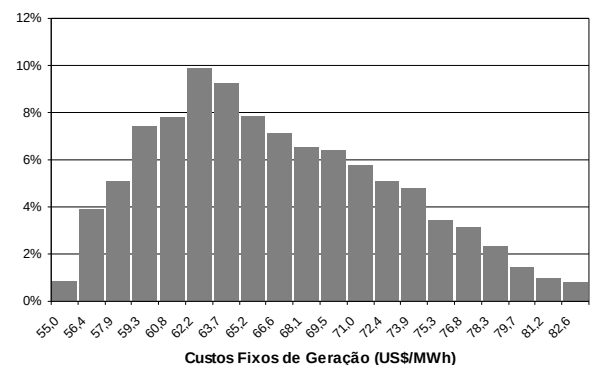
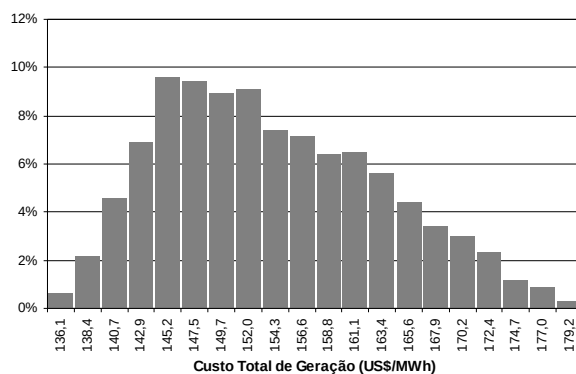
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.5 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.6 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina Cambuí e TMA de 12%.

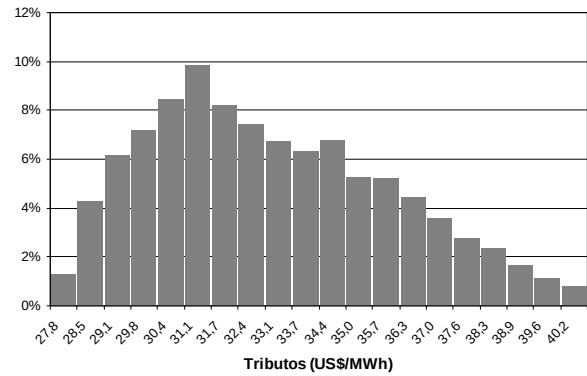
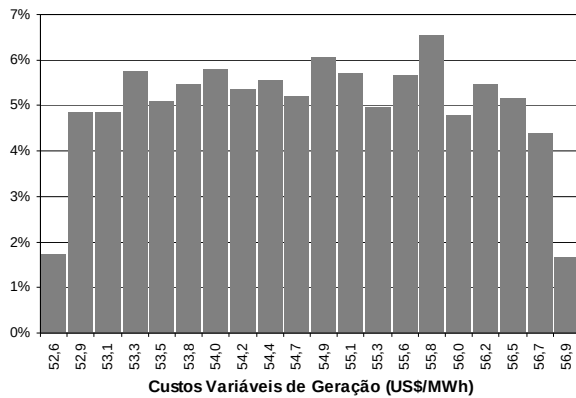
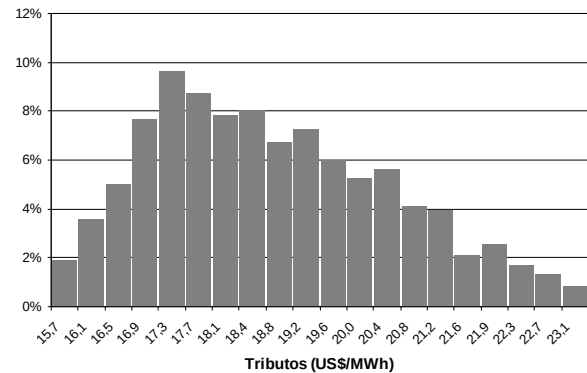
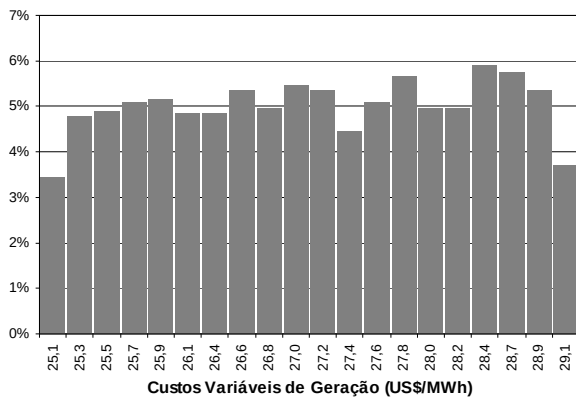
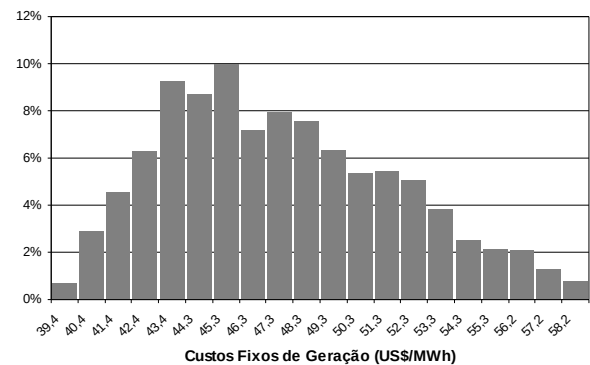
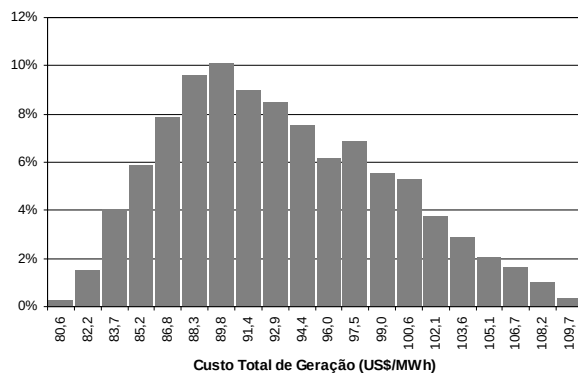


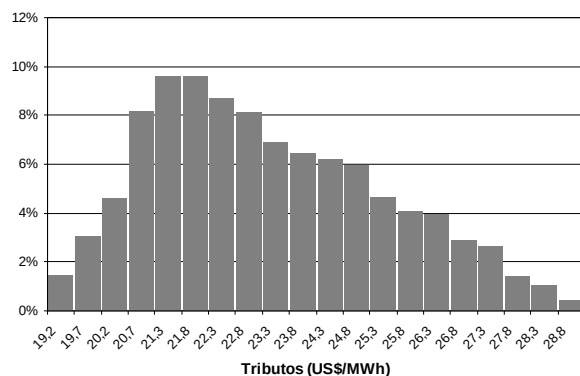
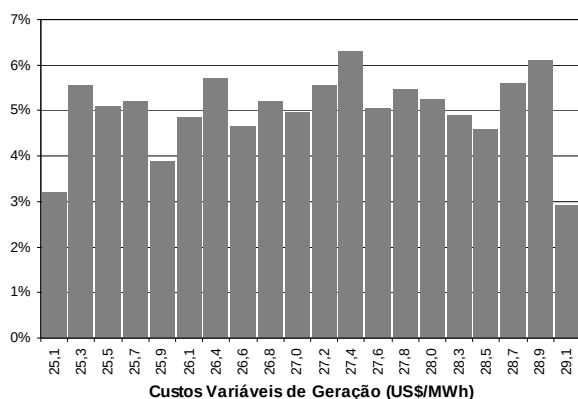
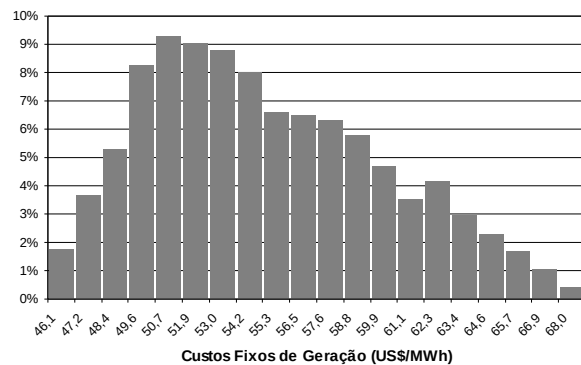
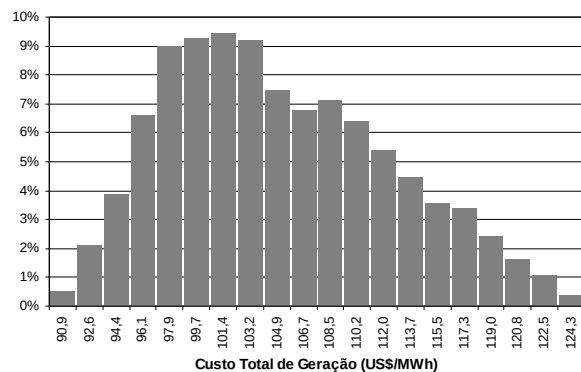
Figura C.6 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



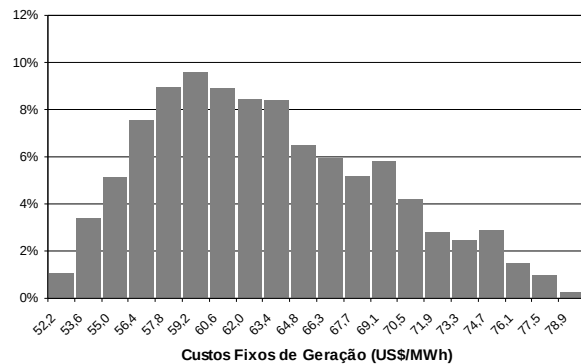
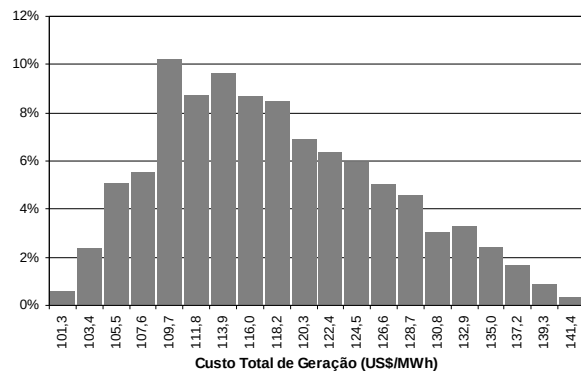
Fonte: Elaboração própria
 Figura C.7 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 8%.

Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.8 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.9 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC, mina África do Sul e TMA de 12%.

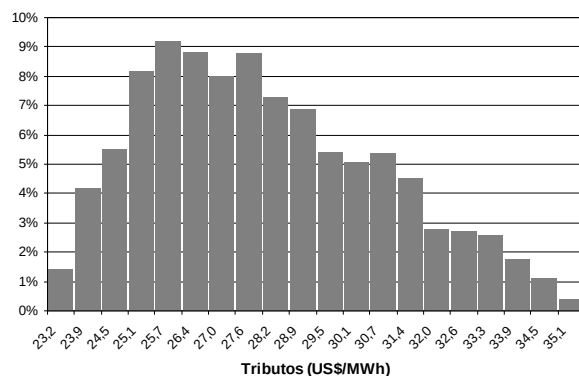
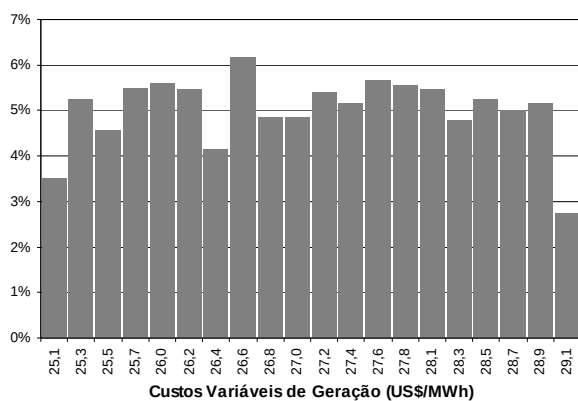
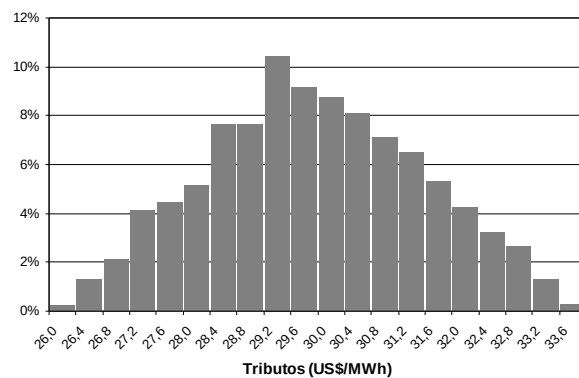
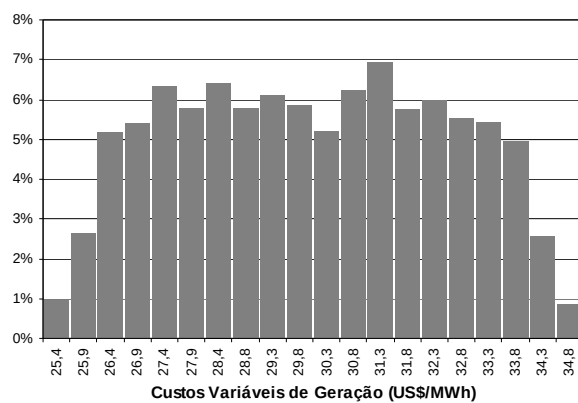
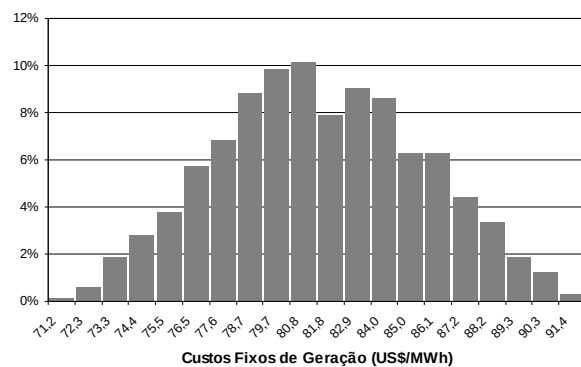
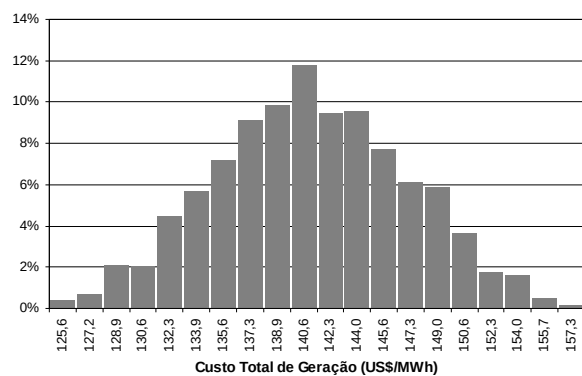


Figura C.9 – (cont.)

C.2 – SCPC + CCS

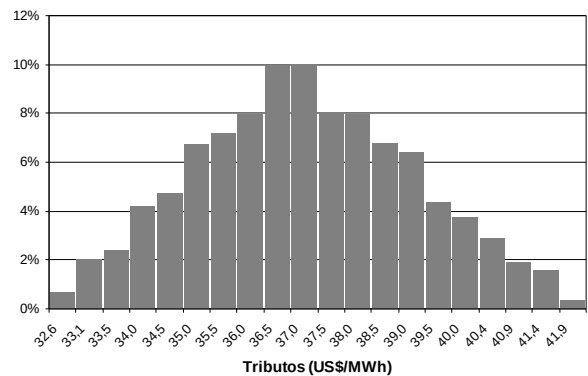
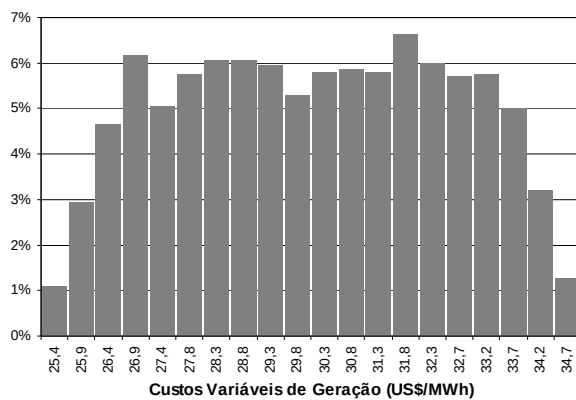
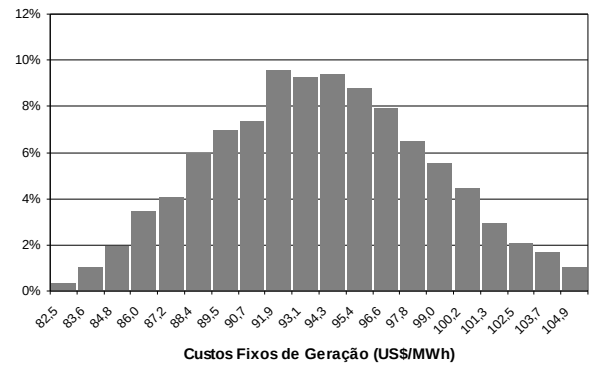
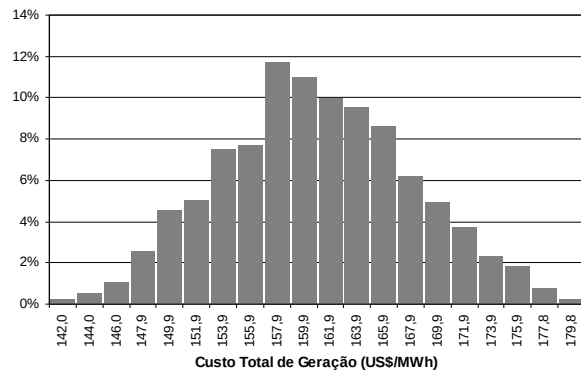
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.10 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.

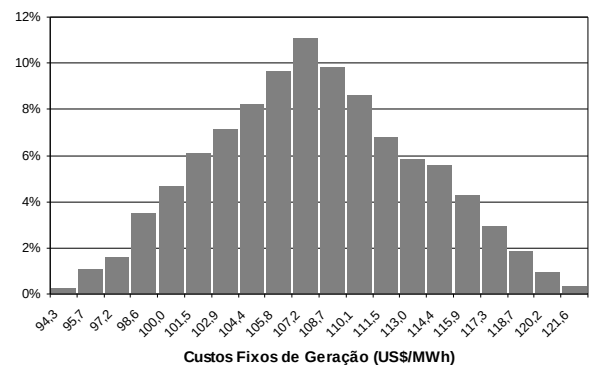
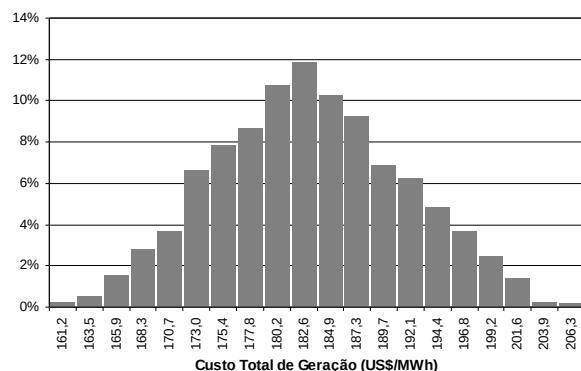
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.11 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.12 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

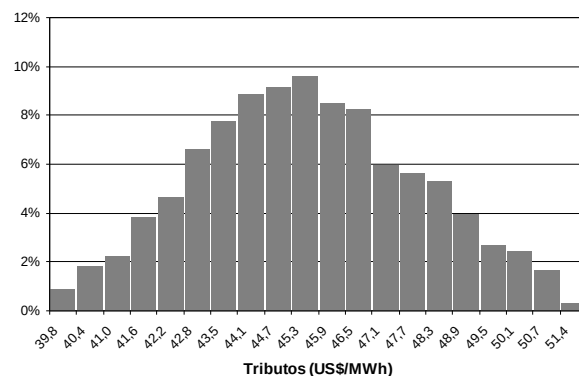
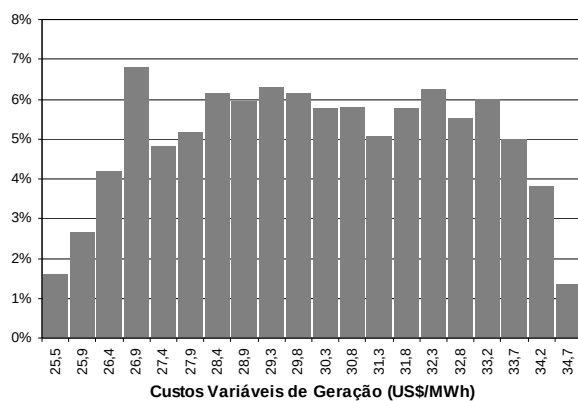
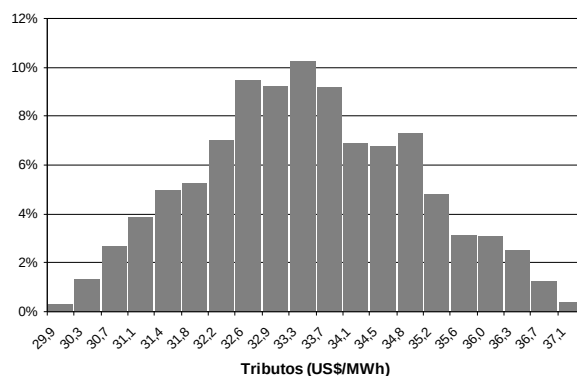
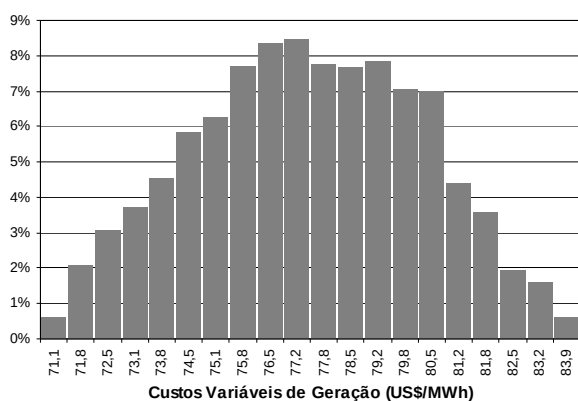
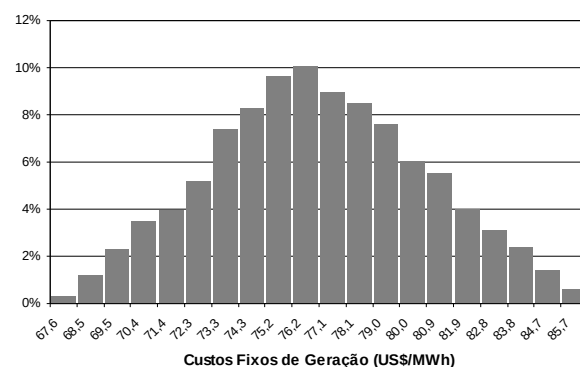
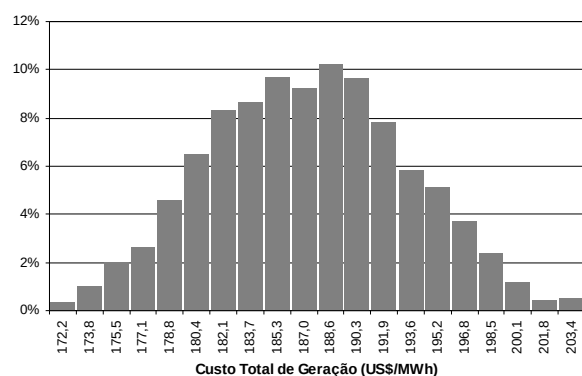


Figura C.12 – (cont.)

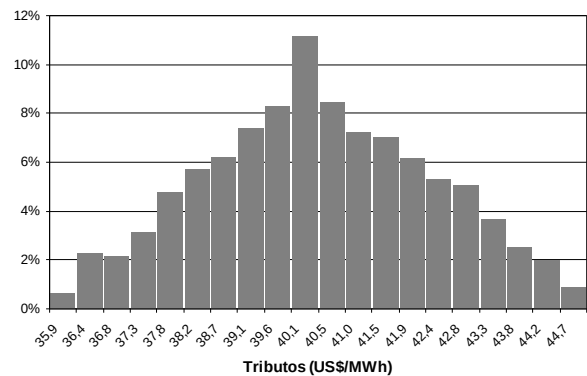
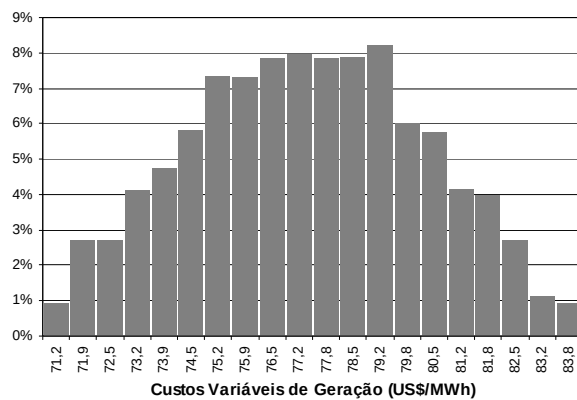
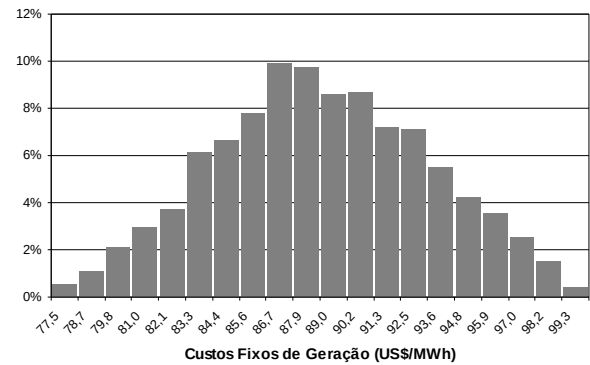
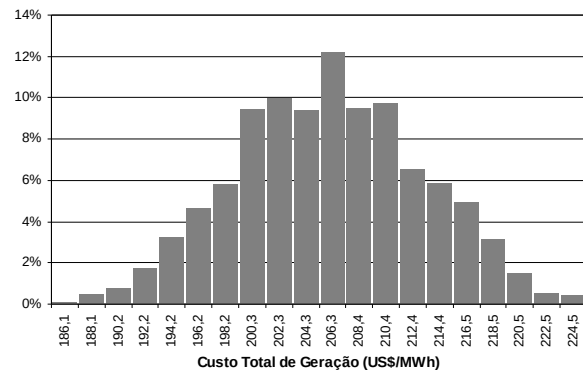
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.13 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.

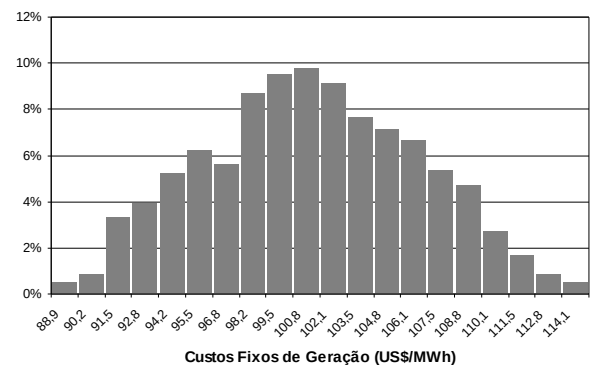
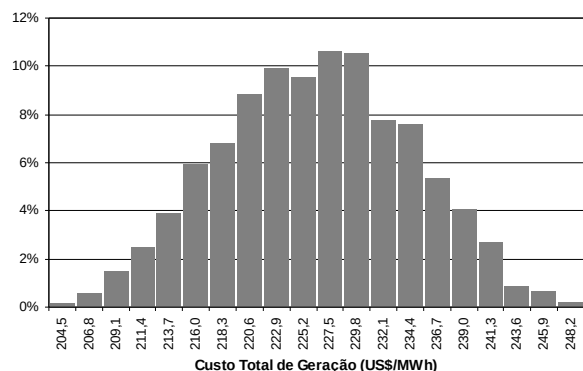
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.14 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.15 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

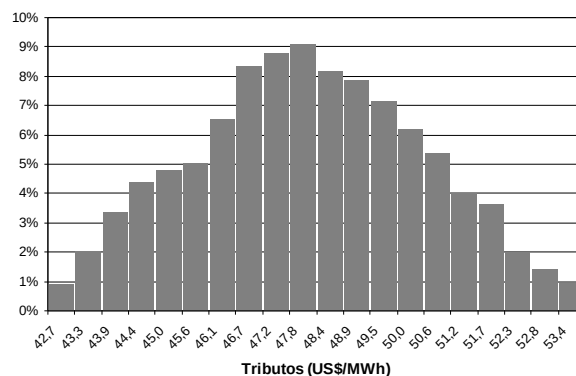
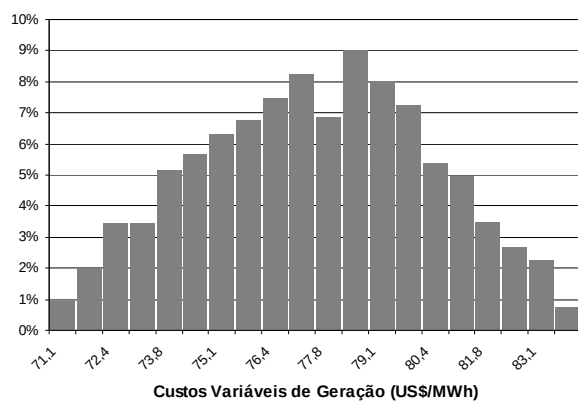
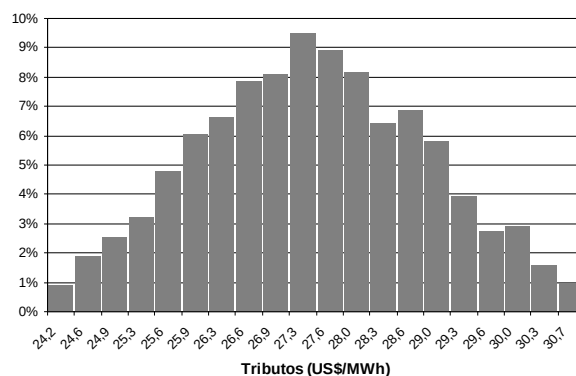
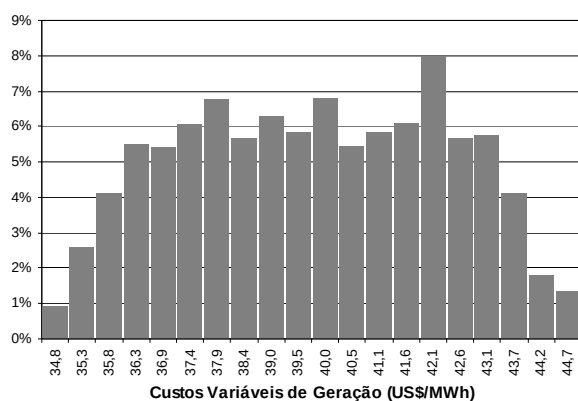
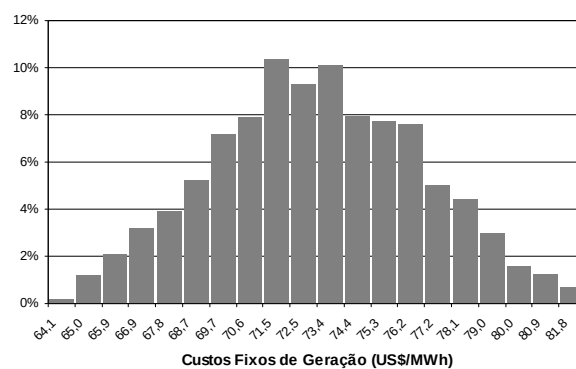
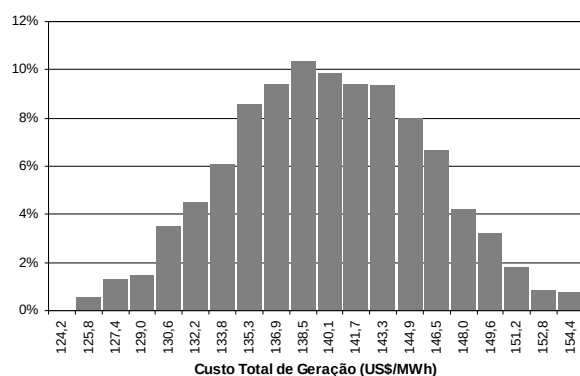


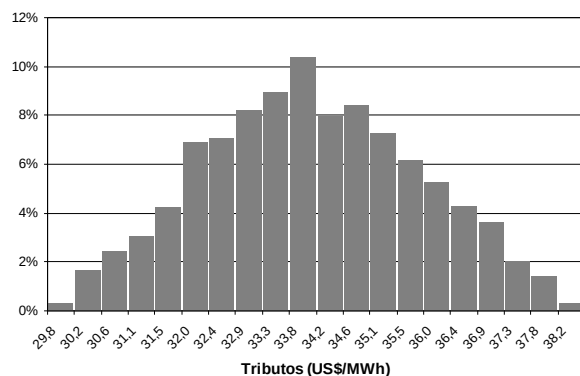
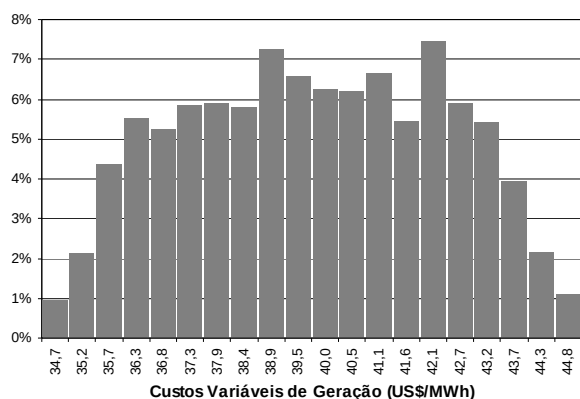
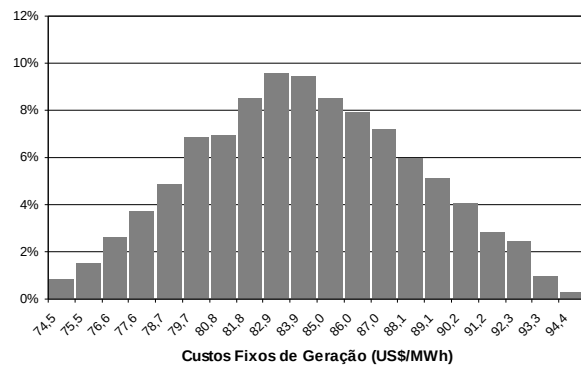
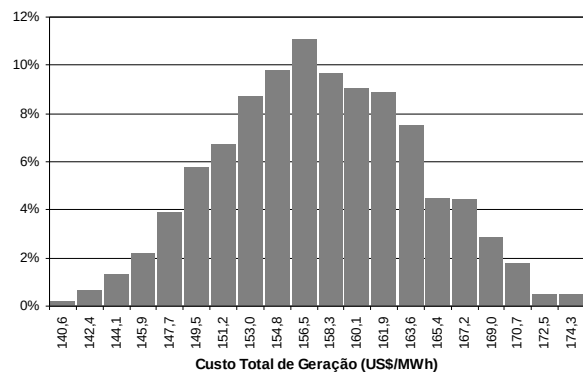
Figura C.15 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
 Figura C.16 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.

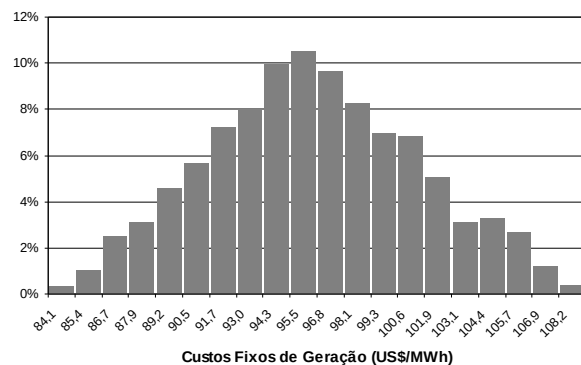
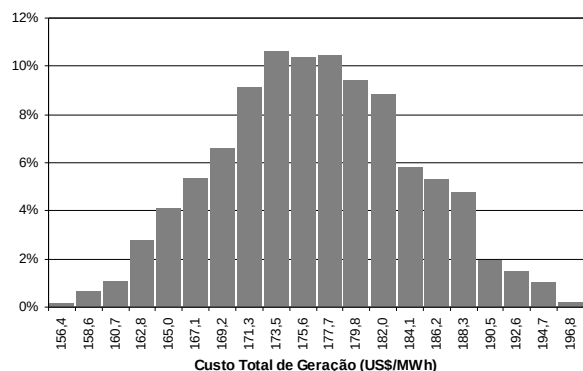
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.17 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.18 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para SCPC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.

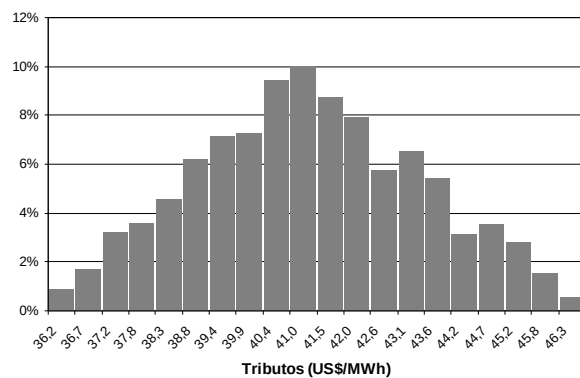
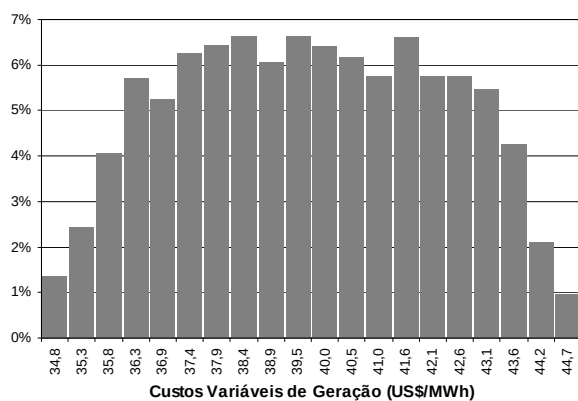
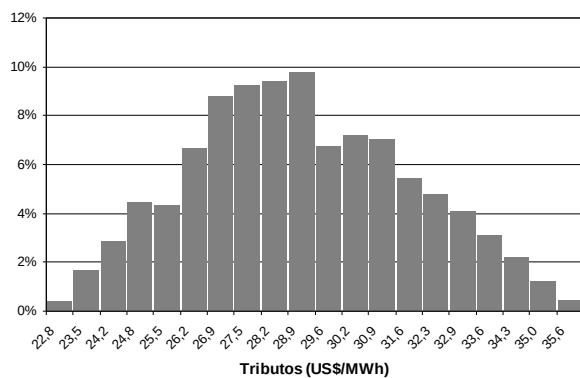
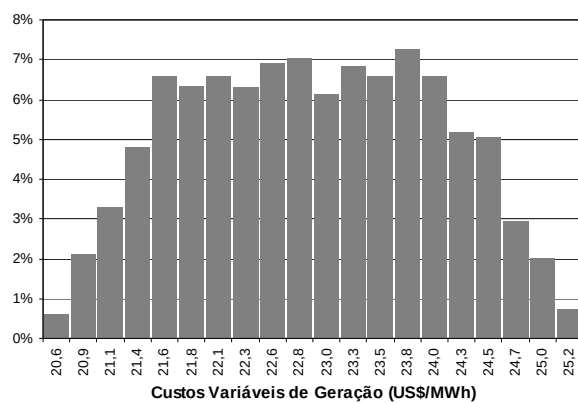
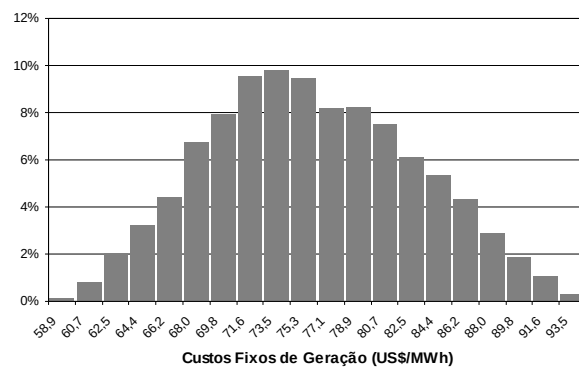
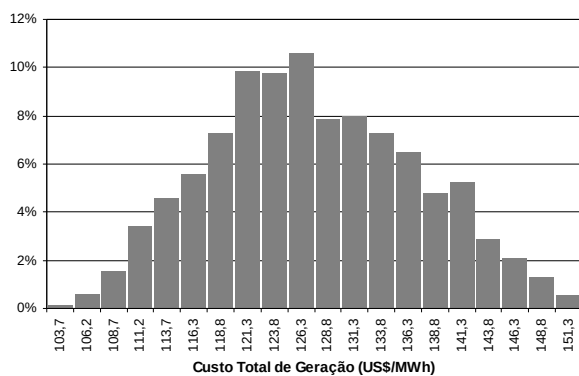


Figura C.18 – (cont.)

C.3 – IGCC

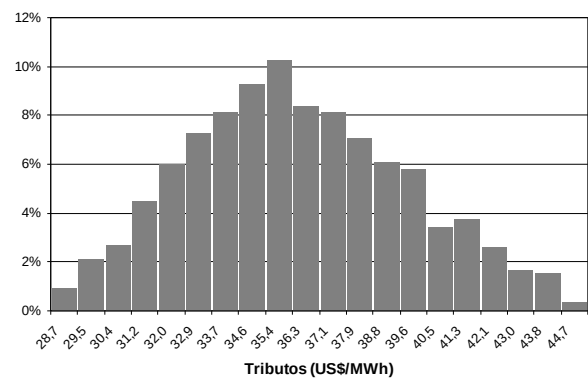
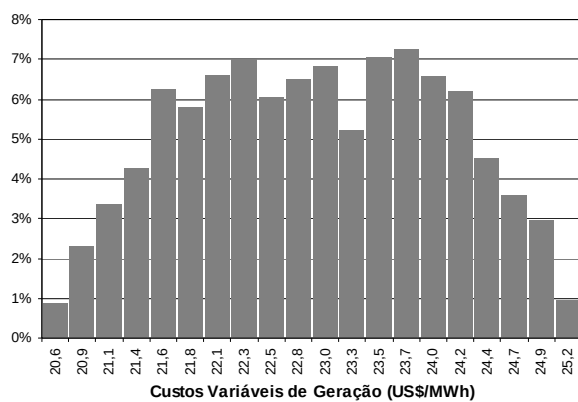
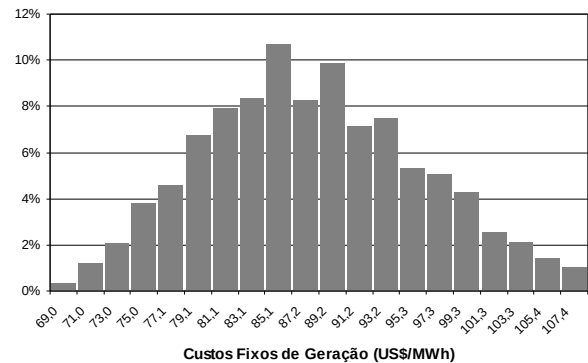
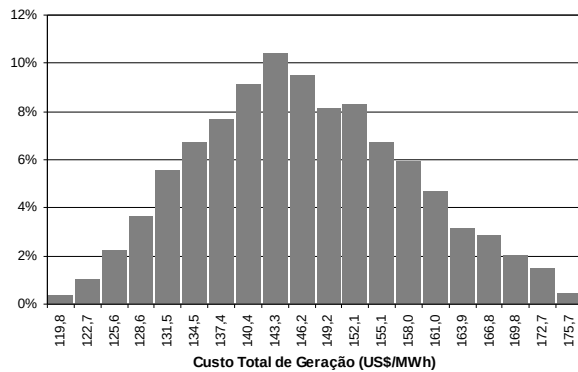
Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.19 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 8%.

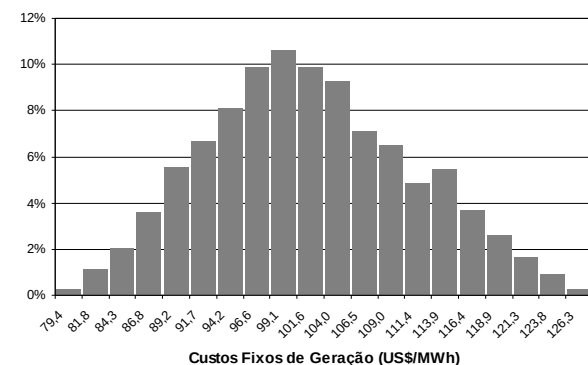
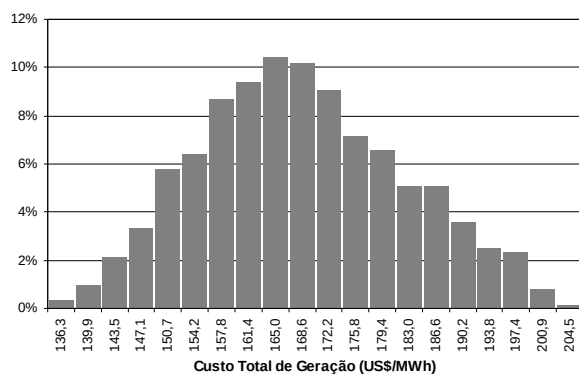
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.20 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.21 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.

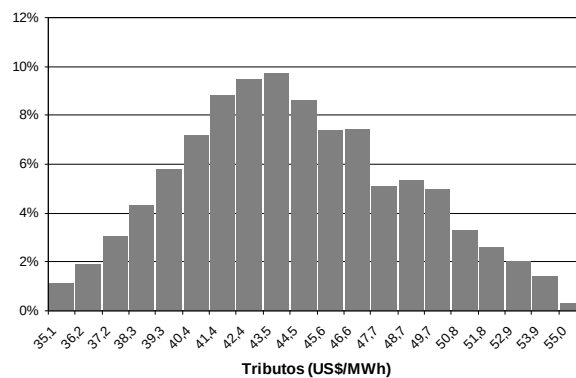
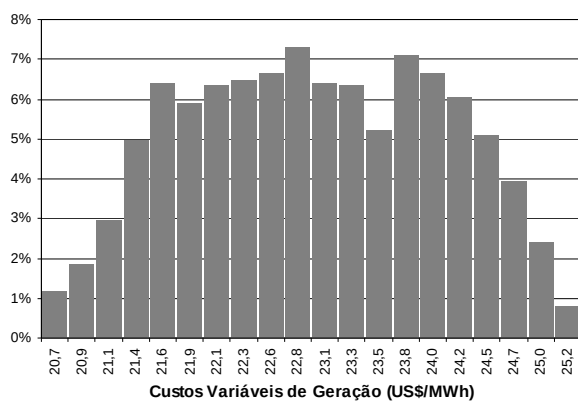
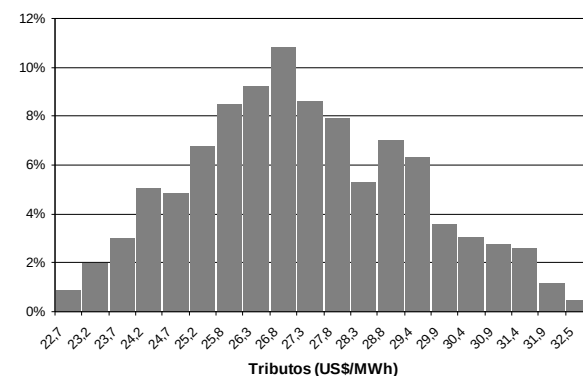
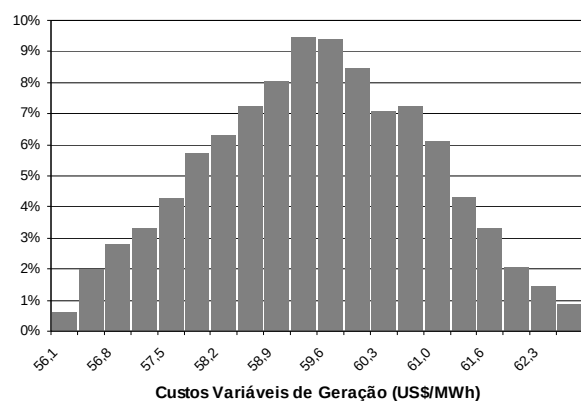
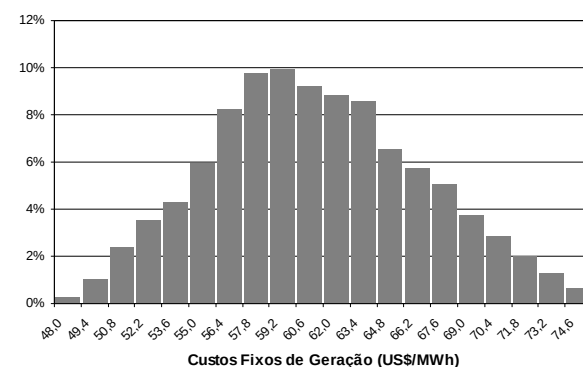
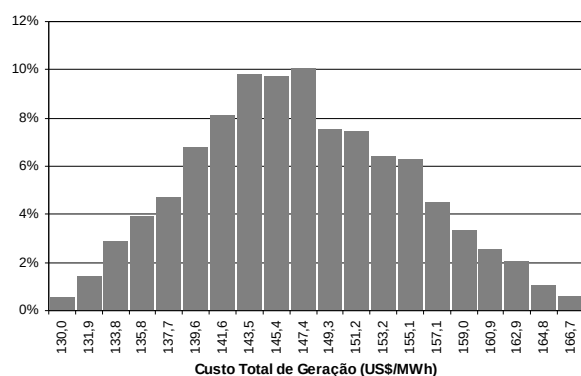


Figura C.21 – (cont.)

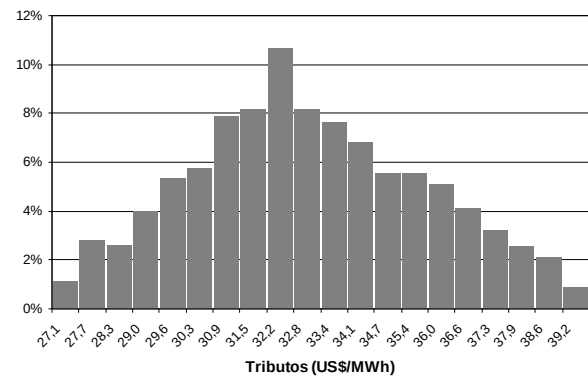
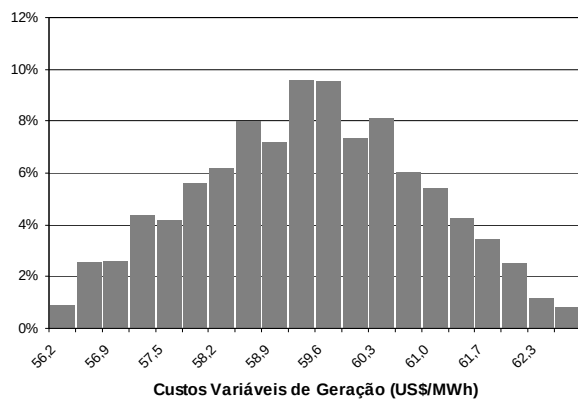
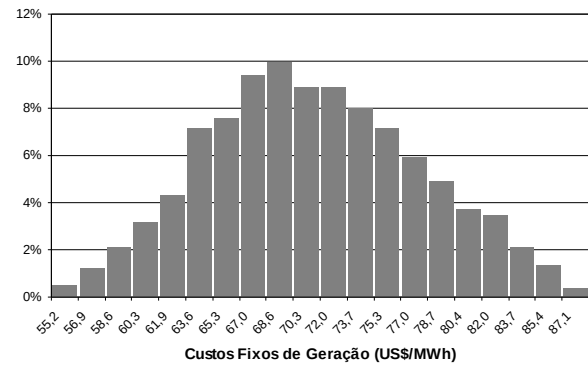
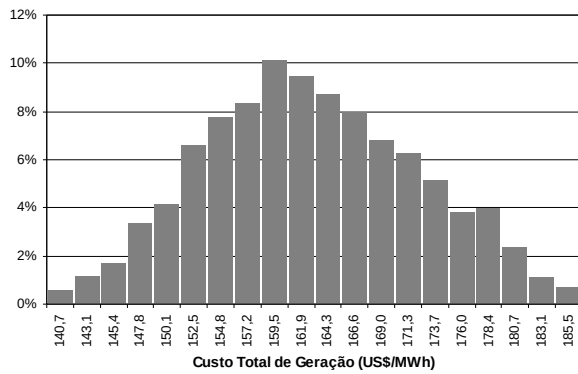
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.22 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 8%.

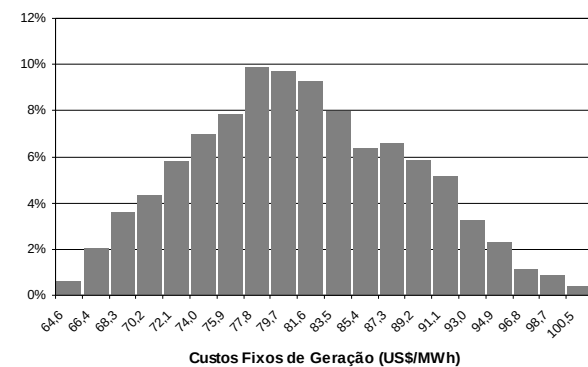
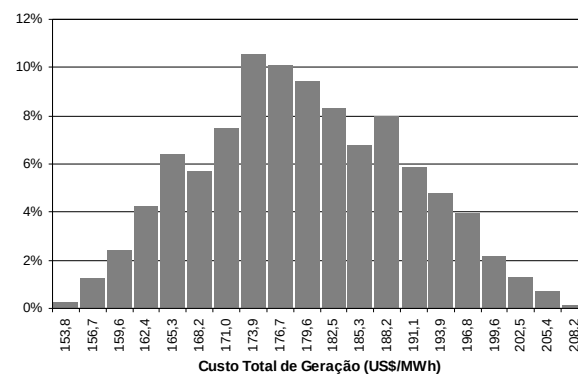
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.23 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.24 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina Candiota e TMA de 12%.

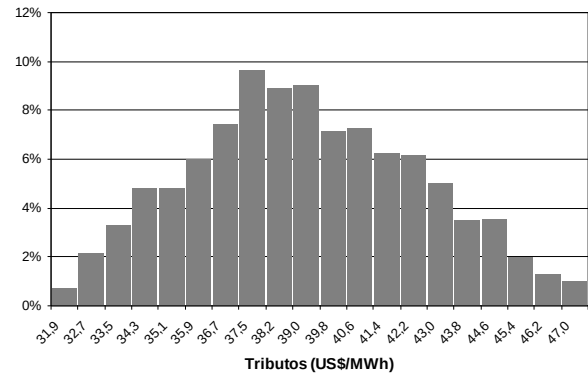
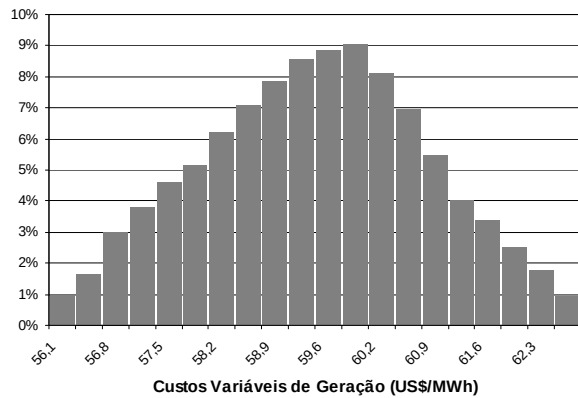
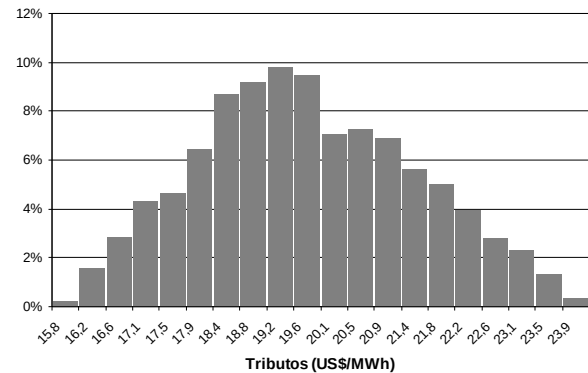
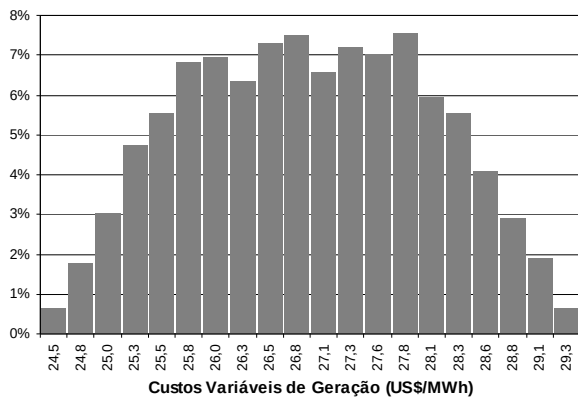
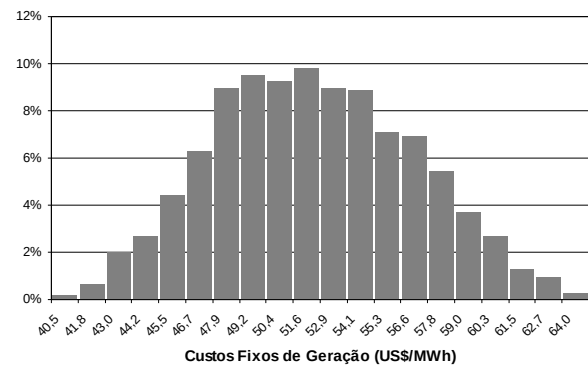
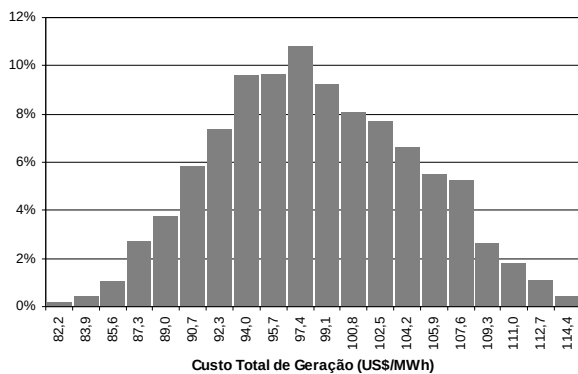


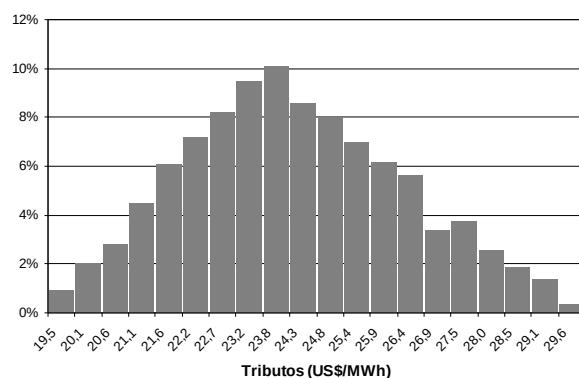
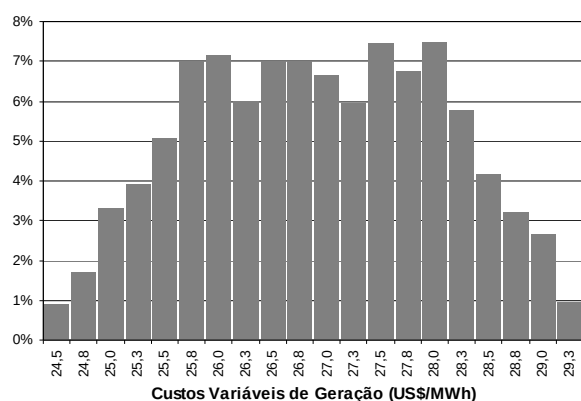
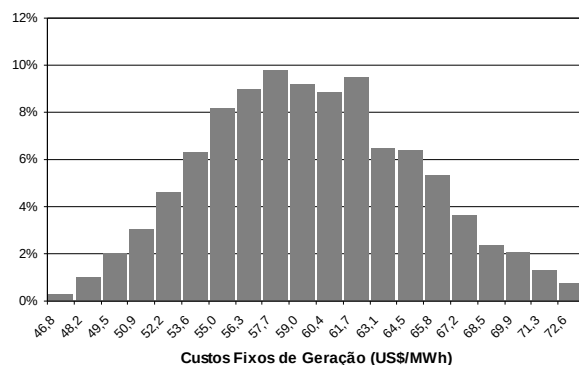
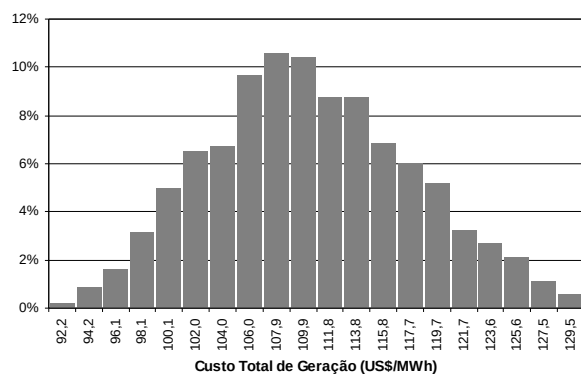
Figura C.24 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
 Figura C.25 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 8%.

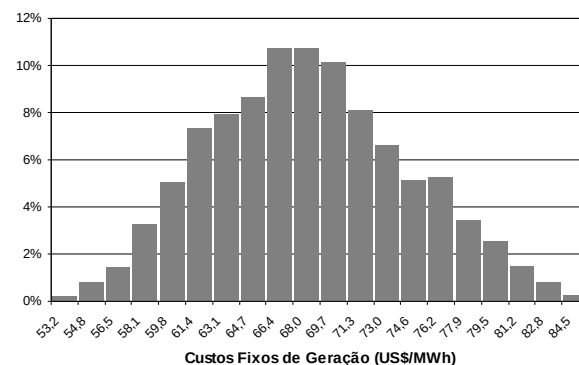
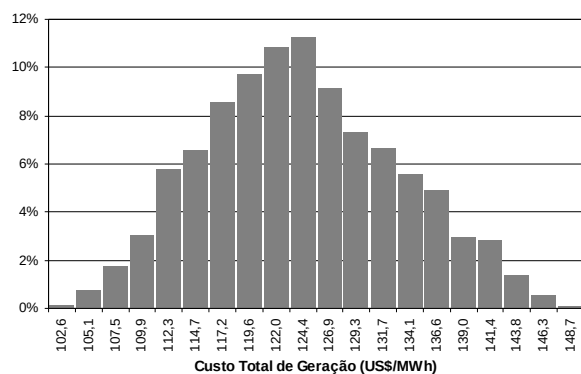
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.26 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.27 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC, mina África do Sul e TMA de 12%.

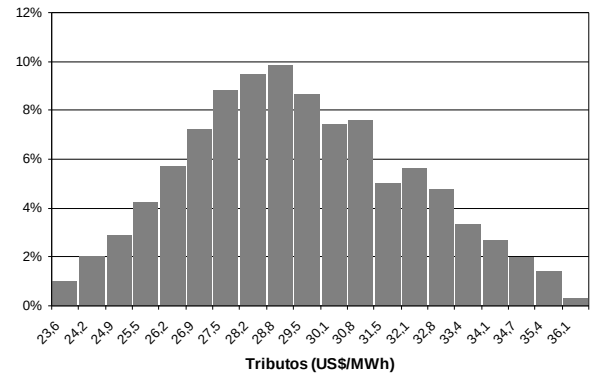
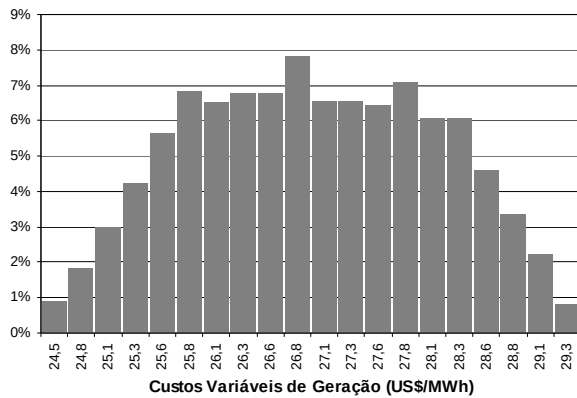
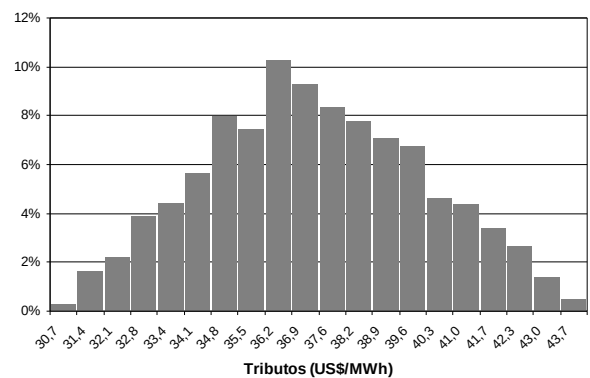
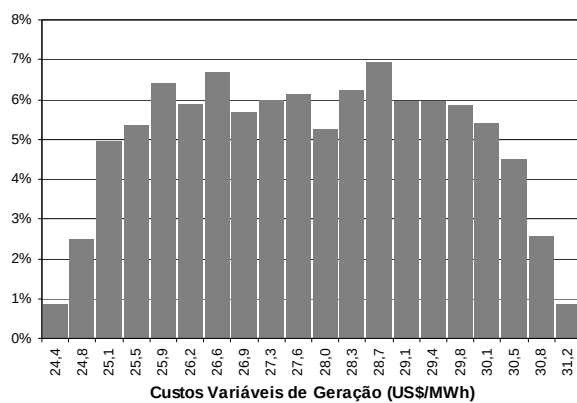
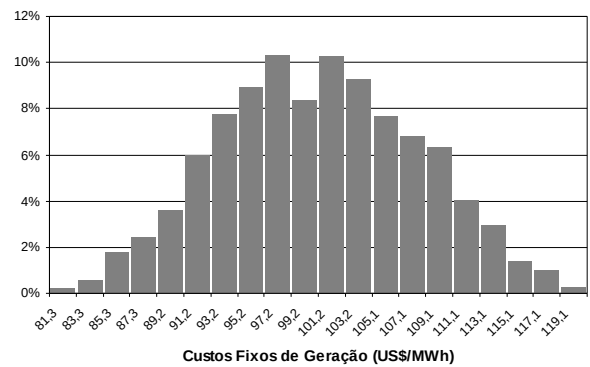
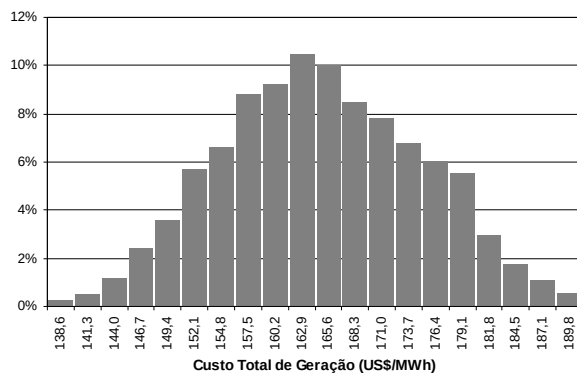


Figura C.27 – (cont.)

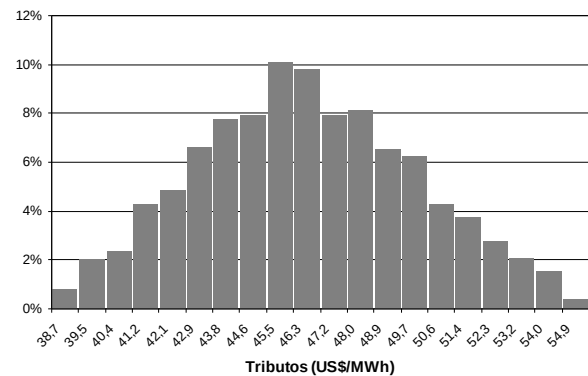
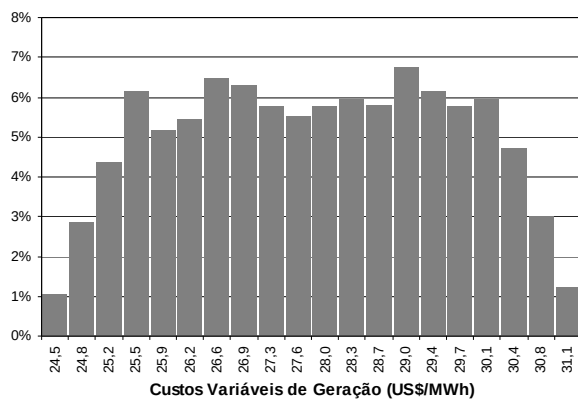
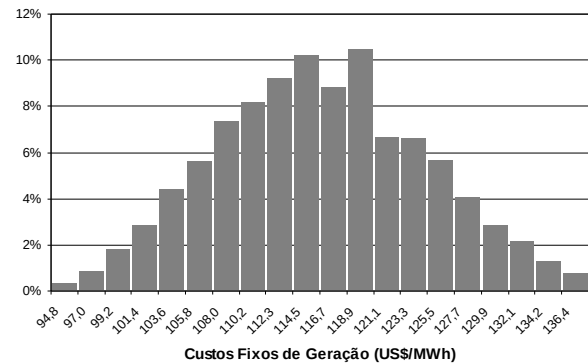
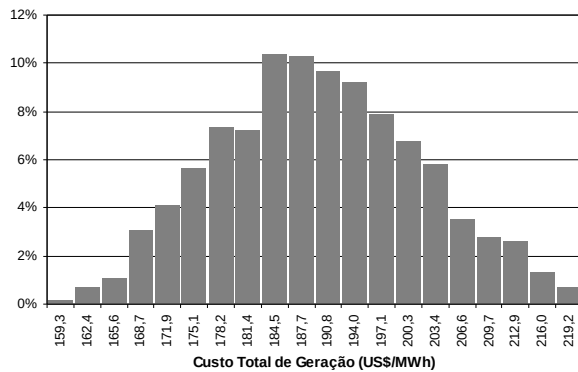
C.4 – IGCC + CCS

Mina Candiota - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.28 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 8%.

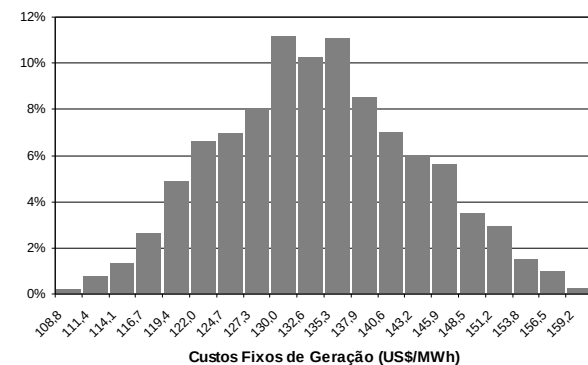
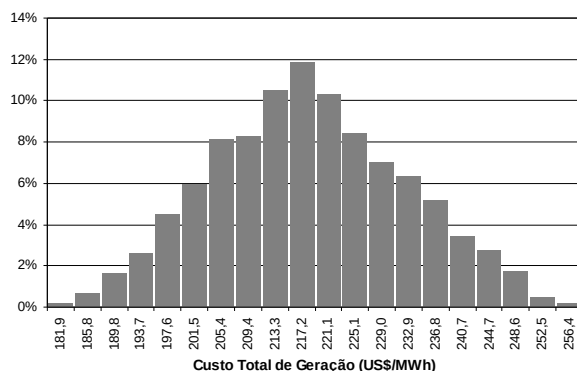
Mina Candiota - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.29 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 10%.

Mina Candiota - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.30 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

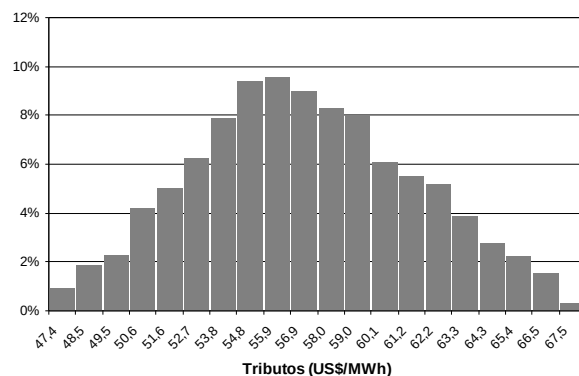
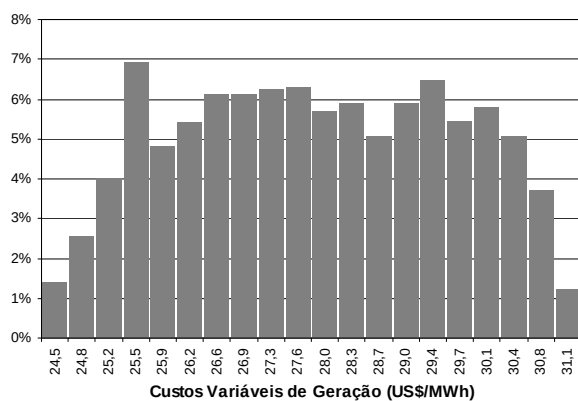
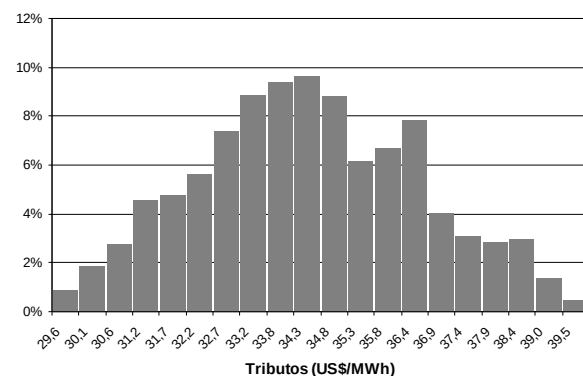
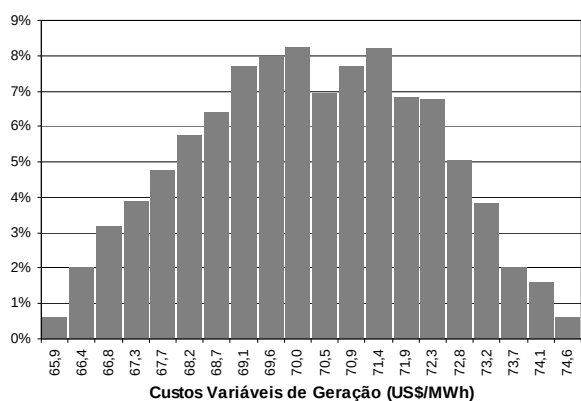
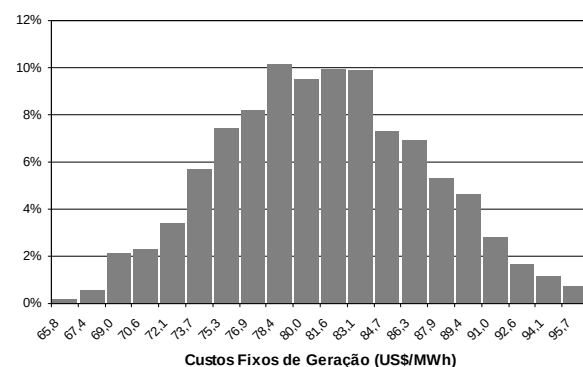
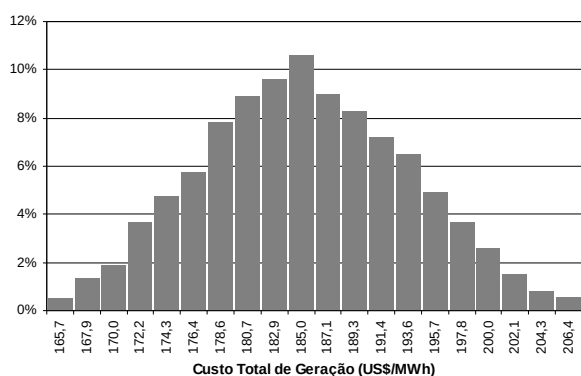


Figura C.30 – (cont.)

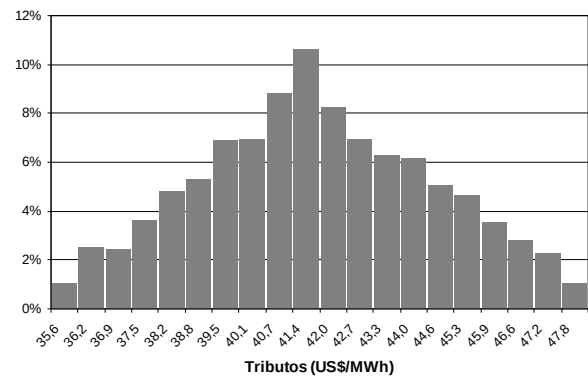
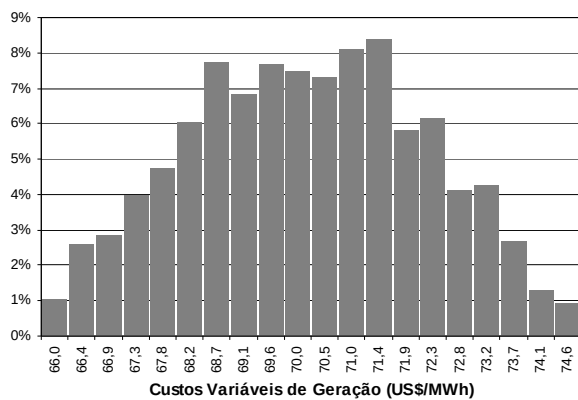
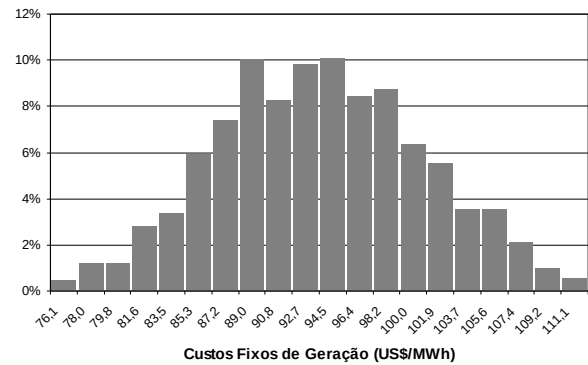
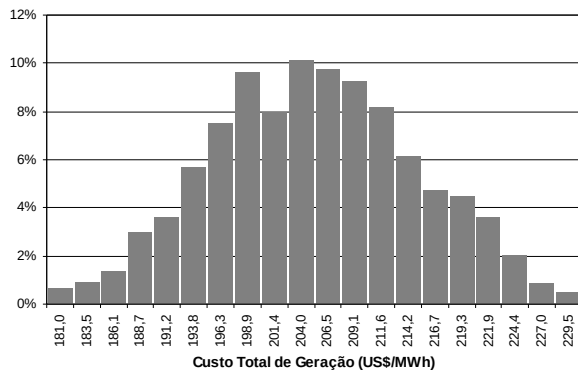
Mina Cambuí - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.31 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 8%.

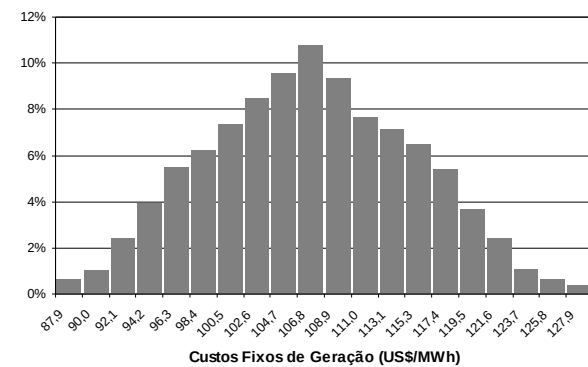
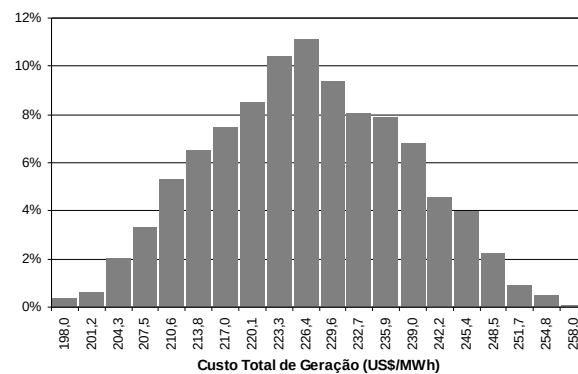
Mina Cambuí - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.32 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Cambuí e TMA de 10%.

Mina Cambuí - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.33 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina Candiota e TMA de 12%.

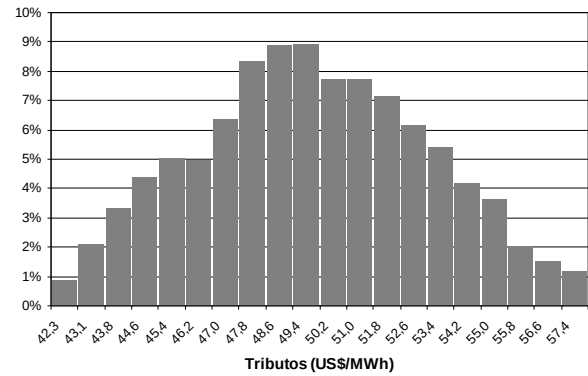
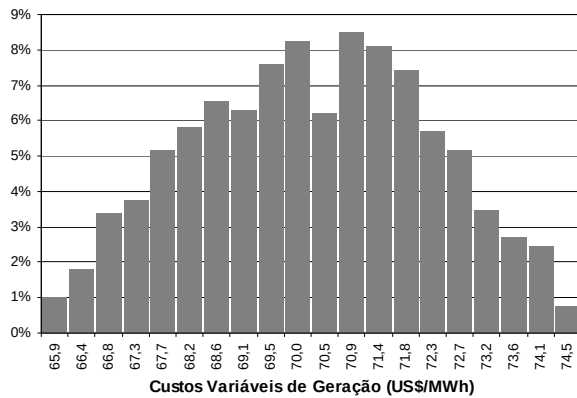
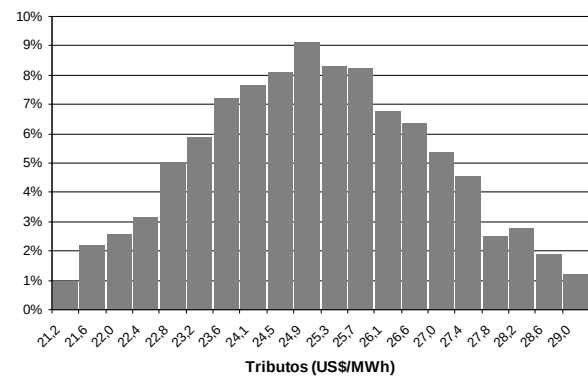
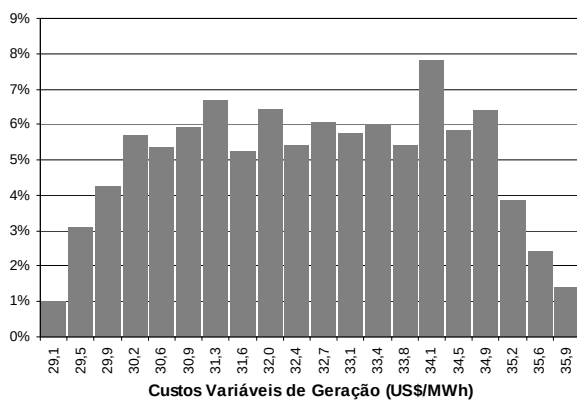
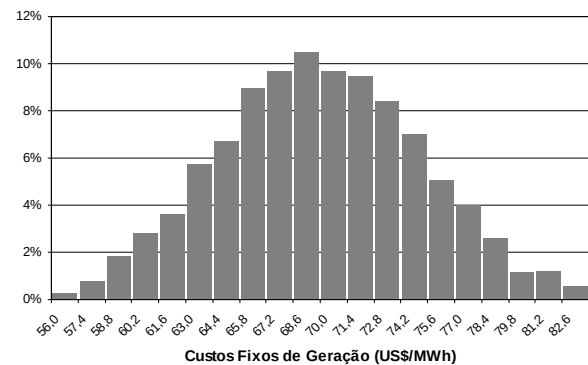
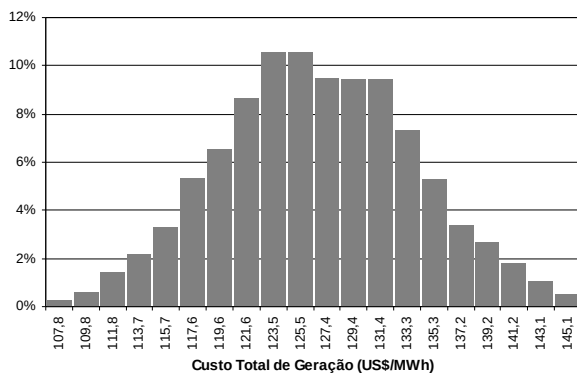


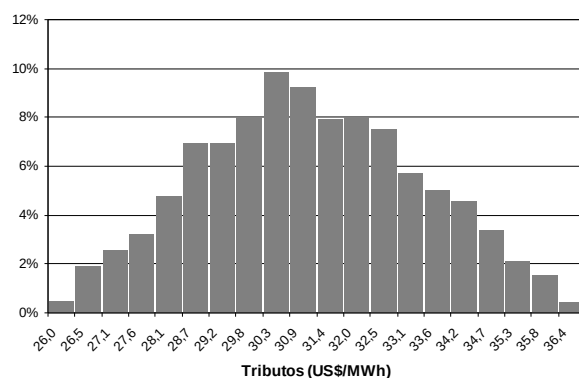
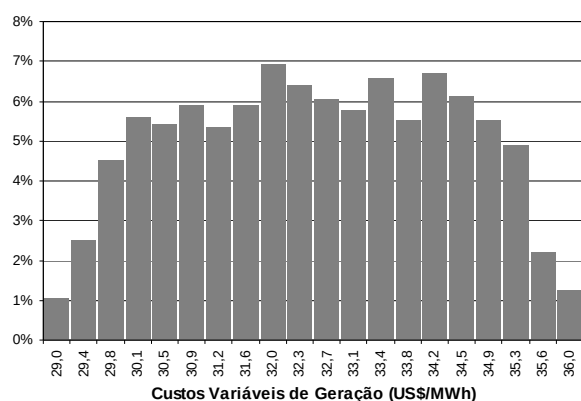
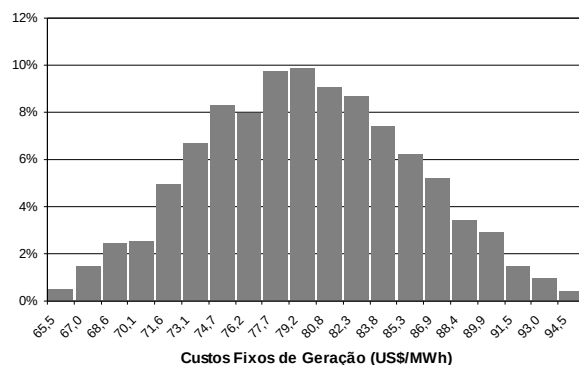
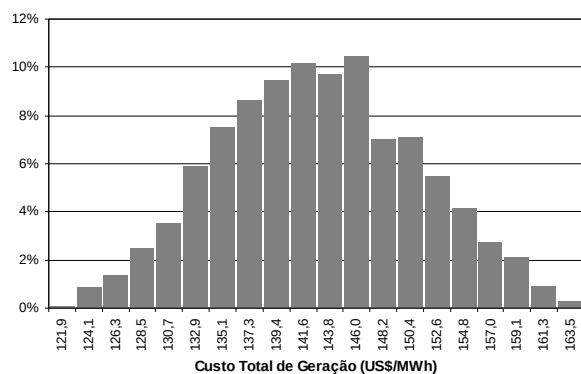
Figura C.33 – (cont.)

Mina África do Sul - TMA de 8%



Fonte: Elaboração própria
Figura C.34 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 8%.

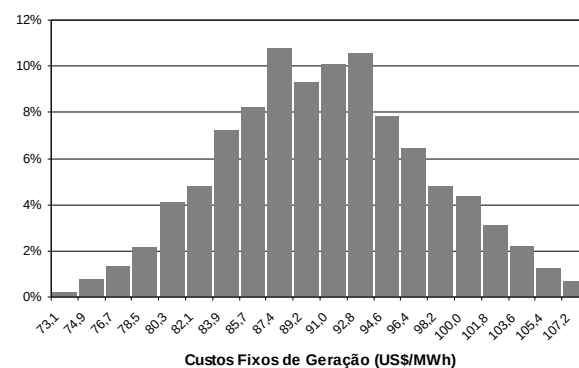
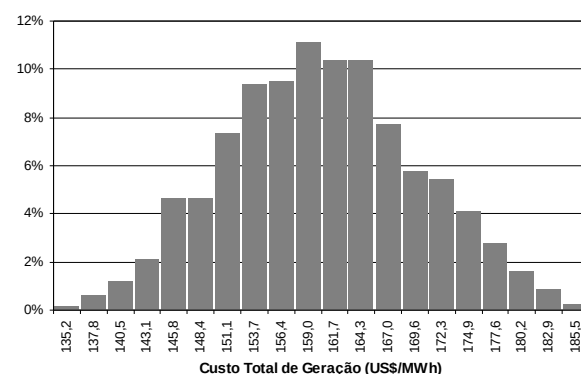
Mina África do Sul - TMA de 10%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.35 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 10%.

Mina África do Sul - TMA de 12%



Fonte: Elaboração própria

Figura C.36 – Curvas de distribuição: Resultados obtidos para IGCC + CCS, mina África do Sul e TMA de 12%.

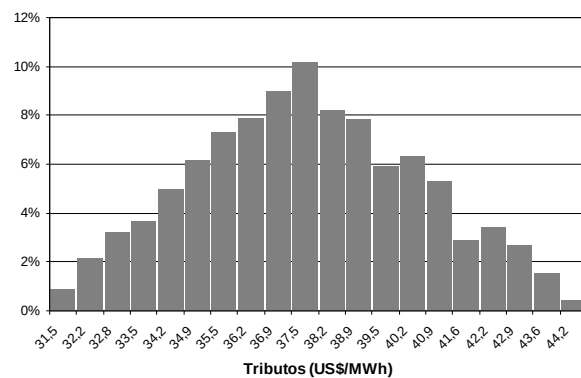
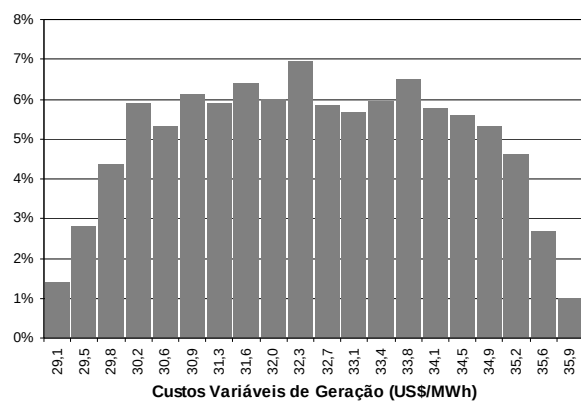


Figura C.36 – (cont.)

Apêndice D

Estudo Comparativo da Tecnologia CCS³⁵

Como mencionado anteriormente, esse trabalho não se aprofundou na análise das tecnologias de CCS devido à complexidade imposta pelo nível de desenvolvimento que se encontram. Esse trabalho se limitará, entretanto, na apresentação dos resultados obtidos pelo ensaio realizado por Blyth *et al.* (2007) para o caso dessa tecnologia.

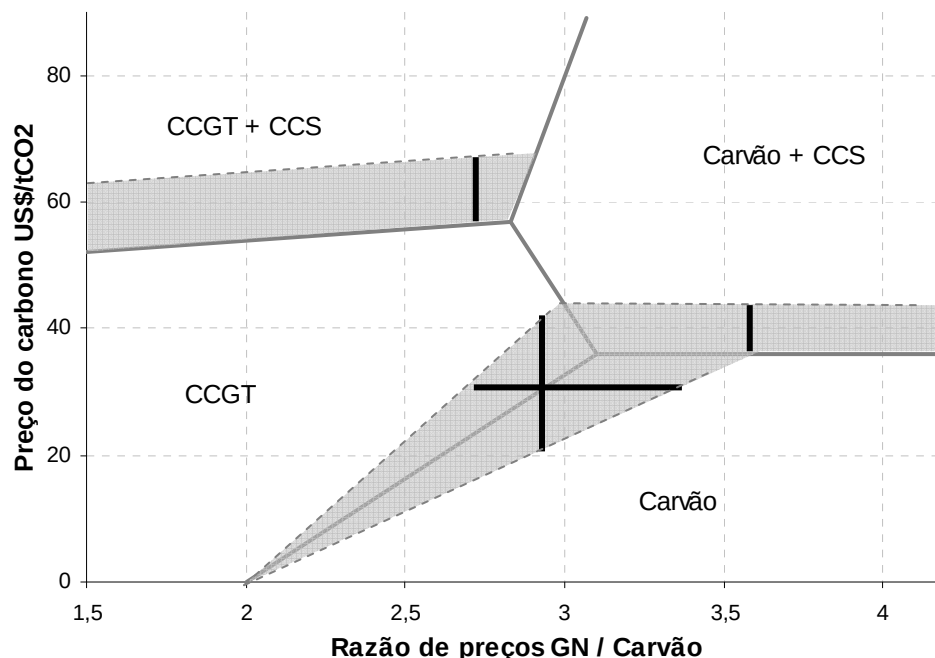
Os resultados apresentados nesse ensaio referem-se a avaliação da opção de postergação do investimento em algumas opções tecnológicas de geração (veja seção 3.3.1) dado que, em um momento no futuro, uma mudança nas políticas ambientais provocará uma alteração significativa nos preços dos créditos de carbono comercializados internacionalmente. Em uma avaliação clássica, o investidor deve avaliar se investe ou não na construção de uma usina e define, naquele momento, a tecnologia que será utilizada. Para isso, geralmente utiliza-se de ferramentas que lhe permitem estimar as possibilidades de ganhos e perdas futuras e, em função dos resultados obtidos, avalia se é vantajoso ou não investir.

Se, por outro lado, o investidor tem a opção de esperar um momento mais propício para a realização desse investimento, ele reduz o risco do investimento, pois à medida que o tempo passa, essas incertezas se tornam menores, até o momento em que ele passa a conhecer as novas regras ambientais que irão vigorar. Porém, o investidor tem um custo para esperar, podendo esse custo ser, por exemplo, o custo pela perda de oportunidade caso tivesse investido antes.

Utilizando o método de Opções Reais, Blyth *et al.* (2007) obtém os resultados apresentados no gráfico das Figura C.1. Nesse gráfico são traçadas as regiões de decisão de cada tecnologia em função dos preços dos combustíveis e dos

³⁵ Para maiores detalhes, veja Blyth *et al.* (2007).

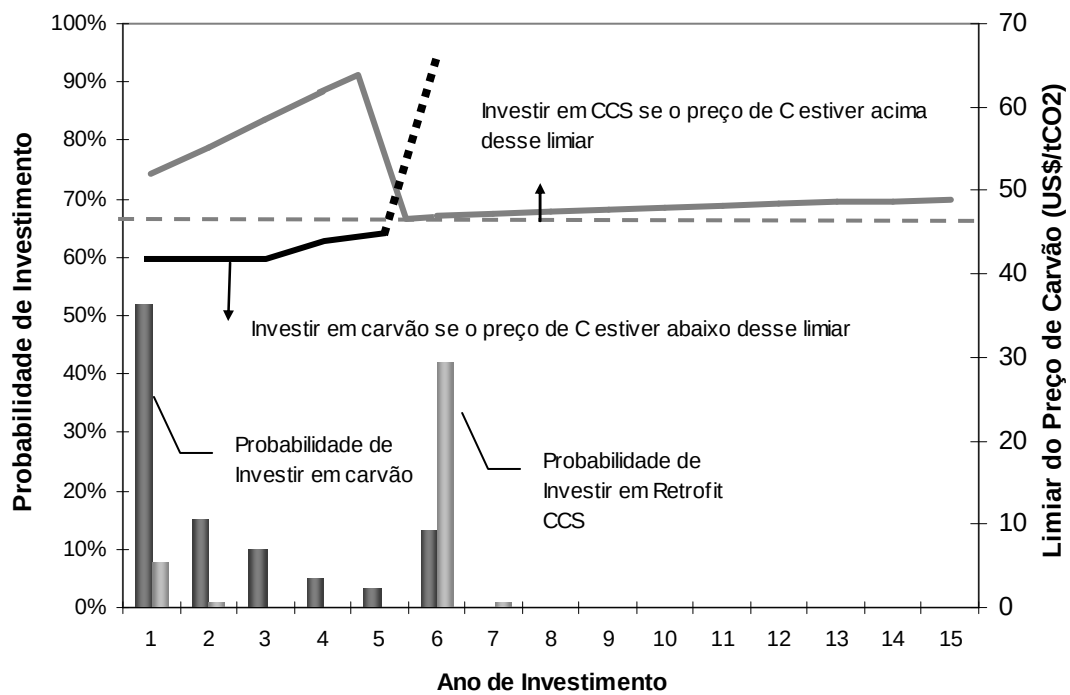
créditos de carbono (linhas cinzas contínuas). As regiões sombreadas indicam que o investidor deve esperar ao invés de investir imediatamente considerando um cenário de 10 anos antes do choque no preço dos créditos de carbono.



Fonte: Blyth *et al.*, 2007

Figura D.1 – Regiões de escolha entre algumas opções de geração em função dos cenários de preços de combustíveis e dos créditos de carbono.

Uma alternativa analisada por Blyth *et al.* (2007) é o investimento em uma usina a carvão sem CCS, porém com a possibilidade de se realizar uma reforma nessa usina (“*retrofit*”) acrescentando posteriormente essa tecnologia. Dessa forma, o CCS atua como um “*hedge*”, ou seja, caso o preço dos créditos de carbono aumentem (ou, equivalentemente, os custos impostos à emissão de gases de efeito estufa aumentem), o investimento nessa tecnologia passa a ser vantajoso. Isso é demonstrado no gráfico apresentado na Figura C.2 onde o choque no preço dos créditos de carbono ocorre no ano 6.



Fonte: Blyth *et al.*, 2007

Figura D.2 – Probabilidade de investimento em uma usina a carvão com a possibilidade de retrofit com CCS.