

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

**Eletrobrás**   
Centrais Elétricas Brasileiras SA

PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

PLANO 2015

Volume III

ESTUDOS BÁSICOS

REL  
621.31PL2015  
F39  
V.3/5  
e.2

33868

33868

Rel

621.31 PL 2015

E39

1.3/5

e 20

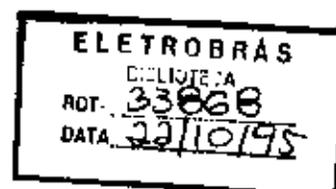
---

**PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA  
1993/2015**

**PLANO 2015**

**VOLUME III**

**ESTUDOS BÁSICOS**



**ELETROBRÁS**  
Abril de 1994

---

# COORDENAÇÃO

**Diretoria de Planejamento e Engenharia**

Av. Presidente Vargas, 642 - 10º  
Centro - Rio de Janeiro - RJ  
Cep.: 20079-900

**Secretaria Executiva do GCPS**

Av. Presidente Vargas, 409 - 9º  
Centro - Rio de Janeiro - RJ  
Cep.: 20071-003

## INFORMAÇÕES

TELEFAX: (021) 507-2351

TELEFONE: (021) 232-7259 OU 296-3938 (Ramais 214 - 314)

---

**PLANO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**1993/2015**

**PLANO 2015**

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA

Ministro: Alexis Stepanenko

Secretário de Energia: Peter Greiner

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA

Diretor: José Said de Brito

DEPARTAMENTO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

Diretor: Eugênio Miguel Mancine Scheleder

**CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A**  
**ELETOBRÁS**

**DIRETORIA**

Presidente:  
Planejamento e Engenharia:  
Administração:  
Operação de Sistemas:  
Gestão Corporativa e Financeira:

José Luiz Alquéres  
Mauro Fernando Orofino Campos  
Rudérico Ferraz Pimentel  
Mário Fernando de Melo Santos  
Marcos José Marques

---

---

# **COORDENAÇÃO DO PLANO 2015**

## **ELETOBRÁS**

### **DIRETORIA DE PLANEJAMENTO E ENGENHARIA**

**COORDENADOR:** MAURO FERNANDO OROFINO CAMPOS

**COORDENADOR ADJUNTO:** ALTINO VENTURA FILHO

DPA - Deptº de Meio Ambiente  
DPD - Deptº de Desenv. Tecnol. e Industrial  
DPE - Deptº de Estudos Energéticos  
DPG - Deptº de Engenharia  
DPS - Secretaria Executiva do GCPS  
DPT - Deptº de Transmissão  
DAH - Deptº de Recursos Humanos  
DFE - Deptº de Estudos Econômicos e de Mercado  
DOD - Deptº de Distribuição e Conservação de Energia  
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

Antonio Carlos do Amaral  
Júlio Pedro Vaz Esmeraldo  
João Carlos R. Albuquerque  
Carlos Almir S. Morrissy  
Luiz Pereira Barroso  
Julio César Guimarães Praça  
Carlos Pinheiro dos S.B. Neto  
Carlos Alberto de C. Afonso  
Mauro César da Rocha  
Xisto Vieira Filho

**SUPERVISÃO/EDITORIAÇÃO**  
DPS - Secretaria Executiva do GCPS

---

---

**GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS  
ELÉTRICOS - GCPS  
COMITÊ DIRETOR**

COORDENADOR DO COMITÊ DIRETOR  
SECRETARIO EXECUTIVO  
REPRESENTANTE DO DNAEE

MAURO FERNANDO OROFINO CAMPOS  
ALTINO VENTURA FILHO  
DARIO JOSÉ GONÇALVES GOMES (In Memoriam)

**REGIÃO/EMPRESA**

**REPRESENTANTE DAS EMPRESAS  
NO COMITÊ DIRETOR**

***REGIÃO NORTE***

CEA  
CEAM  
CELPA  
CELTINS  
CER  
CERON  
ELETROACRE  
ELETRONORTE

Raimundo Nonato da S. Pires  
Rosenberg Gomes de Andrade  
Vilmos da Silva Grunvald  
João Carlos Reia  
Paulo Sergio Lemos Latgé  
Jorge Ademir Mateus de Lima  
Leandro Domingos Teixeira Pinto  
Winter Andrade Coelho

***REGIÃO NORDESTE***

CELPE  
CEPISA  
CEMAR  
CHESF  
COELBA  
COELCE  
COSERN  
ENERGIPE  
SAELPA  
CEAL

Rostand Batista dos S. Freire  
Mauricio Costa Medeiros  
Carlos Eduardo de Carvalho Gomes  
Leonardo Lins de Albuquerque  
André Augusto Teixeira  
Roberto Garrido de Figueiredo  
Rui Nunes Rego  
Adalberto José Moreira de Moura  
Robson Barbosa  
Gilson Barbosa Athayde

***REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE***

CEB  
CELG  
CEMAT  
CEMIG  
CERJ  
CESP  
CPFL  
ELETROPAULO  
ESCELSA  
FURNAS  
LIGHT

Antonio de Padua Pereira  
Ovidio Antonio de Angelis  
Rubens Correa da Costa  
Márcio de F. Teixeira Campos  
Eduardo Pinto Esteves Areal  
Dante Ronaldo Monaco Siani  
Arlindo Gonçalves Araújo  
Osvaldo Crespo de Abreu  
Helvecio Antonio de Mattos  
Anello Puzziello  
Jorge Orlando Barbosa

***REGIÃO SUL***

CEEE  
CELESC  
COPEL  
ELETROSUL  
ENERSUL

José Luiz Espanhol  
Luiz Carlos de Freitas  
Raul Munhoz Neto  
Luiz Zapelini  
Beverly dos Santos Martinez

---

# RELATÓRIOS DO PLANO 2015

## VOLUME I - RELATÓRIO EXECUTIVO SÍNTESE

### VOLUME II - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 1</b>	METODOLOGIA E PROCESSO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO.
<b>PROJETO 2</b>	O SETOR ELÉTRICO E A ECONOMIA BRASILEIRA
<b>PROJETO 3</b>	PERSPECTIVAS DO MERCADO E DA CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 4</b>	A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA · POTENCIAL HIDRELÉTRICO · DERIVADOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

### VOLUME III - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 4</b>	A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA (Continuação) · CARVÃO MINERAL · ENERGIA NUCLEAR · RESÍDUOS DE CANA DE AÇÚCAR · BIOMASSA FLORESTAL · FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA: Solar, Eólica, Xisto, Oceânica, Hidrogênio, Resíduos Orgânicos, Turfa e Lignito. · INTERCÂMBIOS ENERGÉTICOS COM PAÍSES VIZINHOS
------------------	---

### VOLUME IV - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 5</b>	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 6</b>	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
<b>PROJETO 7</b>	A QUESTÃO AMBIENTAL E O SETOR ELÉTRICO · FONTES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA · PROJETOS HIDRELÉTRICOS DO PLANO DE EXPANSÃO · SISTEMAS DE TRANSMISSÃO
<b>PROJETO 8</b>	A QUESTÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA

### VOLUME V - ESTUDOS BÁSICOS

<b>PROJETO 9</b>	A QUESTÃO INSTITUCIONAL E A PARTICIPAÇÃO PRIVADA NO SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 10</b>	A POLÍTICA INDUSTRIAL E O SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 11</b>	A POLÍTICA TECNOLÓGICA E O SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 12</b>	ESTRATÉGIA DE EXPANSÃO DO SISTEMA - OFERTA E DEMANDA
<b>PROJETO 13</b>	OS RECURSOS HUMANOS E O SETOR ELÉTRICO
<b>PROJETO 14</b>	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA GLOBAL



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 4  
A Oferta de Energia Elétrica  
● Carvão Mineral

---

# PLANO 2015

## PROJETO 4

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

CARVÃO MINERAL

**ÍNDICE**

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. ASPECTOS GERAIS .....</b>	<b>3</b>
<b>3. HISTÓRICO E CARACTERÍSTICAS DOS CARVÕES MINERAIS BRASILEIROS.....</b>	<b>4</b>
3.1 Histórico da Termelétricidade a Carvão no Brasil.....	4
3.2 Classificação dos Carvões .....	5
3.3 Localização das Reservas Brasileiras .....	5
<b>4. DIRETRIZES POLÍTICAS E ECONÔMICAS DO GOVERNO FEDERAL E SUAS     IMPLICAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO E CARBONÍFERO .....</b>	<b>14</b>
<b>5. OPÇÕES TECNOLÓGICAS.....</b>	<b>16</b>
5.1 Usinas Termelétricas com Caldeira a Carvão Pulverizado .....	17
5.1.1 Combustão Convencional com Queimadores de Baixa Emissão de NOx utilizando Carvão Bruto ROM .....	17
5.1.2 Combustão Convencional com Dessulfuração do Carvão Pré-Combustão e Queimadores de Baixa Emissão de NOx .....	17
5.1.3 Combustão Convencional de Carvão ROM com Queimadores de Baixa Emissão de NOx e Dessulfuração dos Gases de Combustão .....	18
5.2 Usinas Termelétricas com Caldeiras de Combustão de Carvão em Leito Fluidizado Atmosférico .....	19
5.3 Usinas Termelétricas com Sistemas de Ciclo Combinado a partir do Carvão Mineral .....	19
5.4 Extensão de Vida Útil.....	21
5.5 Conclusões sobre Tecnologias para Futuros Empreendimentos .....	22
5.6 Tecnologias em Desenvolvimento.....	26
<b>6. ALTERNATIVAS E OPÇÕES DE SUPRIMENTO DE COMBUSTÍVEIS.....</b>	<b>27</b>
6.1 Projeção e Perspectivas dos Preços do Petróleo, do Gás Natural e do Carvão Mineral.....	27
6.2 Utilização de Carvão Importado-Competitividade.....	28
6.3 Associação de Combustíveis .....	29
<b>7. CUSTOS DE INVESTIMENTOS E OPERAÇÃO .....</b>	<b>31</b>
7.1 Custos Referenciados em Investimentos no Exterior .....	31
7.2 Custos de Produção de Energia Elétrica .....	42
7.3 Aspectos Econômicos e Financeiros na Implantação de Termelétricas a Carvão .....	52
<b>8. PLANO DIRETOR PARA ÁREAS COM VOCAÇÃO CARBOELÉTRICA .....</b>	<b>53</b>
<b>9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>54</b>
9.1 Conclusões .....	54
9.2 Recomendações .....	55
<b>10. GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS .....</b>	<b>58</b>
<b>11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>60</b>
<b>12. EQUIPE .....</b>	<b>63</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A geração de eletricidade em escala comercial, desde seus primórdios, concentra-se em Usinas Hidrelétricas e Termelétricas; as últimas utilizando, preponderantemente, combustíveis fósseis. A predominância ou proporção destas formas varia de região para região, fundamentalmente pela disponibilidade das fontes de energia primária.

Na geração termelétrica, o carvão mineral é o combustível mais utilizado, mesmo com o aumento do uso das frações residuais da destilação do petróleo, o progressivo emprego do gás natural e os significativos avanços da termelétricidade nuclear. O carvão mineral é responsável por cerca de 40% da eletricidade produzida no mundo.

A preponderância do carvão mineral, em termos mundiais, decorre de algumas características próprias: como o seu preço em relação ao seu poder energético, a elevada disponibilidade em praticamente todos os pontos do Planeta, seja sob a forma de depósito, seja pelo seu transporte simples e seguro, e, ainda, pela não adaptabilidade a muitas outras maneiras de uso, que não a queima em fornalhas.

No Brasil, já o Plano 2010 considerava para a região Sul o desenvolvimento da termelétricidade a carvão mineral, tendo em vista o potencial de seus recursos. E indicava a necessidade de conhecimento e domínio tecnológicos, estabelecendo como estratégia, a progressiva capacitação tecnológica nacional em projeto, construção e operação de unidades termelétricas, garantindo uma transição harmônica de um programa predominantemente hidrelétrico para um futuro sistema hidro-térmico.

O desenvolvimento constante de pesquisas tem justificado e confirmado a confiança depositada no carvão e nos esforços efetuados, traduzidos hoje na potencialidade em escala nacional desse energético, que constitui atualmente cerca de 2/3 das fontes não renováveis do País, representando, em energia, cerca de dez vezes os recursos identificados em petróleo, três vezes os identificados em energia nuclear e dez vezes os identificados em óleo de xisto (Fonte: MINFRA - Balanço Energético Nacional, 1990).

A termelétricidade a carvão mineral não vinha sendo considerada como opção para a expansão do parque gerador nacional em consequência dos imensos recursos hídricos competitivos que se estendem por todo o território nacional, sem restrições, até recentemente, para seu aproveitamento, bem como pela perspectiva de que o esgotamento do potencial hidrelétrico só ocorreria fora do horizonte dos estudos até então realizados.

Esse aspecto quase cultural, aliado à ambientação restrita em que foram elaborados vários planos de expansão do Setor Elétrico não permitiu agregar, até então, a visão das características, potencialidades e peculiaridades regionais ao planejamento nacional. Neste contexto, a pequena expansão termelétrica ocorrida no País remonta a iniciativas isoladas das empresas, anteriores ao início do planejamento do setor a nível nacional.

Iniciativas importantes foram concretizadas pelas ELETROSUL e CEEE, seguindo rotas diferenciadas: a ELETROSUL, a partir da utilização de parcela do rejeito do beneficiamento do carvão de Santa Catarina, e a CEEE, utilizando carvão "in natura" na jazida de Candiota.

Em decorrência, acumula-se hoje significativa experiência na utilização do carvão nacional para a geração termelétrica, pois se desenvolveu um expressivo contingente técnico e gerencial, com atuação tanto na condução das atividades de projeto e construção quanto na operação e manutenção de usinas termelétricas a carvão mineral.

Com os custos crescentes para a utilização dos aproveitamentos hidrelétricos disponíveis no Brasil, dentro dos horizontes do Plano 2015, a geração termelétrica a carvão passa a ser uma alternativa atraente de desenvolvimento.

Este trabalho objetiva estabelecer uma base conceitual para a análise da expansão termelétrica a carvão mineral sob um enfoque não apenas regional, mas como uma alternativa de suprimento de energia integrada a uma estratégia nacional.

Assim, procura-se abordar as principais questões que envolvem os impasses e as oportunidades que se descortinam para a geração termelétrica a carvão mineral.

Como tal, o capítulo Aspectos Gerais trata algumas condicionantes que configuram o cenário para o desenvolvimento do carvão mineral. No capítulo 3, procede-se a uma breve análise histórica da trajetória do carvão no cenário brasileiro e a situação de suas reservas e potencialidades.

As diretrizes políticas e econômicas do governo federal e suas influências são analisadas no capítulo 4. A questão ambiental é abordada no Projeto 7, sob a perspectiva da legislação pertinente e as necessárias estratégias das empresas para abordarem esta questão.

As rotas e Opções Tecnológicas possíveis para o desenvolvimento da geração termelétrica a carvão mineral (capítulo 6), e as Alternativas e Opções de Suprimento de Combustíveis abordadas (capítulo 7) constituem-se em premissas para as configurações utilizadas para estimar os Custos de Investimento e Operação dos novos empreendimentos (capítulo 8).

O capítulo 9 relata, a partir da experiência pioneira da CEEE, recomendações para a implementação de planos diretores para áreas de vocação carboelétrica.

No capítulo final sintetizam-se as conclusões e recomendações para delinear as ações de desenvolvimento do uso do carvão mineral na termelétricidade.

## 2. ASPECTOS GERAIS

No Brasil cerca de 95% da eletricidade atualmente produzida é oriunda de usinas hidrelétricas. No horizonte do Plano 2015 a termelétricidade poderá representar de 10% a 15% da energia elétrica produzida, pois cerca de 55% do potencial hidrelétrico brasileiro está localizado na região amazônica, distante dos maiores centros de carga, concentrados nas regiões Sudeste e Sul.

Num parque de geração predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, a operação de usinas termelétricas reveste-se de vantagens que permitem o máximo aproveitamento da sua energia, a um custo inferior ao que teria no caso de sua operação isolada.

Numa usina hidrelétrica a fonte primária é a água, que possui um caráter aleatório, razoavelmente previsível, por estar condicionada a fatores climáticos que afetam diretamente a sua disponibilidade para geração. O dimensionamento de um sistema exclusivamente hidrelétrico deve assegurar o atendimento prioritário à energia, uma vez que o atendimento da ponta de carga do sistema depende apenas da capacidade instalada da usina. A consequência é que as vazões médias afluentes, evidentemente maiores que as do período utilizado para o seu dimensionamento, proporcionam gerações médias maiores do que as garantidas, resultando em energia adicional chamada de energia secundária. Esta energia secundária disponível não poderá ser aproveitada em sistemas isolados, pois não há mercado para ela, nem poderá ser ofertada, por não haver garantia de disponibilidade. O sistema hidro-térmico possibilita a utilização dessa energia, na substituição de térmica correspondente.

Numa usina termelétrica o combustível não é aleatório. No sistema hidrotérmico brasileiro, a prioridade de geração é atribuída àquelas usinas que apresentam menor custo de operação. No caso de estíagem, a entrada em operação das termelétricas pode ser priorizada.

A política tarifária, a implantação do horário brasileiro de verão durante quatro meses por ano e a própria racionalização do uso da energia, conduzem a um melhor aproveitamento da capacidade instalada, procurando diminuir a utilização da energia elétrica nos horários de ponta do Sistema Interligado. Isto acelera o crescimento do fator de carga, que na região Sul atingiu 66% e na região Sudeste 73%, em 1990.

As usinas termelétricas têm contribuído para garantir que o risco de déficit do sistema interligado não ultrapasse o patamar de 5%, para redução de perdas e diminuição de investimento em sistemas de transmissão, particularmente no Rio Grande do Sul.

O carvão mineral constitui a maior parcela dos recursos energéticos não renováveis, dos quais representa cerca de dois terços, sendo prevista uma participação expressiva desse insumo no contexto econômico - energético nacional, a partir da próxima década, quando a geração termelétrica a carvão poderá ser expandida de forma substancial.

### 3. HISTÓRICO E CARACTERÍSTICAS DOS CARVÕES MINERAIS BRASILEIROS

#### 3.1. HISTÓRICO DA TERMELETRICIDADE A CARVÃO NO BRASIL

A utilização do carvão mineral para a geração de energia elétrica, iniciou-se tanto em Santa Catarina, quanto no Rio Grande do Sul. Na década de 20, em Santa Catarina, com o uso de uma máquina a vapor de 20 HP, junto à mineração de carvão no Barro Branco Velho; no Rio Grande do Sul, com a Usina Ponta da Cadeia, hoje conhecida como Usina do Gasômetro, com potência de 24,6 MW, visando à iluminação pública da cidade de Porto Alegre. Na década de 40, foi implantada a Usina Termelétrica de Capivari (SC), com potência instalada de 20 MW junto ao Lavador de Carvão de Capivari, com o objetivo de atender ao conjunto das minas localizadas no sul do Estado, exploradas pela Companhia Siderúrgica Nacional. Na mesma década, foi iniciada, no Rio Grande do Sul, a implantação da Usina Termelétrica de São Jerônimo, que só começou a operar no ano de 1954, com duas máquinas de 5 MW cada, sendo acrescida de mais uma máquina de 10 MW, em 1958.

Em 1961, instalou-se a Usina de Candiota I, com 20 MW, desativada em 1974, devido à conversão de frequência. Em 1974, entrou em operação a Usina Presidente Médici, Fase A, com duas máquinas de 63 MW cada e a partir de 1987 a Fase B, com mais duas máquinas de 160 MW cada, elevando a potência instalada para 446 MW.

Em 1962, entrou em operação comercial a Usina TERMOCHAR, com 3 x 18 MW em Charqueadas, sendo ampliada em 1965 para 72 MW.

Em 1963, no Paraná, foi instalada a Usina de Figueira, com 3 x 10 MW, estando uma das unidades desativada.

Em 1965, entraram em operação comercial as unidades da Usina Jorge Lacerda (2 x 50 MW). Em 1975, agregaram-se-lhe 2 x 66 MW e, em 1979, 2 x 125 MW.

Atualmente a potência instalada total em usinas termelétricas a carvão mineral no Brasil é de 1040 MW, especificada conforme a Tabela 3.1, a seguir:

**TABELA 3.1**  
Capacidade Instalada Atual a Carvão Mineral - MW

USINA	ESTADO	CAPACIDADE INSTALADA
Jorge Lacerda A	SC	232
Jorge Lacerda B	SC	250
Charqueadas	RS	72
Presidente Médici A	RS	126
Presidente Médici B	RS	320
São Jerônimo	RS	20
Figueira	PR	20
<b>TOTAL</b>	-	<b>1.040</b>

Encontram-se em construção três unidades de 350 MW: Jorge Lacerda IV e Jacui I, ambas sob responsabilidade da ELETROSUL e a primeira unidade de Candiota III, da CEEE, com previsão para entrada em operação comercial em 1994, 1996 e 1998, respectivamente.

### 3.2. CLASSIFICAÇÃO DOS CARVÕES

O carvão mineral constitui-se em uma rocha sedimentar combustível, formada a partir de vegetais que sofreram soterramento e compactação em bacias originalmente pouco profundas. A carbonificação gradativa da matéria vegetal original é determinada por fatores como a pressão, a temperatura, os movimentos tectônicos e seu tempo de atuação.

As fases de transformação da matéria vegetal em carvão são as seguintes: matéria vegetal - turfa - lignito - carvão ou hulha, e antracito.

Da variação dos constituintes fundamentais - carbono, hidrogênio e oxigênio - deriva a sua classificação, que pode ser resumida em termos percentuais e em base seca, da seguinte forma:

Classificação	Carbono	Hidrogênio	Oxigênio
Madeira	50 %	6 %	43 %
Turfa	55-60 %	6 %	34-39 %
Lignito	67-78 %	5 %	17-28 %
Carvão ou Hulha	80-90 %	5 %	4,5-15 %
Antracito	96 %	2 %	2 %

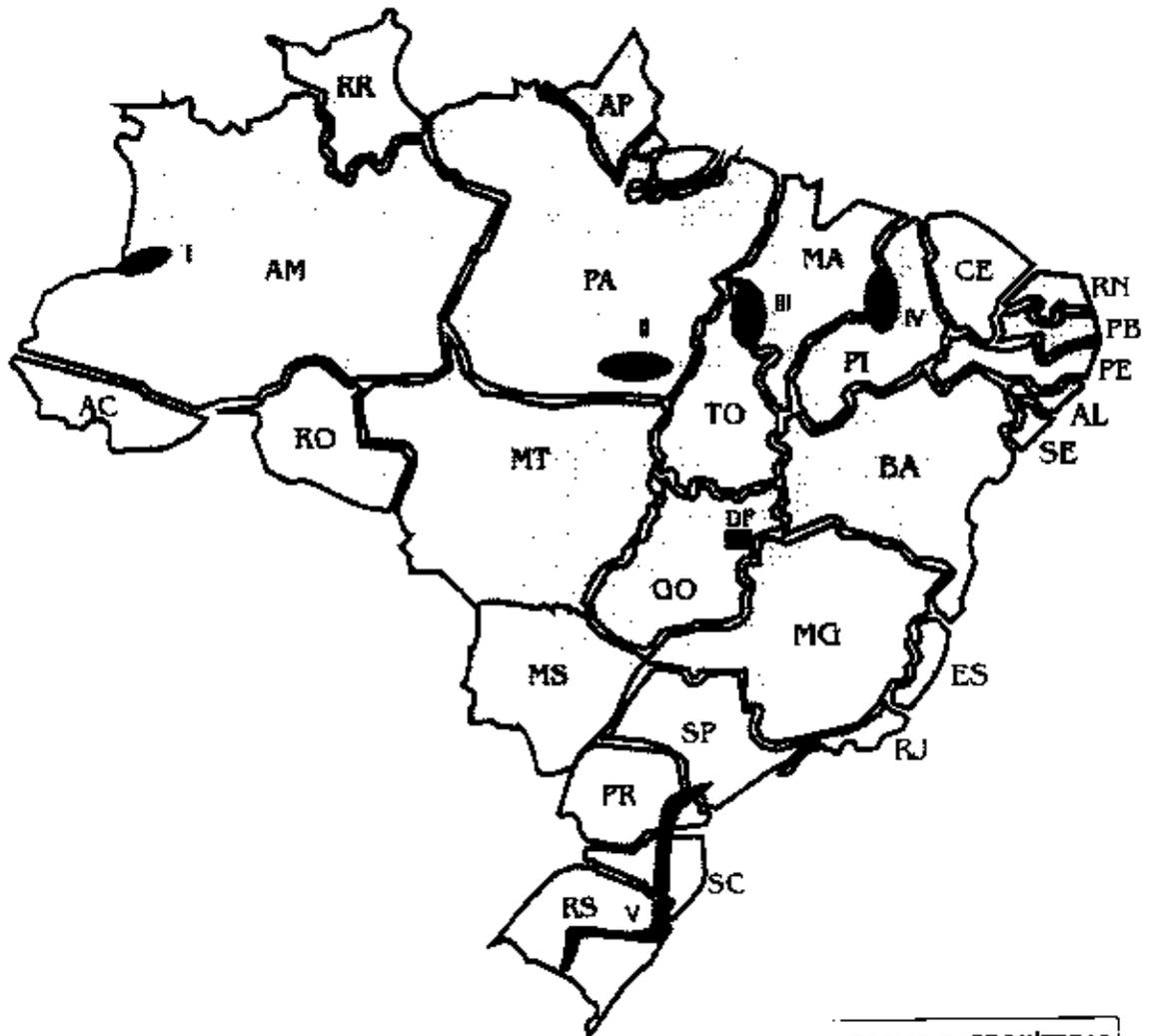
No tocante à referida "série dos carvões", registra-se que no Brasil é encontrado desde o lignito até o antracito. O lignito ocorre de forma mais relevante na parte ocidental do estado do Amazonas e na bacia do Jatobá, enquanto os carvões (betuminosos e sub-betuminosos), que constituem as reservas brasileiras mais importantes, encontram-se sobretudo nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina e de forma menos significativa no Paraná e São Paulo.

### 3.3. LOCALIZAÇÃO DAS RESERVAS BRASILEIRAS

O carvão mineral é encontrado em diferentes pontos do território brasileiro, como pode ser verificado na Figura 3.1. Essa distribuição se faz segundo cinco grandes regiões: região do Alto Amazonas, região do Rio Fresco, região do Tocantins - Araguaia, região Ocidental do Piauí e região do Brasil Meridional. Destas, a região do Brasil Meridional é a única, na situação atual, economicamente interessante à exploração.

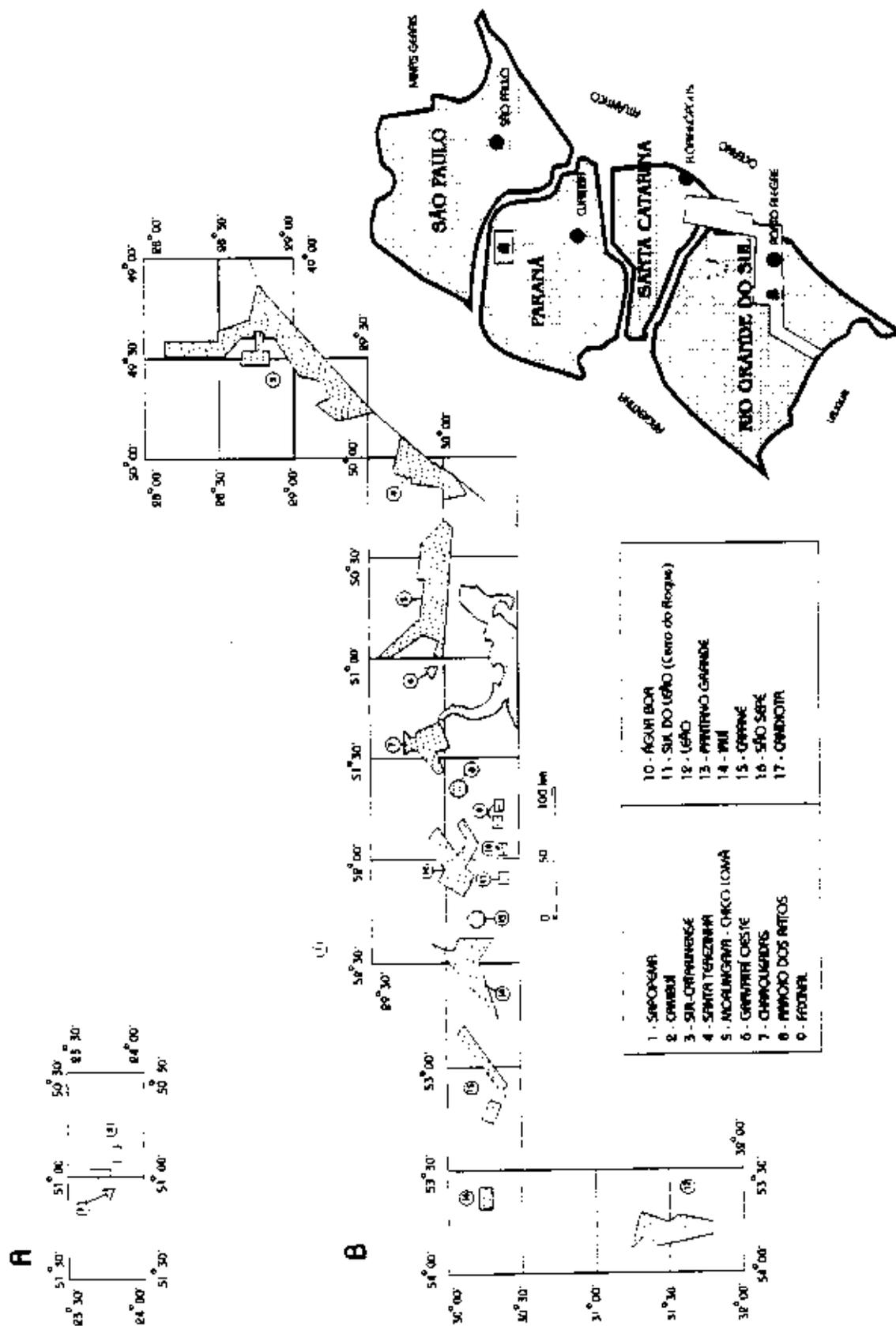
A "região do Brasil Meridional", representada na Figura 3.2, abange a faixa de ocorrências carboníferas localizadas na região sul do País e em parte do estado de São Paulo, no interior da Bacia Sedimentar do Paraná.

FIGURA 3.1  
BACIAS CARBONÍFERAS DO BRASIL



BACIAS CARBONÍFERAS	
I -	Alto Amazonas
II -	Rio Branco
III -	Tocantins Araguaia
IV -	Piauí
V -	Brasil Meridional

FIGURA 3.2  
PRINCIPAIS JAZIDAS DE CARVÃO DA BORDA LESTE DA BACIA DO PARANÁ



O estado de São Paulo possui apenas uma jazida carbonífera, na região de Cerquilha. Tendo em vista a sua pequena dimensão, não se configuram possibilidades de aproveitamento termelétrico.

No Paraná (Detalhe A), as principais ocorrências situam-se nas regiões dos rios Tibagi e Peixe. As jazidas conhecidas são de pequeno porte, apresentando teores elevados de enxofre.

Em Santa Catarina (Detalhe B), o carvão mineral ocorre na região sudeste do Estado, na chamada Jazida Sul-Catarinense, composta de várias camadas, das quais destacam-se três: Barro Branco, Irapuá e Bonito.

No Rio Grande do Sul (Detalhe B), a faixa carbonífera bordeja o Escudo Cristalino Riograndense, destacando-se as jazidas de Candiota, Inui, Leão-Butiá, Charqueadas, Morungava-Chico Lomã e Santa Terezinha.

O total das reservas brasileiras, conforme Informativo Anual da Indústria Carbonífera DNPM-CPRM - atinge 32,4 bilhões de toneladas. Salienta-se que 10,2% destas constituem-se em reservas medidas, 21,3% em reservas indicadas, 21,3% em reservas inferidas e os restantes 47,2% classificadas como recursos potenciais ou reserva marginal. Considerando a profundidade da ocorrência das diferentes jazidas e/ou reservas de carvão, têm-se cerca de 16% do total (5,3 bilhões de toneladas) com coberturas inferiores a 50 metros, passíveis de exploração a céu aberto.

Para efeito da definição do potencial termelétrico a partir das reservas minerais de carvão, foi considerada vida útil das usinas termelétricas de 30 anos, operando com fator de capacidade de 70%. Adotaram-se os seguintes consumos específicos (t/MWh): CE 3300: 1,0; CE 3700: 0,68; CE 4500: 0,55; CE 6000: 0,41.

### **Rio Grande do Sul**

Neste estado concentra-se a maioria dos recursos carboníferos identificados no País, que totalizam 28,8 bilhões de toneladas, significando 88,8% do total nacional.

Tais recursos acham-se distribuídos em uma série de jazidas isoladas ao longo de uma faixa que se estende do sudeste (Bagé) a nordeste (Capão da Canoa) (Figura 3.2).

Geograficamente e para efeito de análise, esses recursos foram divididos em três grandes blocos de jazidas, a saber: Candiota, Médio e Baixo Jacuí e Litoral Norte.

### **Candiota**

Esta jazida contém 44% dos recursos totais de carvão identificados no estado e 38% do total nacional, atingindo 12,3 bilhões de toneladas. Destaca-se a camada Candiota, encerrando o total de 7,8 bilhões de toneladas, das quais 2,3 bilhões mineráveis a céu aberto. O carvão desta jazida sobressai, dentre os nacionais pela circunstância de sua característica ao longo do jazimento. Classificado na forma bruta (ROM) como CE 3300, é de difícil lavabilidade.

Considerando o ponto e as particularidades da jazida, que permitem a lavra a céu aberto com baixo custo de extração, apresenta grande atratividade econômica para o aproveitamento em estado bruto.

Essa região constitui um pólo carboenergético em pleno desenvolvimento, tendo na termelétricidade a atividade propulsora de projetos de lavra, beneficiamento, escoamento de carvão e calcário, dispondo de infra-estrutura habitacional e aero-rod-ferroviária. A unidade mineira já implantada na região, com capacidade de 2,8 milhões de toneladas de CE 3300 por ano, atende todo o parque termelétrico local e tem condições de atender ao consumo de mais 400 MW termelétricos com pouco mais de 50% de sua capacidade.

Já se encontram planejadas três unidades mineiras (Candiota III-A, B, C) que teriam capacidade de produzir 9,3 milhões de toneladas de CE 3300/ano, disponibilizando um potencial termelétrico associado a 1500 MW.

Com base nas reservas exploráveis a céu aberto, medidas e indicadas, com recuperação de 90%, estima-se um potencial de 11.100 MW.

Este potencial a céu aberto, pela sua dimensão e atratividade econômica, tem utilização prioritária, suficiente para a expansão termelétrica além do horizonte do Plano 2015.

Considerando os recursos totais identificados, o potencial desta região é da ordem de 35.000 MW.

### **Médio e Baixo Jacuí**

Os recursos de carvão, identificados nesta região, estão distribuídos por várias jazidas isoladas, representando 30% dos recursos carboníferos totais do Estado e 26% a nível nacional, totalizando 8,3 bilhões de toneladas. Destas, destacam-se as de Iruí, Leão e Charqueadas, em sua maioria de lavra subterrânea.

Os carvões desta região, com característica mais própria ao beneficiamento, possibilitam a produção de frações nobres, utilizadas como redutor na siderurgia, energético para cimento e outras indústrias, além de frações intermediárias consumidas nas UTE Charqueadas e São Jerônimo.

Na jazida de Iruí, das 527 milhões de toneladas, medidas e indicadas, as camadas mineráveis a céu aberto totalizam 196 milhões de toneladas.

Na jazida do Leão, a parcela significativa de carvão é de subsolo, especialmente a camada I, com reserva estimada em 413 milhões de toneladas.

A jazida de Charqueadas, composta de seis camadas, tem na camada IIF, destacadamente, o maior interesse em mineração. Apenas nesta camada, limitada a profundidade máxima de 300 m, estão contidas 740 milhões de toneladas, das quais 72 milhões mineráveis a céu aberto.

A essas reservas pode ser associado um potencial termelétrico, através de duas alternativas de utilização:

- a primeira, com a hipótese de que todo o carvão ROM seja destinado à produção do CE 3700, exclusivo para a termelétricidade;
- a segunda, prevendo-se a obtenção conjunta do carvão mais nobre para uso industrial.

As perspectivas potenciais de expansão de mercados dos carvões energéticos com 30 a 35% de cinzas, levam a uma ampliação da oferta associada de frações intermediárias do tipo termelétrico. Em consequência o Setor Elétrico será, necessariamente, induzido a participar dos estudos de viabilidade dos empreendimentos que vierem a ser implantados na região, no sentido de consumir a parcela de produção vocacionada para a geração termelétrica, ou mesmo de frações de rejeitos, utilizando tecnologias de combustão em leito fluidizado.

Assumindo-se que todo carvão seja utilizado para termelétricidade, o potencial das reservas medidas e indicadas da região do baixo Jacuí é de 5630 MW, conforme Tabela 3.2, a seguir:

TABELA 3.2

Mina	Reserva Med/Ind. (milhões t)	CE 3700 p/E. Elétrica (milhões t)	Recuperação	Potencial Termelétrico (MW)
Iruí (CA)	196	114	a,b	910
Iruí (SS)	331	107	c,b	860
Leão (SS)	413	155	c,d	1.130
Charqueadas (SS)	668	300	c,b	2.730
Charqueadas (CA)	72	43	a,b	
<b>TOTAL</b>	<b>1.935</b>	<b>719</b>	<b>-</b>	<b>5.630</b>

- OBS.: a - recuperação de lavra CA 90%  
 b - recuperação de beneficiamento 65%  
 c - recuperação de lavra SS 50%  
 d - recuperação de beneficiamento 75%  
 CA - céu aberto  
 SS - subsolo

### Litoral Norte

Os recursos de carvão identificados nesta região representam 26% dos recursos carboníferos do estado e 23% do nível nacional, totalizando 7,4 bilhões de toneladas. As jazidas de Santa Terezinha, Morungava e Chico Lomã, mineráveis em subsolo, destacam-se não só pelo seu porte como por conter carvão coqueificável.

Está prevista a produção de no mínimo duas frações vendáveis: carvão metalúrgico com 15% de cinzas e carvão energético CE 3700 destinado à termelétricidade. O aproveitamento do carvão metalúrgico só será viabilizado com o uso da fração energética. Com estas premissas o potencial termelétrico referente as reservas medidas e indicadas é da ordem de 600 MW, conforme Tabela 3.3, a seguir:

TABELA 3.3

Recursos		Reserva Med/Ind. (milhões t)	CE 3700 p/E.Elétrica (milhões t)	Recupera- ção	Potencial Termelétrico (MW)
Morungava/ Chico Lomã	CA	130	18	a,c	140
	SS	416	31	b,c	250
TOTAL		546	49		390
S. Terezinha	SS	363	27	b,c	215
TOTAL GERAL		909	76	--	605

OBS.: a - recuperação de lavra CA 90%  
 b - recuperação de lavra SS 50%  
 c - recuperação de beneficiamento CE 3700 15%  
 CA - céu aberto  
 SS - subsolo

### Santa Catarina

Os recursos identificados na jazida sul catarinense representam 11% do total nacional, somando 3,5 bilhões de toneladas dispostas, predominantemente, em duas camadas: Barro Branco e Bonito. Até 1990, a mineração de Santa Catarina era dirigida para a produção de carvão metalúrgico da camada Barro Branco. O carvão termelétrico CE 4500, consumido no Complexo Jorge Lacerda, era obtido como subproduto do beneficiamento do Carvão Metalúrgico.

A camada Barro Branco possui carvão com características coqueificantes com reservas, medida e indicada, da ordem de 1,3 bilhões de toneladas.

Com a suspensão do consumo deste carvão metalúrgico pela Siderurgia e a paralisação do lavador de Capivari, a atividade mineradora voltou-se à produção direta de carvão energético. A continuidade do suprimento dos CE 4500 e CE 5200 será mantida.

O carvão energético passível de ser produzido a partir desta camada é suficiente para garantir o abastecimento do Complexo Jorge Lacerda durante sua vida útil.

A expansão da termelétrica no sul de Santa Catarina dar-se-á, preferencialmente com o carvão bruto (ROM) da camada Bonito, que dispõe de recursos totais da ordem de 1,5 bilhões de toneladas.

A camada Bonito estende-se, em jazimentos descontínuos, desde o norte de Lauro Müller até a plataforma continental do litoral sul catarinense.

Cerca de 350 milhões de toneladas ocorrem com coberturas menores que 50 metros e 950 milhões de toneladas em profundidades de 50 a 300 metros.

As localidades de Içara, ao sul, e Lauro Müller, ao norte, são os sítios onde a espessura da camada e a quantidade de carvão contido tornam a lavra sobremodo viável.

De acordo com a CPRM, os recursos desta camada ocorrem de acordo com a seguinte variação de cobertura, apresentada na Tabela 3.4, a seguir.

**TABELA 3.4**  
**RECURSOS DE CARVÃO DA CAMADA BONITO INFERIOR**  
**(JAZIDA SUL CATARINENSE)**

CAMADA/ COBERTURA	(Milhões de Toneladas de Carvão Contido)				TOTAL
	MENOR QUE 50m	DE 50 A 300m	DE 300 A 800m	MAIOR QUE 800m	
Bonito Inferior	344,7	605,7	354,7	242,3	1.547,4

Observe-se que 61% desses recursos, ou seja, 950 milhões de toneladas de carvão contido, estão situados em zonas de cobertura de até 300m.

Admitindo-se que 60% dos recursos situados até 50m e 25% para aqueles situados entre 50 e 300m sejam recuperáveis, tem-se um potencial da ordem de 1750 MW, dos quais 1000 MW correspondem à parcela de carvão passível de ser minerada a céu aberto.

As expressivas reservas cubadas que se prestam para a lavra a céu aberto da camada Bonito, notadamente na região norte, representam um atrativo adicional que deverá motivar a exploração, por exigirem menores investimentos e apresentarem menores custos de produção.

Em ambos os casos, exploração a céu aberto e/ou subsolo, prevê-se a implantação de um novo modelo e fluxo de produção tanto quanto possível desvinculado do atualmente existente, onde o consumo das frações de mais alta cinza ocorra localmente, junto às unidades mineiras.

As demais unidades geradoras previstas para Santa Catarina poderão ser satisfatoriamente abastecidas pelo carvão energético da camada Bonito e pelos subprodutos do pré-beneficiamento do CE 4500, representados tanto pelas quantidades que continuarão sendo geradas ao longo da vida útil da camada, como por frações utilizáveis destes materiais que já se encontram depositados.

As características do carvão da camada Bonito impõe que o consumo seja local, tipo boca-de-mina, eliminando-se qualquer custo adicional pelo transporte, devendo introduzir o conceito de mina cativa, pelo que os sítios de Lauro Müller e/ou Içara deverão sediar as unidades previstas de 125 MW.

O consumo dos subprodutos energéticos disponíveis nas regiões produtoras ajusta-se perfeitamente a concepção de unidades de pequeno porte, 50 MW, equipadas com caldeira segundo tecnologia de combustão fluidizada, com atrativos adicionais representados pelo presumível baixo custo do combustível e pela redução dos níveis de impactação ambiental decorrentes da sua estocagem a céu aberto.

Torna-se necessária, ainda, a realização de testes de combustão, em escala industrial, com o produto similar ao CE 4500 da camada Barro Branco, de forma a poder complementar eventuais déficits de fornecimento de combustível ao Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

**Paraná**

Os recursos identificados de carvão naquele estado resumem-se às jazidas de Cambuí e Sapopema, totalizando 108,2 milhões de toneladas, pouco significativas em relação aos recursos nacionais (0,3%).

O carvão bruto extraído tem boa lavabilidade, porém elevado teor de enxofre. Através do beneficiamento é produzido o CE 6000, consumido pela indústria e pela Usina Termelétrica de Figueira.

A única mina projetada de Sapopema tem um potencial termelétrico da ordem de 260 MW, calculado para consumir CE 6000.

**TABELA 3.5  
USINAS TERMELÉTRICAS A CARVÃO MINERAL**

ESTADO	EM OPERAÇÃO	EM CONSTRUÇÃO	POTENCIAL		
			RESERVAS MEDIDAS E INDICADAS	RESERVAS (*) INFERIDAS / MARGINAIS	RECURSO TOTAL IDENTIF.
RS	538 MW	700 MW	27.200 MW	29.500 MW	56.700 MW
SC	482 MW	350 MW	1.750 MW	+50 MW	2.200 MW
PR	20 MW	-	260 MW	-	260 MW
<b>TOTAL</b>	<b>1.040 MW</b>	<b>1.050 MW</b>	<b>29.210 MW</b>	<b>29.950 MW</b>	<b>59.160 MW</b>

**Notas:**

1 - Potencial calculado considerando uso exclusivo dos recursos para termelétricidade. Neste potencial está incluída a parcela de carvão energético para uso industrial, cujo consumo, hoje de porte equivalente ao da termelétricidade, é altamente variável, dependendo diretamente dos preços do óleo combustível.

2 - O potencial associado às reservas de alto grau de conhecimento e confiabilidade, medidas e indicadas, é suficiente para atender a expansão da termelétricidade além do horizonte do plano 2015. O potencial total, baseado nos recursos totais identificados, inclui as reservas hoje classificadas, pelo seu grau de conhecimento e economicidade, como inferidas e marginais, devendo ser tomado apenas como estimativo.

(\*) Inclui estimativas preliminares referentes às reservas inferidas e marginais, com os seus inerentes graus de confiabilidade.

**TABELA 3.6  
POTENCIAL ASSOCIADO ÀS RESERVAS MINERÁVEIS A CÉU ABERTO**

MINA	Reserva 10 <sup>6</sup> t	Carvão Energético 10 <sup>6</sup> t	Potencial Termelétrico (MW)
Candiota (RS)	2.300	2.070	16.030
Iruí (RS)	196	114	910
Charqueadas (RS)	72	43	344
Chico Lomã (RS)	130	18	140
<b>TOTAL (RS)</b>	<b>2.698</b>	<b>2.245</b>	<b>17.424</b>
Camada Bonito (SC)	344,7	207	1.000
<b>TOTAL (RS/SC)</b>	<b>3.042,7</b>	<b>2.452,0</b>	<b>18.424,0</b>

#### **4. DIRETRIZES POLÍTICAS E ECONÔMICAS DO GOVERNO FEDERAL E SUAS IMPLICAÇÕES NO SETOR ELÉTRICO E CARBONÍFERO**

Constata-se hoje, no Brasil, a transição de uma fase em que se buscava a nacionalização para o início de uma era de competitividade. O que está provocando esta mudança é a exaustão do programa de nacionalização promovido pelo BNDES. A insuficiência tarifária e a falta de mecanismo que permitissem o auto-financiamento da expansão fazem com que o Setor Elétrico se volte para a iniciativa privada, uma vez que a sua capacidade de endividamento se esgotou, por falta de pagamentos e de tarifas adequadas.

Em função da falta de capacidade de investimento do Estado, no Setor Elétrico, há uma tendência, desde que as tarifas sejam satisfatórias, de participação de capital privado em empreendimentos de pequeno e médio portes, na condição de auto-produtores. Especificamente, no caso da termelétricidade, a expansão deverá contar com a participação do Setor Carbonífero associado a grandes consumidores.

No horizonte do plano 2015, os custos marginais e sócio-ambientais crescentes das usinas hidrelétricas, tornarão competitivos os empreendimentos termelétricos, de acordo com as oportunidades técnico-econômicas e as solicitações de mercado.

Isto já acontece no exterior há décadas, com relação aos derivados do petróleo, gás natural e carvões energéticos.

Dentre estes energéticos, o único que tende a manter-se competitivo é o carvão mineral devido ao volume de reservas e à sua melhor distribuição geográfica mundial.

Quanto aos derivados de petróleo e o gás natural, pelo esgotamento mais próximo de suas reservas e por sua situação geopolítica, tenderão à redução de sua competitividade destes pelo aumento de preços e pela diminuição de disponibilidade.

As novas diretrizes do Governo Federal levaram à desregulamentação do setor carbonífero, com sua consequente saída de atividades empresariais e a exposição do setor à economia de mercado. Entretanto, a retração no consumo de energia elétrica aliada à compulsoriedade da compra da energia de ITAIPU, acarretaram uma redução na geração termelétrica a carvão, e no consumo de carvão energético. A privatização da Carbonífera Próspera, a paralisação do Lavador de Capivari e o fim do consumo e produção do carvão metalúrgico trouxeram modificações no perfil dos produtos da indústria carbonífera de Santa Catarina.

No Rio Grande do Sul a mineração estatal coexiste com minerações privadas.

Em contrapartida, com as crescentes exigências ambientais, houve uma preocupação com a viabilização do aproveitamento dos resíduos das usinas termelétricas como fontes de receita ou como redução nos custos de combustível e ambientais.

No cenário internacional, as marcantes mudanças iniciadas nos países desenvolvidos, neste final de século, têm alterado sua estrutura política, social e econômica, propagando-se para o resto do

mundo. Pode-se vislumbrar um cenário mais favorável evidenciado pela interpenetração de mercados, suspensão de barreiras alfandegárias e distensão internacional do qual, no Brasil, o reflexo mais recente é a formação do MERCOSUL.

A expansão dos sistemas elétricos deve buscar as mudanças no modelo tecnológico para a geração termelétrica, em função das limitações de ordem ambiental e legal dos locais onde serão implantados.

Nesta nova realidade se impõem como condicionantes para o planejamento setorial:

1. escassez de recursos no Setor Elétrico, incertezas do mercado para decisão de longo prazo (riscos) e os juros durante a construção, sugerem investimentos em unidades de menor porte;
2. política industrial com abertura de mercado/fronteiras de produção, comercialização e perfil do carvão mineral;
3. alteração no modelo de produção e comercialização do carvão mineral;
4. restrições ambientais decorrentes da legislação para termelétricidade com base no carvão mineral;
5. revisão do modelo tecnológico com base na queima pulverizada;
6. assimilação de tecnologias de conversão;
7. implementação de diretrizes para a termelétricidade a carvão mineral, desde a etapa de mineração, beneficiamento, transporte, passando pelo processo de geração, até o mercado e/ou disposição final dos resíduos;
8. concessão de incentivos especiais aos empreendimentos termelétricos que apresentarem soluções tecnológicas e que equacionem devidamente as questões ambientais e econômicas do ciclo de utilização do carvão mineral.

A Questão Ambiental relacionada com a geração termelétrica a carvão mineral será tratada no Projeto 7 "A Questão Ambiental e o Setor Elétrico".

## 5. OPÇÕES TECNOLÓGICAS

Até recentemente, a avaliação tecnológica era, basicamente, uma comparação direta entre um conjunto de tecnologias disponíveis, visando o atendimento de condicionantes operacionais, seguida de seleção daquela que se mostrasse mais econômica.

No complexo mundo atual, com economias que apresentam mudanças rápidas em função de seu interrelacionamento, não é mais possível esta avaliação, com base única e exclusiva nos parâmetros técnico-econômicos deste conjunto de tecnologias considerado.

Os investimentos requeridos devem estar relacionados com a estrutura econômica do país, as necessidades do mercado doméstico, o relacionamento deste mercado com as economias vizinhas, a situação cultural e social, a infraestrutura e recursos existentes, os planos globais de desenvolvimento econômico, políticas governamentais e as estratégias comerciais a nível internacional.

Enquanto que os parâmetros técnicos são de quantificação relativamente simples em termos dos custos, os fatores não técnicos na sua maioria podem ser avaliados apenas qualitativamente. Algumas das tecnologias de geração mais recentes têm sido projetadas com atributos que se destinam ao atendimento de alguns destes parâmetros não-técnicos.

Projetos padronizados, modulares, em tamanhos menores (150 a 250 MW), têm sido a tendência a nível mundial, no sentido de redução do tempo de construção e custos, associados a um mais fácil equacionamento e gerenciamento da relação destas unidades com o meio ambiente, em função da dinâmica associada a variações da qualidade ambiental das regiões de instalação das usinas termelétricas.

Além dos tradicionais fatores técnico-econômicos normalmente considerados, a opção por uma das rotas tecnológicas indicadas para a aplicação da tradicional queima de carvão, sob a forma pulverizada, bem conhecida por empresas do Setor Elétrico em cuja área de atuação encontram-se as jazidas dos carvões brasileiros, dependerá da análise do seguinte conjunto de fatores associados ao empreendimento estudado:

- a) características do combustível;
- b) grau de comprometimento ambiental da região de implantação da UTE;
- c) situação sócio-cultural das populações residentes na área de influência do empreendimento termelétrico;
- d) expectativa de evolução da legislação ambiental para a região de implantação da UTE;
- e) existência de mercado para os sub-produtos da combustão e dos processos de dessulfurização de gases.

A liberdade e oportunidade de escolha de alternativa que otimize todas estas variáveis associadas a um empreendimento termelétrico, dependem de uma adequação das resoluções do CONAMA, que regulamentam os padrões de emissão, substituindo-se padrões rígidos de emissão por fonte, aplicados em caráter generalizado, pelo estabelecimento de metas de manutenção e até melhoria da qualidade ambiental, estabelecendo-se zoneamento em função dos atuais níveis de

comprometimento do meio ambiente e consideradas as capacidades de regeneração de cada região, mapeadas a partir de cuidadoso inventário ambiental.

Desenvolve-se a seguir, uma primeira aproximação da análise das opções tecnológicas para geração termelétrica com base no carvão mineral, associando os principais atributos técnicos e não-técnicos relacionados à sua aplicação.

## **5.1 USINAS TERMELETRICAS COM CALDEIRA A CARVÃO PULVERIZADO**

Atualmente, predominam ainda, amplamente, as usinas termelétricas a vapor com carvão pulverizado, com potências consolidadas em torno de 600 MW e com consumos específicos de calor em torno de 1800 kcal/kWh. Isto representa um consumo de calor 10 vezes menor que as unidades pioneiras do início do século.

A quantidade de combustível consumida por aquelas unidades pioneiras tornaria inviável a energia termelétrica, a partir da década de 20 pelas dificuldades econômicas, técnicas e ambientais.

As implementações verificadas a partir de então, com destaque para o desenvolvimento da queima do carvão pulverizado, permitiram o uso eficiente de carvão de baixa qualidade e aumento das capacidades das usinas.

O uso de condições supercríticas para o vapor tem potencial para ganhos de eficiência que podem permitir, em usinas com caldeiras a carvão pulverizado, rendimentos de ciclo da ordem de 37 a 40%, mesmo sendo considerada a hipótese de instalação de sistemas de dessulfuração de gases de combustão.

As tecnologias disponíveis a nível internacional, independentemente de escala, são as seguintes:

### **5.1.1 Combustão Convencional com Queimadores de Baixa Emissão de NOx utilizando Carvão Bruto ROM**

Baseia-se na queima do carvão pulverizado com a chama difusa. A tecnologia para combustão com menor formação de NOx evita a concentração da chama, atuando sobre sua geometria e promovendo a queima por estágios, diminuindo a temperatura de combustão, com conseqüente redução na formação de NOx.

### **5.1.2 Combustão Convencional com Dessulfuração do Carvão Pré-Combustão e Queimadores de Baixa Emissão de NOx**

A dessulfuração, operação de retirada de enxofre do combustível, do carvão mineral pode ser efetuada por processos físicos (jigagem, ciclonagem, flotação), químicos, microbiológicos (biolixiviação) e de conversão (gaseificação, liquefação e pirólise).

O beneficiamento do carvão por britagem e lavagem pode remover até 90% da pirita, principal composto de enxofre presente no carvão mineral.

Os novos processos de beneficiamento, em fase de pesquisa a nível internacional, poderão ser adaptados aos carvões brasileiros.

Como consequência da utilização do carvão beneficiado, pode-se alcançar os seguintes resultados:

- redução da poluição ambiental;
- redução dos custos e investimentos no controle ambiental;
- redução dos investimentos na área das caldeiras, cinza e combustíveis;
- redução da manutenção e custos operacionais.

### **5.1.3 Combustão Convencional de Carvão ROM com Queimadores de Baixa Emissão de NOx e Dessulfurização dos Gases de Combustão**

Neste caso, a dessulfurização consiste na operação de retirada de anidrido sulfúrico (SO<sub>2</sub>), a redução das emissões de enxofre nos gases da combustão é feita por uma planta de "lavagem dos gases" instalada entre a caldeira e a chaminé.

Este processo, apesar de permitir altos índices de retenção do SO<sub>x</sub>, envolve altos custos de investimento, bem como operação onerosa, prejudicando a economicidade dos empreendimentos termelétricos.

Diversas são as rotas possíveis, desde a injeção seca de calcário nos dutos das caldeiras, com eficiência de retenção de SO<sub>x</sub> da ordem de 40 a 50%, até os sofisticados processos onde o enxofre retido é recuperado na forma elementar ou na forma de compostos químicos utilizáveis nas indústrias de fertilizantes, como é o caso do sulfato de amônia.

Os custos de investimento em sistemas de dessulfurização de gases de combustão oscilam de 110 a 430 US\$/kW, correspondendo a custos operacionais de 7 a 25 US\$/MWh (valores internacionais).

As novas tecnologias, com base no leito fluidizado, passaram a ter seu desenvolvimento viabilizado a partir do crescimento dos custos de investimento e operação das usinas a carvão pulverizado, adicionadas de sistemas para limpeza dos gases, fundamentalmente os correspondentes à dessulfurização. A característica de complementaridade das usinas termelétricas a carvão mineral, no Brasil, implica na inadequação desta tecnologia na operação de sistemas hidrotérmicos.

Os aspectos relativos à queima pulverizada dos carvões brasileiros fazem parte do acervo técnico das empresas que já atuam na termelétricidade com base no carvão mineral, o que, somado à experiência internacional, reduz significativamente os desafios técnicos associados aos empreendimentos com base nestas rotas tecnológicas. Entretanto, torna-se necessária uma etapa de desenvolvimento relacionada com os processos de dessulfurização, se esta for a opção para os futuros empreendimentos.

## **5.2 USINAS TERMELÉTRICAS COM CALDEIRAS DE COMBUSTÃO DE CARVÃO EM LEITO FLUIDIZADO ATMOSFÉRICO**

O carvão, reduzido a uma granulometria adequada, é mantido em suspensão na fornalha através de insuflamento de ar por meio de um distribuidor apropriado, situado no fundo da caldeira.

A operação de dessulfurização é feita de maneira simples, ocorrendo a reação dentro do leito, produzindo sulfato de cálcio (gesso), que é extraído junto com as cinzas. Este processo evoluiu para o chamado leito fluidizado circulante, cujo objetivo é aumentar o tempo de residência do combustível e do reagente, na câmara de combustão.

O leito fluidizado trabalha a temperaturas controladas e abaixo do ponto de fusão das cinzas (aprox. 850°C), evitando pois a formação e deposição de escórias junto às partes internas da caldeira, garantindo uma queima perfeita do combustível. Devido à sua baixa temperatura, reduz os valores de emissão de NOx.

É crescente a aplicação da tecnologia de combustão em leito fluidizado para a geração termelétrica. A maior razão para este crescimento é a aptidão desta técnica de combustão para a queima dos chamados combustíveis de má qualidade (alto teor de umidade, cinzas e enxofre) de forma limpa.

Hoje existem unidades que já alcançaram, de forma segura e confiável, potências entre 100 e 150 MW, atendendo de forma bastante eficaz aos limites de emissões estabelecidos.

A adoção da tecnologia de combustão em leito fluidizado, para a queima de carvão mineral, constitui passo decisivo para a compatibilização destas usinas às exigências de controle da poluição atmosférica.

## **5.3 USINAS TERMELÉTRICAS COM SISTEMAS DE CICLO COMBINADO A PARTIR DO CARVÃO MINERAL**

Como o carvão mineral continua sendo a principal fonte primária e o maior potencial energético do planeta, tem-se buscado o desenvolvimento de processos de geração aplicados a este insumo energético, através da utilização do princípio de ciclos combinados com turbinas a gás (gás combustível ou gases de combustão) e turbinas a vapor. O objetivo final é a redução do consumo específico de combustível, visando à redução das emissões de CO<sub>2</sub> (efeito estufa).

Das perdas totais de um sistema termelétrico convencional, 10% referem-se à caldeira e cerca de 55% ao calor contido no vapor de exaustão nas turbinas a vapor.

O vapor de exaustão das turbinas de condensação utilizadas nas usinas termelétricas apresenta temperaturas entre 30 e 45°C, contendo 610 a 617 kcal/kg de vapor, calor este que será praticamente todo dissipado nas torres de resfriamento para o meio ambiente, representando uma enorme quantidade de energia térmica perdida.

Para tornar utilizável esta energia pode-se promover um escape com temperaturas mais elevadas, de 200 a 300 °C, ou utilizar turbinas a gás no processo, cujo calor de exaustão apresenta temperatura acima de 500°C.

Desta forma, a quantidade de calor perdida pode ser recuperada através do processo de co-geração, cada vez mais utilizado em todo mundo.

Dois processos se destacam: combustão fluidizada a alta pressão (PFBC) e gaseificação integrada com ciclo(IGCC) combinado.

#### **a) Combustão Fluidizada a Alta Pressão**

Existem três grandes unidades de demonstração da geração termelétrica através de processo de ciclo combinado, utilizando-se a combustão fluidizada em alta pressão: TIDD nos Estados Unidos, Vartram na Suécia e Escatron na Espanha.

São unidades na faixa de 80 a 100 MW, que operam em caráter de desenvolvimento e demonstração de tecnologias, tendo sido comissionadas a partir de 1990.

A escala econômica para empreendimentos com base nesta tecnologia tende a situar-se em potências acima de 300 MW.

O futuro comercial desta tecnologia está atrelado aos resultados obtidos da avaliação dos três projetos de demonstração acima citados.

#### **b) Gaseificação e Combustão Fluidizada em Sistema de Ciclo Combinado ("Topping Cycle")**

No panorama mundial, levados em consideração os estágios de desenvolvimento das duas tecnologias básicas (gaseificação e combustão fluidizada) a serem aplicadas a este processo de conversão do carvão em energia elétrica, sua maturação dar-se-á em prazo mais curto que a do ciclo combinado a partir da combustão fluidizada em alta pressão.

Se considerada sua aplicação aos carvões brasileiros, esta tecnologia teria seu caminho crítico passando pela adequação de um processo de gaseificação às características destes carvões.

Os rendimentos alcançáveis através deste processo de geração podem atingir 50%, caracterizando um consumo específico de carvão menor do que o obtido em um processo termelétrico convencional.

A gaseificação de carvão mineral é praticada desde os anos 30, havendo diversos processos comerciais disponíveis, empregando os mais diversos princípios: leito fixo, leito fluidizado borbulhante, leito fluidizado circulante, pulverizados com cinzas fundidas (fundo úmido) ou cinzas secas (fundo seco). Durante a Segunda Guerra Mundial, a Alemanha garantiu o seu suprimento de combustíveis através da gaseificação de carvão e posterior conversão do gás a combustíveis líquidos.

A produção de gás combustível a partir do carvão teve, recentemente, um impulso significativo, a partir das crises do petróleo geradas com os conflitos no Oriente Médio, impulso este arrefecido com a normalização do suprimento de petróleo e a queda no seu preço internacional.

A experiência comercial mais bem sucedida é a desenvolvida pela SASOL na África do Sul que, a partir da gaseificação de carvão mineral, garante a auto-suficiência daquele país em termos de combustíveis líquidos.

Na SASOL, o gás produzido a partir do carvão é transformado em óleo diesel, gasolina, nafta e outros componentes líquidos, através da síntese de FISCHER-TROPSCH.

Há um número considerável de unidades de gaseificação de carvão em operação, a nível de demonstração (Estados Unidos, Alemanha, Inglaterra, França e outros).

A questão ambiental volta a oportunizar a utilização destes processos, dirigida agora a uma maior eficiência no aproveitamento do carvão e simplificação dos sistemas de tratamento dos efluentes.

#### **5.4 EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL**

Em função das restrições à obtenção de novas licenças e dos altos custos de investimento para novos empreendimentos, a extensão de vida útil das usinas termelétricas tem sido utilizada nos países desenvolvidos desde a década de 70.

A extensão de vida útil adquiriu um conceito mais amplo que a simples manutenção e/ou reforma dos equipamentos. Abrange critérios de modernização e repotencialização, pela substituição dos componentes originais por outros, com projetos, tecnologias e materiais atuais. Esta substituição objetiva, além de uma sobrevida de até 20 anos, redução de custos de geração e manutenção maior confiabilidade, maior eficiência e em muitos casos, maior potência. Muitos destes investimentos também são motivados pela necessidade de adequação ambiental de antigas unidades.

A viabilidade econômica associada à disponibilidade de recursos para investimento e a decisões estratégicas da empresa, devem definir o alcance das reformas, substituições ou repotencialização a serem implementadas, em cada usina.

No Brasil, uma vez que o atual parque termelétrico a carvão mineral é de 1040 MW e que as unidades mais antigas, com mais de 15 anos, contribuem com menos de 50% deste total, a extensão de vida útil de termelétricas a carvão, no horizonte do Plano 2015, caracterizará mais um papel de capacitação tecnológica e adequação ambiental do que propriamente uma alternativa de expansão da geração termelétrica.

É importante frisar que estas eventuais modificações nas unidades existentes podem-se constituir em empreendimentos interessantes, do ponto de vista econômico-ambiental e estratégico, para as empresas do Setor Elétrico. Estudos preliminares permitem uma quantificação de custos de investimento na faixa de 500 a 800 US\$/kW, com extensão da vida útil em até 20 anos e ganhos marginais de caráter ambiental.

## 5.5 CONCLUSÕES SOBRE TECNOLOGIAS PARA FUTUROS EMPREENDIMENTOS

Todas estas considerações indicam que o caminho para a expansão termelétrica com carvão nacional, no horizonte do Plano 2015, passa, necessariamente, por uma mudança de base tecnológica, saindo dos processos tradicionais e partindo para as tecnologias à base de leito fluidizado, iniciando pela adoção das caldeiras com combustão em leito fluidizado circulante à pressão atmosférica.

Em uma etapa posterior, poder-se-á adotar processos de ciclo combinado, reservando-se aqueles mais sofisticados e de maior rendimento para eventuais empreendimentos com carvões importados, quando é interessante o ganho significativo de eficiência devido ao custo mais alto do combustível.

Empreendimentos desta natureza podem ser concebidos para implantação nas regiões Norte e Nordeste, para onde o transporte dos carvões brasileiros se torna anti-econômico devido ao alto teor de inertes.

Com relação à gaseificação de carvões brasileiros, a Fundação de Ciência e Tecnologia - CIENTEC, a partir de uma planta piloto utilizando processo de leito fluidizado, tem alcançado bons resultados com praticamente todos os tipos de carvão. Esta experiência poderá ser útil para, no mínimo, orientar a adequação de eventuais projetos oferecidos internacionalmente, concebidos com base em processos comerciais disponíveis, adaptando-os às condições requeridas para o processamento dos carvões brasileiros. Desta forma reduzem-se os riscos do empreendimento, bem como oportuniza-se o aprimoramento da técnica desenvolvida a nível nacional.

O uso de sistemas de alta pressão do tipo PFBC ou Gaseificadores não é recomendável para carvões com altos teores de cinzas, devido às dificuldades operacionais associadas à alimentação e retirada de grandes massas de sólidos particulados, de vasos pressurizados submetidos a altas temperaturas.

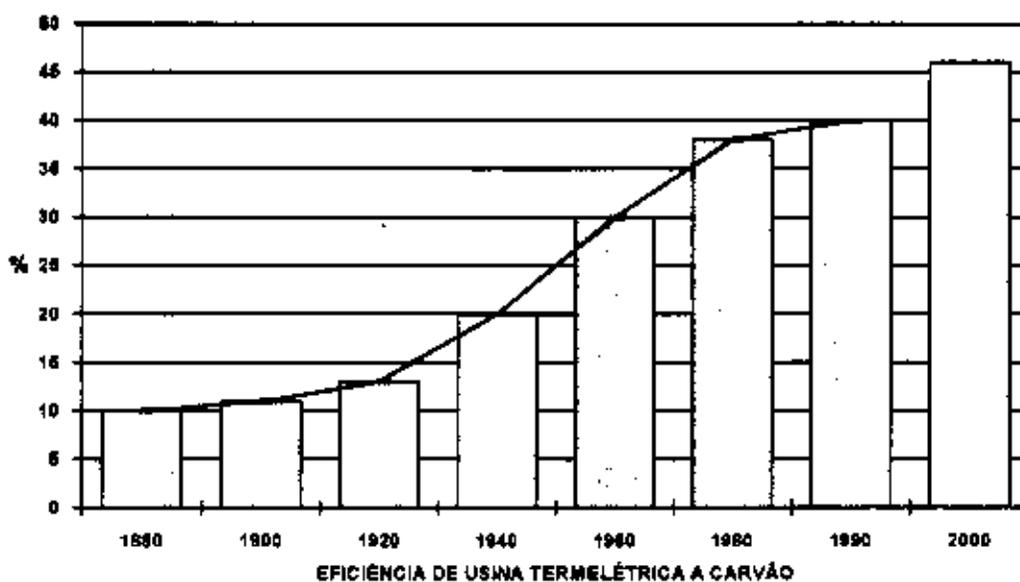
Seguindo-se estas premissas, a cronologia da adoção das chamadas tecnologias limpas para o aproveitamento energético do carvão estaria assim estabelecida:

1. Caldeiras de leito fluidizado circulante atmosférico (AFBC);
2. Gaseificação integrada a ciclo combinado através de gaseificadores de leito fluidizado atmosférico (AIGCC);
3. Acoplamento de gaseificação à pressão atmosférica integrada com ciclo combinado (AIGCC) com combustão em leito fluidizado atmosférico (AFBC), queimando-se na caldeira o resíduo carbonoso (char) resultante da gaseificação, misturado ao carvão bruto;
4. IGCC com gaseificador de leito fluidizado em alta pressão (PIGCC);
5. Combustão fluidizada em alta pressão PFBC.

É importante salientar que dentro de um programa de extensão de vida útil das usinas existentes, poderá ser oportuna a implantação pioneira de uma destas tecnologias, cumprindo função de assimilação tecnológica, bem como demonstração da possibilidade de compatibilização da termelétricidade a carvão com o meio ambiente.

FIGURA 5.1

PROMOÇÃO DE TECNOLOGIA DE ENERGIA PARA EUROPA



Fonte: Seminário Brasil - Europa

FIGURA 5.2

EFICIÊNCIA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO COM BASE NO CARVÃO MINERAL

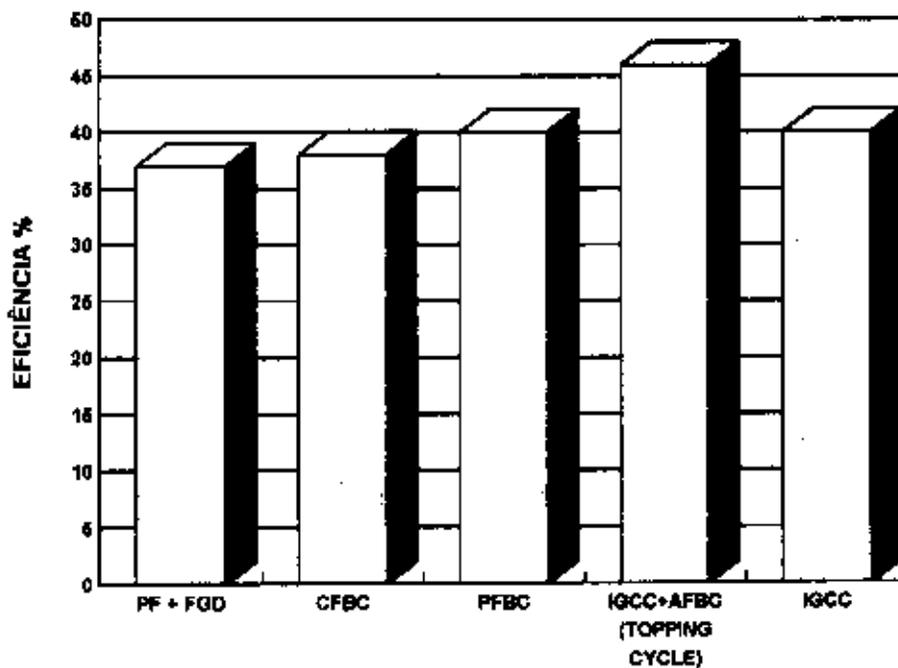


FIGURA 5.3

EFICIÊNCIA DE USINA TERMELETRICA A CARVÃO

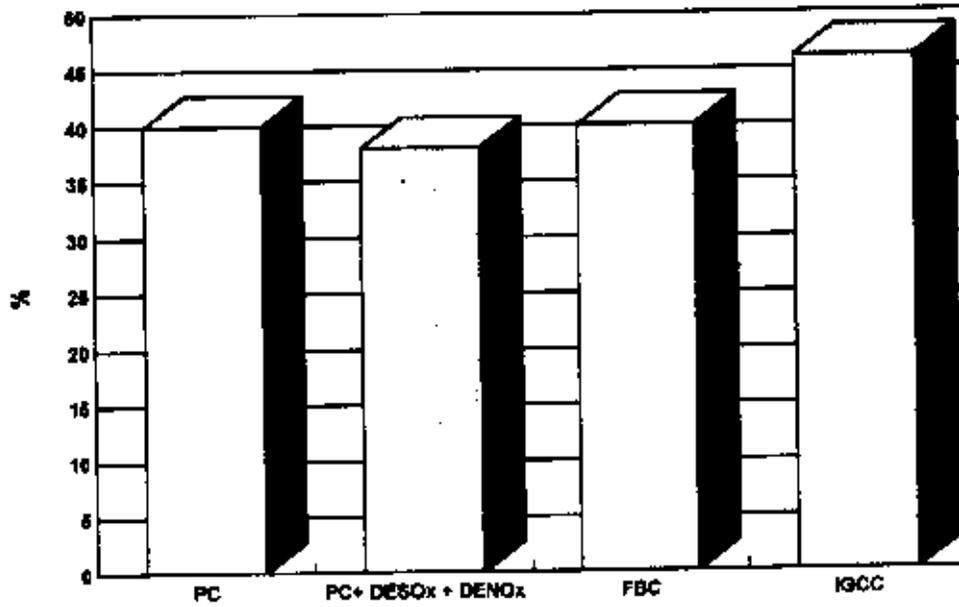
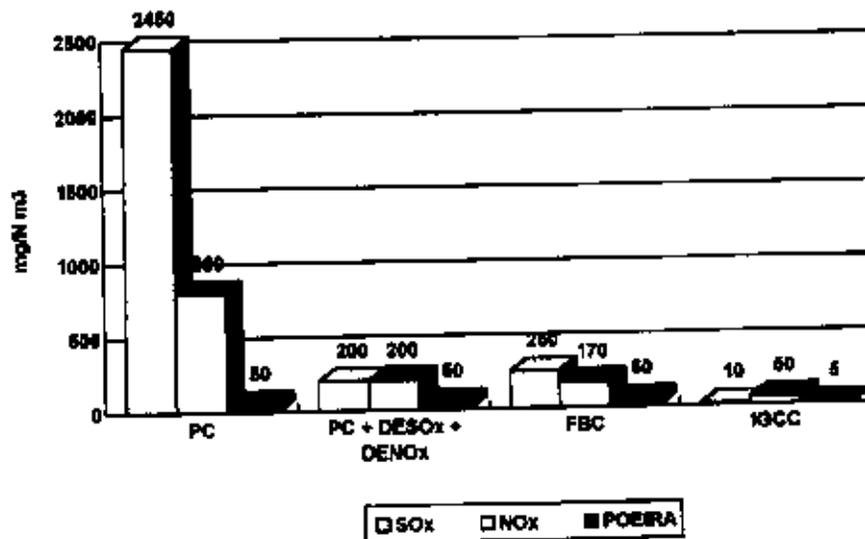
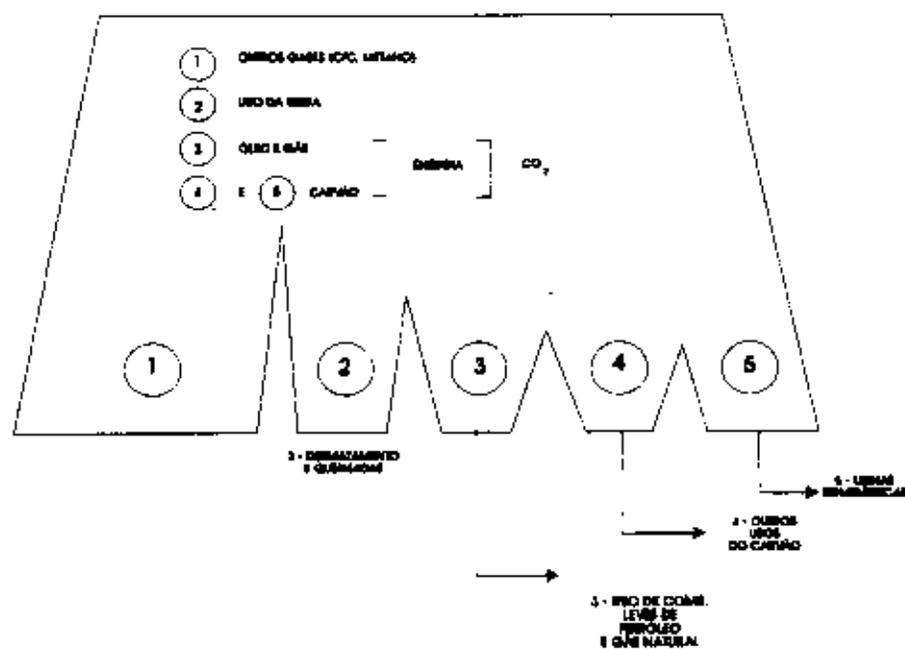


FIGURA 5.4

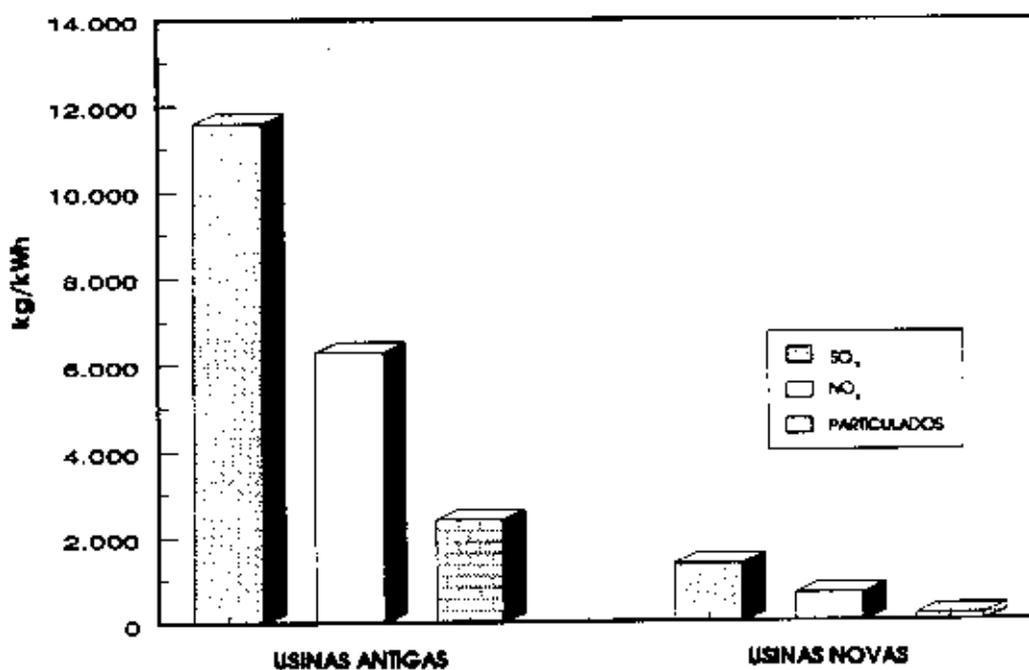
EMISSÃO DE VÁRIAS USINAS TERMELETRICAS A CARVÃO



**FIGURA 5.5**  
**CONTRIBUIÇÃO MUNDIAL DE GASES NOCIVOS À ATMOSFERA**  
**PRODUZIDOS PELO HOMEM**



**FIGURA 5.6**  
**COMPARAÇÃO ENTRE AS EMISSÕES DE ANTIGAS E MODERNAS**  
**USINAS TERMELÉTRICAS A CARVÃO DE 1000MW**

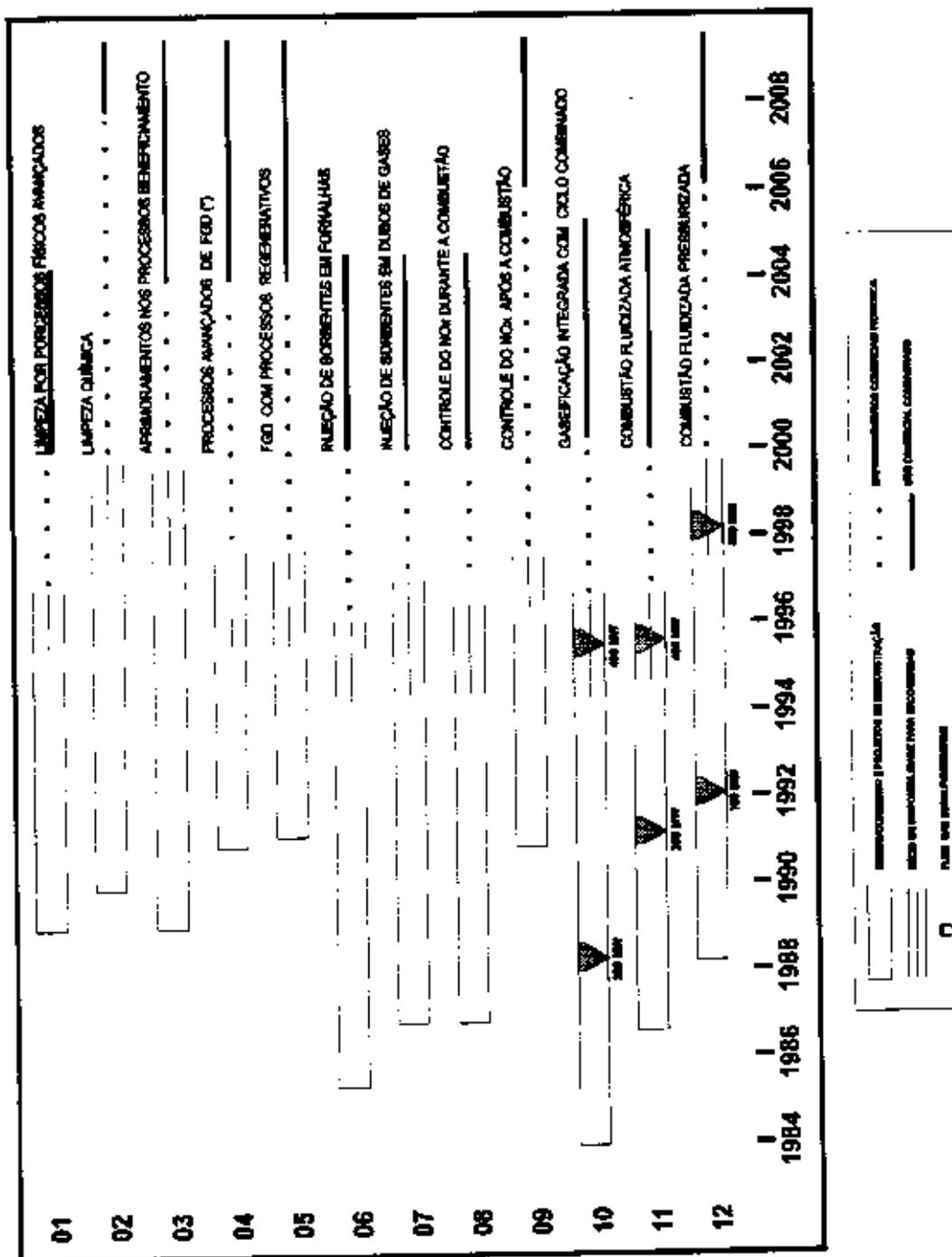


FONTE: GERMAN FEDERAL HOME OFFICE - 1989.

5.6 TECNOLOGIAS EM DESENVOLVIMENTO

Na Figura 5.7, registra-se cronologia de disponibilidades tecnológicas para geração de energia baseada em carvão mineral, desde a fase de desenvolvimento/projetos demonstração até o respectivo uso comercial.

**FIGURA 5.7**  
**DISPONIBILIDADE DE TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO COM BASE NO CARVÃO MINERAL**  
 (Fonte: EPRI-ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - USA)



## 6. ALTERNATIVAS E OPÇÕES DE SUPRIMENTO DE COMBUSTÍVEIS

### 6.1 PROJEÇÃO E PERSPECTIVAS DOS PREÇOS DO PETRÓLEO, DO GÁS NATURAL E DO CARVÃO MINERAL

A análise da evolução da energia primária no contexto mundial, referente aos combustíveis fósseis, à energia nuclear, e à hidroeletricidade, referidos ao ano de 1990, demonstra, com relação à reserva mundial e ao consumo, nos níveis atuais, a seguinte perspectiva de duração:

Petróleo:	43 anos
Gás Natural:	58 anos
Carvão:	238 anos
Energia Nuclear (urânio):	1000 anos
Hidroeletricidade:	limitados recursos hídricos

#### Petróleo e Gás Natural

Nos Estados Unidos, Europa Ocidental e Austrália seu consumo é decrescente. No resto do mundo nota-se um pequeno crescimento. O preço do gás natural tende a se elevar mais que o do petróleo.

Segundo o relatório do Banco Mundial (13), há tendência para substituir o petróleo pelo carvão nas gerações térmicas. Três aspectos devem ser considerados na apreciação destes dois combustíveis: preço, mercado e reserva.

Quanto ao preço, o do petróleo atualmente supera o do carvão mineral na geração térmica. Há tendência, para no ano 2010, o petróleo dobrar seu preço e o carvão aumentar apenas um terço.

Quanto ao mercado, o do petróleo se comporta de forma instável por sofrer forte influência política. No do carvão isto não sucede, pois suas fontes são melhor disseminadas.

Quanto às reservas, a expectativa do petróleo é de somente 43 anos (no ano 2010 - 23 anos), ao passo que as reservas de carvão excedem a 200 anos.

#### Carvão

O carvão tem seu consumo crescente nos Estados Unidos, Ásia e Austrália, estável na América Latina e África, decrescente na Europa Ocidental, Europa Central e Rússia, nestas últimas em decorrência do decréscimo do PIB.

Nas próximas duas décadas, vivenciar-se-á a retomada do carvão como combustível básico na geração térmica, em forma inversa à que ocorreu no passado. A perspectiva de aumento de seu preço está intimamente ligada ao crescimento do custo marginal da abertura de novas minas. Assim, fica clara a independência do preço destes dois combustíveis e quanto mais

aceleradamente aumentar o do petróleo em relação ao do carvão, mais rapidamente aquele será substituído por este.

## 6.2 UTILIZAÇÃO DE CARVÃO IMPORTADO-COMPETITIVIDADE

O carvão energético nacional tem hoje seu consumo limitado as regiões próximas a sua ocorrência. A atual estrutura e política de transporte praticamente inviabilizam seu consumo longe das minas. Desta forma, as próximas usinas termelétricas da Região Sul deverão ter sua localização, de preferência, junto às minas.

Para as regiões Sudeste, Norte e Nordeste, a utilização do carvão energético nacional torna-se inviável em função da conjuntura atual. O carvão mineral importado seria uma alternativa de combustível para utilização termelétrica, com preços, posto em portos nacionais, bastante competitivos.

Os carvões energéticos disponíveis no mercado internacional possuem um elevado conteúdo energético, acima de 6000 kcal/kg.

A Tabela 6.1, a seguir, apresenta as tendências de exportação de carvão energético no cenário do Plano 2015.

**TABELA 6.1**  
**EXPORTAÇÃO DE CARVÃO ENERGÉTICO**  
(10<sup>6</sup>t)

País	1990	2000	Além 2000
África do Sul	45	55-80	65
USA	30	20-50	35
Colômbia	15	40-50	45
Indonésia	4	20-30	25
Menores	36	40-60	50
Austrália	49	60-110	100
<b>TOTAL</b>	<b>179</b>	<b>50-350</b>	<b>320</b>

Os preços FOB destes combustíveis são, na maior parte dos casos, superiores aos preços dos carvões energéticos nacionais, calculados em função da kcal disponível para a queima. Entretanto, face ao seu elevado conteúdo energético, que corresponde a um consumo específico da ordem de 0,40 kg/kWh, tem o seu uso viabilizado como energético, principalmente nas regiões onde não ocorre carvão nacional.

O baixo teor de cinzas, aliado a um baixo consumo específico, permite custos competitivos de implantação e de operação de usinas termelétricas, em função do menor dimensionamento do sistema de manuseio e transporte de combustíveis e cinzas da usina.

O preço CIF do carvão colombiano, competitivo em relação aos demais, e o baixo teor de enxofre, da ordem de 0,7 %, viabilizam a implantação de usinas termelétricas convencionais, o que representa uma expressiva redução nos custos de investimento e operação, quando comparado às usinas termelétricas, onde existem exigências de redução no teor de enxofre dos gases de combustão.

A experiência brasileira na importação de carvão metalúrgico pelas empresas siderúrgicas, segundo maior item da pauta de importações de produtos minerais, recomenda ao Setor Elétrico uma estruturação e planejamento para suprimento deste combustível. Por outro lado a Colômbia, detentora do maior potencial de reservas localizadas na América Latina, constitui-se em um fornecedor internacional competitivo.

Adicionalmente, foram assinados acordos comerciais entre Brasil e Colômbia que visam promover maior participação daquele país no fornecimento de carvão ao mercado nacional.

### 6.3 ASSOCIAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

A possibilidade de se melhorar o rendimento de uma termelétrica convencional a vapor é bastante limitada, uma vez que a tecnologia nesta área vem atingindo um alto nível de desenvolvimento. Em contrapartida, obtém-se um aumento significativo do rendimento de uma unidade de geração de energia, quando se combina a utilização de turbina a gás com turbina a vapor. Este é exatamente o fundamento dos processos chamados Ciclos Combinados, ou seja, a utilização dos gases de exaustão da turbina a gás, para recuperar calor e gerar vapor que irá acionar a turbina a vapor.

Tais termelétricas, de conceituação simples e de custo de investimento baixo, com prazos de construção entre 4 e 5 anos, já atingem eficiências superiores a 50 %.

A produção de gás natural no Brasil é, hoje, de cerca de 20 milhões de Nm<sup>3</sup>/dia e seu consumo representa 2 % no balanço energético. Tanto a produção como o consumo estão em franca evolução no Sudeste, Nordeste e Norte, estando a Região Sul, no momento, à margem desse processo. No entanto, existe boa perspectiva do incremento de seu uso mediante a importação do gás argentino, gás boliviano e exploração de novas fontes nacionais.

O gás natural é utilizado no mundo, predominantemente, como combustível. No Brasil essa utilização é de 40%, sendo também importante a prioridade dada aos setores de fertilizantes, petroquímica, siderurgia e transporte.

A turbina a gás está se desenvolvendo aceleradamente, tanto em termos de eficiência como de potência. Entretanto, o fluido de combustão da turbina a gás apresenta elevado teor de oxigênio, cerca de 75 % do equivalente no ar atmosférico, e pode ser usado como ar de combustão em caldeiras convencionais, queimando carvão pulverizado ou óleo combustível. A turbina a gás funciona também como ventilador forçado e pré-aquecedor de ar. O calor adicional introduzido na caldeira aumenta a sua capacidade no pré-aquecimento da água de alimentação, reduzindo o número de extrações da turbina a vapor. Este arranjo agrega um ganho de 15 a 20 % de potência ao sistema convencional, ou seja, a turbina a gás necessária para este tipo de ciclo combinado deve ter potência de 15 a 20% da unidade convencional.

Nas turbinas a vapor, já existentes, deve-se verificar a possibilidade de suportarem, em maior ou menor grau, o fluxo adicional de vapor.

Os novos processos associados às turbinas a gás com carvão em ciclos combinados deverão atingir os seguintes objetivos:

- redução dos investimentos;
- solução simples das emissões de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e particulados;
- menor consumo de água de refrigeração, visto que somente 30 % da potência necessita de água de circulação para condensação.
- redução das emissões de CO<sub>2</sub>.

A associação de turbinas a gás em ciclo combinado com caldeira a carvão existente ou com caldeira especial de recuperação de calor, alimentando turbinas a vapor, proporcionará sistemas altamente competitivos.

## 7. CUSTOS DE INVESTIMENTOS E OPERAÇÃO

### 7.1 CUSTOS REFERENCIADOS EM INVESTIMENTOS NO EXTERIOR

As referências nacionais disponíveis de custos de implantação de usinas termelétricas a carvão mineral, em operação ou construção, dizem respeito somente a usinas convencionais que tiveram seus preços inflacionados tanto pelas restrições financeiras na fase de implantação, como pelas exigências de um elevado grau de nacionalização, sem a contrapartida de um programa mínimo de usinas que permitisse uma diluição dos custos.

Assim sendo, utilizaram-se referências internacionais com sobrepreços de 15% e 30%, como estimativa de custos de usinas termelétricas convencionais e de usinas termelétricas com novas tecnologias, desenvolvidas para atender a restrições ambientais.

O sobrepreço de 15% refere-se a custos de embalagens, fretes, seguros e capatazias. O sobrepreço de 30% inclui, além dos custos anteriores, os acréscimos de preços decorrentes da transferência de tecnologia e nacionalização, ou seja, equipamentos e componentes fabricados pioneiramente no Brasil, sob supervisão estrangeira. Os equipamentos da usina foram considerados isentos de taxas de importação. A entrada em vigor da Lei nº 8.630/93, que permite aos portos (terminais) privados prestarem serviços de capatazias e a mudança de posicionamento governamental concernente à reserva de mercado, ensejam reduções nos sobrepreços considerados.

Uma UTE de 600 MW convencional, a carvão, apresenta a estrutura de custos, conforme Tabela 7.1, a seguir:

TABELA 7.1

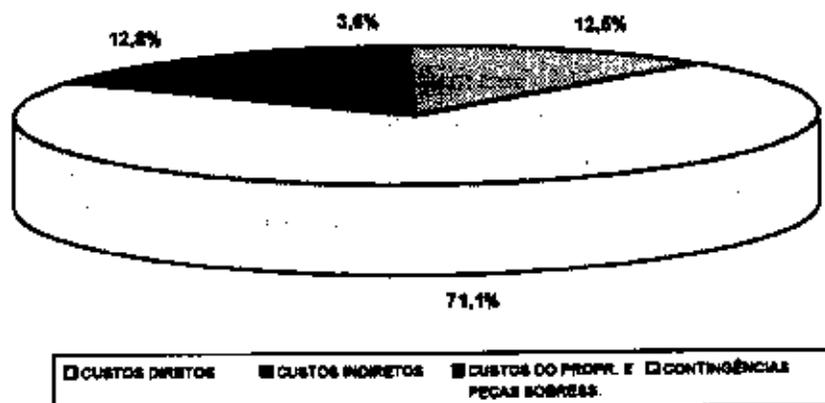
#### UTE DE 600 MW - ESTRUTURA DE CUSTO (\*)

ESPECIFICAÇÃO	US\$/kW
1 - Custos Diretos	673
2 - Custos Indiretos	121
3 - Custos do Proprietário e Peças Sobressalentes	34
4 - Contingências	119
5 - Total sem Custos Financeiros	947
6 - Custos Financeiros	284
7 - Custo Total	1.231

Fonte: "Expansion Planning for Electrical Generating Systems" - LAEA - Vienna - 1984.

(\*) A ser atualizado monetariamente.

**FIGURA 7.1**  
**ESTRUTURA DE CUSTOS**  
**UTE 600 MW**



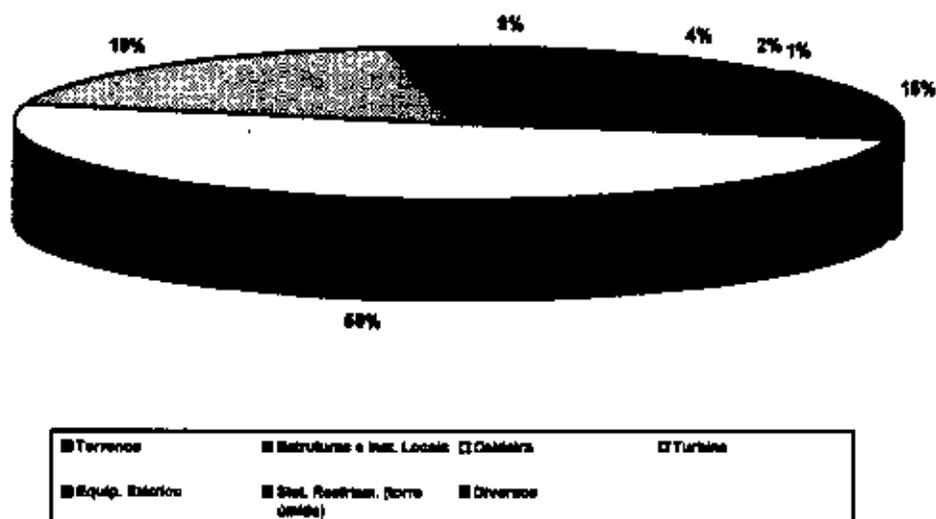
Os custos diretos apresentam a seguinte estrutura, conforme Tabela 7.2, a seguir:

**TABELA 7.2**  
**UTE DE 600 MW - ESTRUTURA DOS CUSTOS DIRETOS**  
**US\$/kW**

ESPECIFICAÇÃO	EQUIP.	OC e ME	TOTAL
1 - Terrenos	-	5	5
2 - Estrutura e Instalações Locais	3	97	100
3 - Caldeira	248	92	340
4 - Turbina	100	28	128
5 - Equipamento Elétrico	22	38	60
6 - Sistema de Resfriamento (Torre Úmida)	20	7	27
7 - Diversos	8	5	13
8 - Total Custos Diretos	401	272	673

OBS.: OC = Obras Civas; ME= Montagem Eletromecânica.

FIGURA 7.2  
ESTRUTURA DOS CUSTOS DIRETOS



Serão analisadas as seguintes tecnologias de geração termelétrica a carvão mineral, no horizonte do Plano 2015:

- PC = UTE a carvão pulverizado, convencional;
- PCD = UTE a carvão pulverizado com dessulfurização;
- IGCC = UTE de ciclo combinado com gaseificação de carvão;
- AFBC = UTE com combustão em leito fluidizado atmosférico.

Para cada tecnologia serão consideradas as seguintes capacidades instaladas:

- usina composta de uma unidade isolada: 50 MW, 125 MW e 250 MW;
- usina composta de um módulo de duas unidades 2 x 50 MW, 2 x 125 MW e 2 x 250 MW;
- para o caso de utilização de tecnologia de combustão pulverizada (PC) serão consideradas unidades de 1 x 350 MW e 2 x 350 MW.

As seguintes premissas serão utilizadas na determinação dos custos:

- valores em US\$ de dez/1991;
- vida útil da usina = 30 anos;
- taxa de atualização = 10 % a.a.;
- fator de capacidade = 70 %;
- consumo próprio = 10 % e
- juros durante a construção = 10 % a.a.

Para avaliação dos custos de implantação de Usinas Termelétricas a carvão mineral, incluindo as tecnologias anteriormente mencionadas, foi utilizado o seguinte critério:

- Para as usinas chamadas "convencionais", ou seja, a carvão pulverizado sem dessulfurização associada (PC), utilizaram-se dados internacionais para unidades em construção, ou em operação, a partir de publicações especializadas.
- Como resultado da análise das informações coletadas, obteve-se uma relação média internacional de economia de escala que é modelada pela seguinte expressão:

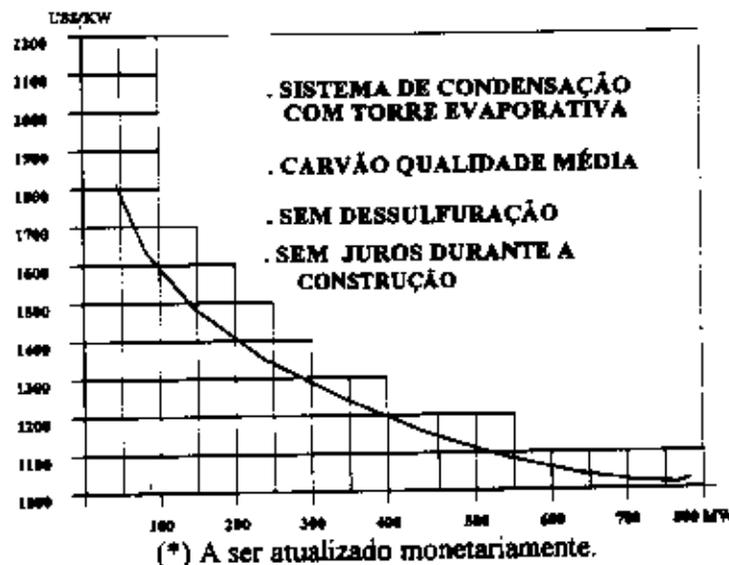
$$CA = CB \left( \frac{PB}{PA} \right)^e$$

onde: CA = Custo de implantação da unidade A em US\$/kW  
 CB = Custo de implantação da unidade B em US\$/kW  
 PA = Potência da unidade A em MW;  
 PB = Potência da unidade B em MW;  
 e = Fator de escala (0,35 para potência de 200 a 800 MW).

Fonte: "Expansion Planning for Electrical Generating Systems" - IAEA -Vienna - 1984.

A curva resultante é mostrada na Figura 7.3, a seguir:

**FIGURA 7.3**  
**USINAS TERMELÉTRICAS A CARVÃO**  
**INVESTIMENTOS DE CAPITAL**  
**US\$/kW - f(MW) (\*)**  
**CONDIÇÕES INTERNACIONAIS**



- Para novas tecnologias, ainda não disponíveis no país, foram utilizados os dados preparados por "Stone and Webster Engineering Corporation", para usinas de uma unidade de 250 MW.
- Os valores para usinas de 50 MW e 125 MW, bem como para os módulos de 50 MW, 125 MW e 350 MW foram elaborados pela aplicação dos conceitos de economia de escala e de redução de custos em construção modular.
- Foram consideradas reduções de custo na comparação de unidades isoladas com unidades de construção modular, a partir dos dados hoje disponíveis nas concessionárias para as usinas a carvão pulverizado.

Tais estimativas são apresentadas na Tabela 7.3, a seguir:

TABELA 7.3

POTÊNCIA (MW)	REDUÇÃO DE CUSTO POR UNIDADE MODULAR (%)
50	8,2
125	7,9
250	7,6
350	7,5

Os juros durante a construção (JDC) foram calculados utilizando o perfil de desembolso apresentado na Tabela 7.4, a seguir:

TABELA 7.4  
PERFIL DE DESEMBOLSO  
TERMELÉTRICA CONVENCIONAL

50 MW		125 MW		350 MW	
Anual (%)	Acumul. (%)	Anual (%)	Acumul. (%)	Anual (%)	Acumul. (%)
1,2	1,2	1,3	1,3	0,2	0,2
3,5	4,7	3,4	4,7	0,8	1,0
14,5	19,2	9,0	13,7	2,3	3,3
46,1	65,3	24,6	38,3	6,7	10,0
31,7	97,0 *	41,7	80,0	10,0	20,0
3,0	100,0	17,3	97,3 *	18,0	38,0
-	-	2,7	100,0	39,0	77,0
-	-	-	-	21,0	98,0 *
-	-	-	-	2,0	100,0

Obs.: (\*) - Operação comercial em dezembro.

Os resultados obtidos com estas considerações estão apresentados nas Tabelas 7.5 a 7.10 e Figuras 7.4 a 7.15, a seguir:

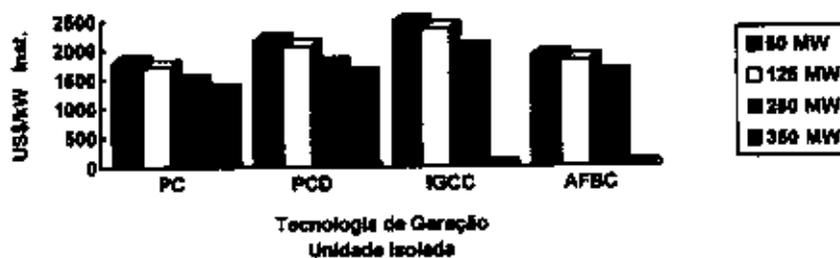
**TABELA 7.5**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO COM JDC**  
**REFERÊNCIA INTERNACIONAL SEM SOBREPREGO**

Custo de Implantação - US\$/kW inst.

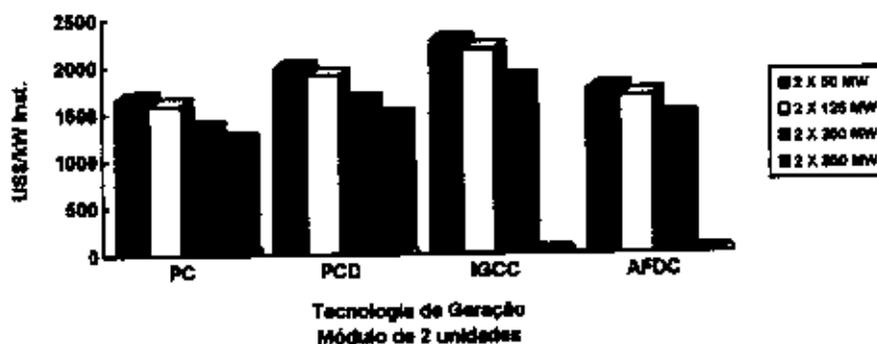
CAPACIDADE UNIDADE X MW		TECNOLOGIA			
		PC	PCD	IGCC	AFBC
2	50	1.791	2.162	2.476	1.898
	X 50	1.645	1.984	2.273	1.743
2	125	1.714	2.069	2.370	1.817
	X 125	1.579	1.905	2.182	1.673
2	250	1.452	1.752	2.007	1.539
	X 250	1.342	1.619	1.854	1.422
2	350	1.300	1.569	-	-
	X 350	1.202	1.451	-	-

PC = UTE a carvão pulverizado  
 PCD = UTE a carvão pulverizado com dessulfurização  
 IGCC = UTE de ciclo combinado com gaseificação de carvão  
 AFBC = UTE de leito fluidizado atmosférico

**FIGURA 7.4**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO**  
**COM JDC - SEM SOBREPREGO**



**FIGURA 7.5**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO**  
**COM JDC - SEM SOBREPREGO**



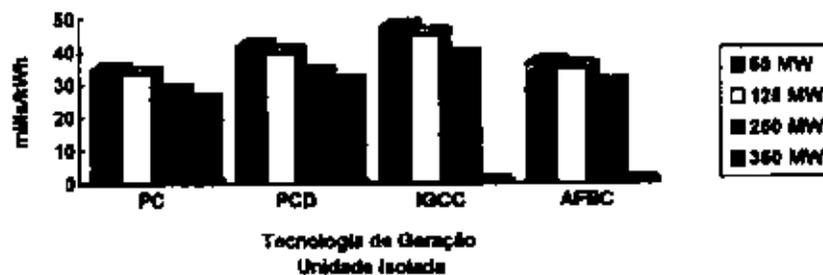
**TABELA 7.6  
CUSTO DE GERAÇÃO  
SEM SOBREPREGO**

Custo de Geração - milis/kWh

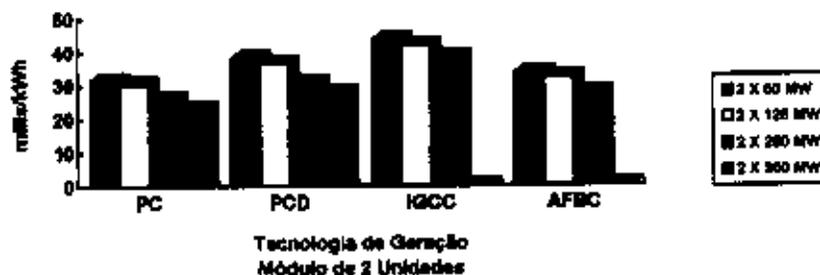
CAPACIDADE		TECNOLOGIA			
UNIDADE x MW		PC	PCD	IGCC	AFBC
2 x	50	34,4	41,6	47,6	36,5
	50	31,6	38,1	43,7	33,5
2 x	125	33,0	39,8	45,5	34,9
	125	30,3	36,6	41,9	32,2
2 x	250	27,9	33,7	38,6	29,6
	250	25,8	31,1	35,6	27,3
2 x	350	25,0	30,2	-	-
	350	23,1	27,9	-	-

PC = UTE a carvão pulverizado  
 PCD = UTE a carvão pulverizado com dessulfurização  
 IGCC = UTE de ciclo combinado com gaseificação de carvão  
 AFBC = UTE de leito fluidizado atmosférico

**FIGURA 7.6  
CUSTO DE IMPLANTAÇÃO  
COM JDC - SEM SOBREPREGO**



**FIGURA 7.7  
CUSTO DE IMPLANTAÇÃO  
COM JDC - SEM SOBREPREGO**



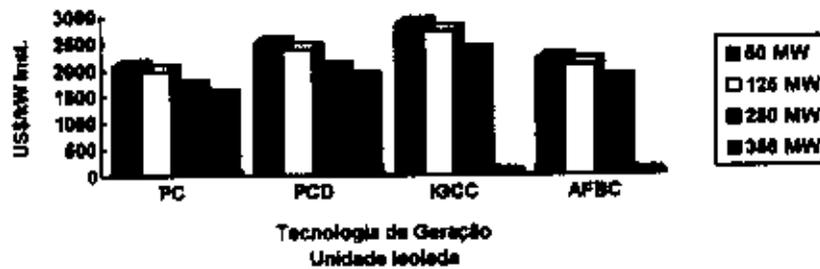
**TABELA 7.7**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO COM JDC**  
**REFERÊNCIA INTERNACIONAL COM SOBREPÊÇO 15%**

Custo de Implantação - US\$/kW inst.

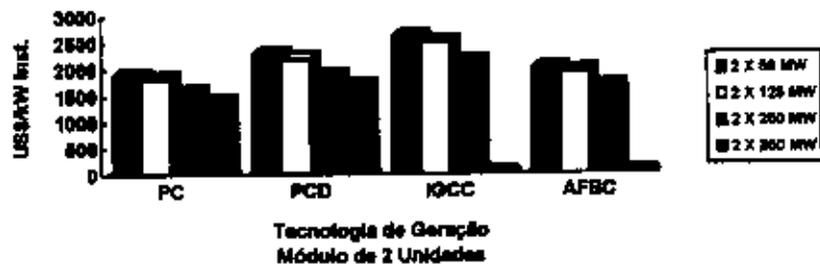
CAPACIDADE	TECNOLOGIA				
	UNIDADE x MW	PC	PCD	IGCC	AFBC
50		2.060	2.486	2.848	2.183
2 x 50		1.891	2.282	2.614	2.004
125		1.971	2.379	2.725	2.089
2 x 125		1.816	2.191	2.510	1.924
250		1.670	2.015	2.308	1.769
2 x 250		1.543	1.862	2.133	1.635
350		1.495	1.804	-	-
2 x 350		1.383	1.669	-	-

PC = UTE a carvão pulverizado  
 PCD = UTE a carvão pulverizado com dessulfurização  
 IGCC = UTE de ciclo combinado com gaseificação de carvão  
 AFBC = UTE de leito fluidizado atmosférico

**FIGURA 7.8**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO**  
**COM JDC - SOBREPÊÇO 15%**



**FIGURA 7.9**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO**  
**COM JDC - SOBREPÊÇO 15 %**



**TABELA 7.8  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM SOBREPREÇO 15%**

Custo de Geração - milis/kWh

CAPACIDADE		TECNOLOGIA			
UNIDADE x MW		PC	PCD	IGCC	AFBC
	50	39,6	47,8	54,7	42,0
2 x	50	36,4	43,9	50,2	38,5
	125	37,9	45,7	52,4	40,2
2 x	125	34,9	42,1	48,2	37,0
	250	32,1	38,7	44,4	34,0
2 x	250	29,7	35,8	41,0	31,0
	350	28,7	34,7	-	-
2 x	350	26,6	32,1	-	-

PC = UTE a carvão pulverizado

PCD = UTE a carvão pulverizado com dessulfurização

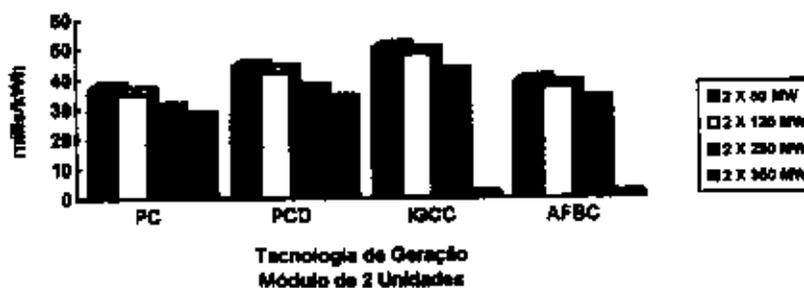
IGCC = UTE de ciclo combinado com gaseificação de carvão

AFBC = UTE de leito fluidizado atmosférico

**FIGURA 7.10  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC - SOBREPREÇO 15 %**



**FIGURA 7.11  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC - SOBREPREÇO 15 %**



**TABELA 7.9**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO COM JDC**  
**REFERÊNCIA INTERNACIONAL COM SOBREPREGO 30%**

Custo de Implantação - US\$/kW inst.

CAPACIDADE		TECNOLOGIA			
		PC	PCD	IGCC	AFBC
UNIDADE x MW					
	50	2.329	2.810	3.219	2.468
2 x	50	2.138	2.580	2.955	2.266
	125	2.229	2.679	3.080	2.362
2 x	125	2.052	2.477	2.837	2.175
	250	1.887	2.278	2.609	2.000
2 x	250	1.744	2.105	2.411	1.848
	350	1.690	2.039	-	-
2 x	350	1.563	1.886	-	-

PC = UTE a carvão pulverizado  
 PCD = UTE a carvão pulverizado com dessulfurização  
 IGCC = UTE de ciclo combinado com gaseificação de carvão  
 AFBC = UTE de leito fluidizado atmosférico

**FIGURA 7.12**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO**  
**COM JDC - SOBREPREGO 30 %**



**FIGURA 7.13**  
**CUSTO DE IMPLANTAÇÃO**  
**COM JDC - SOBREPREGO 30%**



**TABELA 7.10  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM SOBREPREÇO 30%**

Custo de Geração - mills/kWh

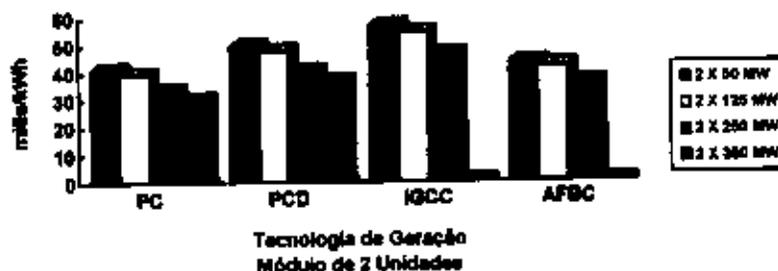
CAPACIDADE UNIDADE x MW		TECNOLOGIA			
		PC	PCD	IGCC	AFBC
2	50	44,8	54,0	61,9	47,4
	50	41,1	49,6	56,8	43,5
2	125	42,8	51,7	59,2	45,4
	125	39,5	47,6	54,5	41,8
2	250	36,3	43,8	50,1	38,4
	250	33,5	40,5	46,3	35,5
2	350	32,5	39,2	-	-
	350	30,0	36,3	-	-

PC = UTE a carvão pulverizado  
 PCD = UTE a carvão pulverizado com dessulfurização  
 IGCC = UTE de ciclo combinado com gaseificação de carvão  
 AFBC = UTE de leito fluidizado atmosférico

**FIGURA 7.14  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC - SOBREPREÇO 30 %**



**FIGURA 7.15  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC - SOBREPREÇO 30 %**



## 7.2 CUSTOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### Custos de Combustíveis

Com relação aos combustíveis, conforme apresentado no item 3 - Histórico e Características dos Carvões Minerais Brasileiros -, são feitas as seguintes considerações:

Os empreendimentos termelétricos atuais e em instalação na região sul-catarinense continuarão abastecidos pelo carvão energético da camada Barro Branco. Para novos empreendimentos deverá ser utilizado o carvão da camada Bonito, cujas características impõem que o consumo seja local, tipo boca-de-mina, evitando-se qualquer custo adicional decorrente do transporte e manuseio, devendo introduzir o conceito de mina cativa.

Não será considerada a utilização do CE-4500 como alternativa de suprimento de novos empreendimentos.

A potencialidade dos rejeitos da produção do carvão pré-lavado, em Santa Catarina, e dos rejeitos de beneficiamento de carvão do Baixo Jacuí, no Rio Grande do Sul, para geração de energia elétrica junto às minas, leva a considera-los como alternativas para empreendimentos no horizonte 2015.

Os demais carvões utilizados para fins de avaliação de alternativas são aqueles que apresentam maior abundância dentro das reservas hoje conhecidas.

O carvão colombiano, devido às suas características de baixo teor de enxofre e de cinzas, com um poder calorífico elevado, é considerado como alternativa usando a tecnologia convencional pulverizada, nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste, junto aos portos de desembarque.

A seguir, a Tabela 7.11, com os preços de cada combustível, em junho/88.

**TABELA 7.11  
CARACTERÍSTICAS E CUSTOS DO CARVÃO**

ESPECIF.	TIPO DE CARVÃO				
	CE 1800 REJEITO	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 C. BONITO	3700 B. JACUÍ	CE 6500 (1) COLÔMBIA
PCI kcal/kg	1.300	2.700	2.800	3.160	6.200
Enxofre %	1,8	1,3 - 2,0	2,4 - 4,2	1,0	0,8
Cinzas %	69,0	53,0	55,0	47,0	8,3
US\$/t	1,00	9,41	15,0	21,2	46,0
US\$/Gcal	0,77	3,49	5,36	6,71	7,42

(1) Preços CIF-Porto de desembarque (US\$ 34,00/t-Preço FOB acrescido de US\$ 12,00/t-Preço Médio referente ao frete internacional e demais despesas para o carvão posto no Porto de Manaus-AM, Porto de Suape-PE, Porto de Sepetiba-RJ e Porto de Praia Mole-ES).

Os rendimentos líquidos médios adotados para as diferentes tecnologias, tomando-se por base unidade de potência padrão de 125 MW, são apresentados na Tabela 7.12, a seguir:

**TABELA 7.12  
RENDIMENTO LÍQUIDO**

TECNOLOGIA	PC	PCD	IGCC	AFBC
Rendimento Líquido (%)	33,0	32,3	38,3	32,5

O custo unitário do combustível em milis/kWh, obtido dos dados anteriores, é apresentado na Tabela 7.13, a seguir:

**TABELA 7.13  
CUSTO DO COMBUSTÍVEL**

TIPO DE CARVÃO	Custo do combustível - milis/kWh			
	TECNOLOGIA			
	PC	PCD	IGCC	AFBC
CE 1800 - REJEITO	-	-	-	2,0
CE 3300 - CANDIOTA (1)	9,1	9,3	-	9,2
CE 3300 - C. BONITO (2)	14,0	14,3	-	14,2
CE 3700 - B. JACUI (2)	17,5	17,9	15,1	17,8
CE 6500 - COLÔMBIA	19,3	19,8	16,7	19,6

NOTA: A venda da cinza representa, anualmente:

(1) 4% do custo do carvão e (2) 14% do custo do carvão.

**FIGURA 7.16  
CUSTO DO COMBUSTÍVEL**



### Custo de Operação e Manutenção

Os custos de operação e manutenção (O&M) variam em função da tecnologia e da capacidade da usina. O custo unitário foi decomposto em duas parcelas, uma de custo fixo, que independe da operação da usina e outra de custo variável, que ocorre em consequência de sua operação.

Os custos de O&M para usinas termelétricas convencionais (PC) e com dessulfurizadores (PCD) foram obtidos de dados da IAEA - "Expansion Planning for Electrical Generating Systems". Para as demais tecnologias, ciclo combinado com gaseificador (IGCC) e leito fluidizado atmosférico (AFBC), foram utilizados os dados preparados por "Stone and Webster Engineering Corporation".

**TABELA 7.14**  
**CUSTO FIXO DE O & M**

Custo fixo de O & M - US\$/kW.ano

CAPACIDADE		TECNOLOGIA			
		PC	PCD	IGCC	AFBC
UNIDADE x MW					
	50	17,5	33,5	35,1	25,5
2 x	50	16,1	30,7	32,2	23,4
	125	13,7	26,1	27,4	19,9
2 x	125	12,6	24,0	25,2	18,3
	250	11,0	21,0	22,0	16,0
2 x	250	10,2	19,4	20,3	14,8
	350	9,9	18,9	-	-
2 x	350	9,2	17,5	-	-
Obs: 250/350 = 1,11x		125/350 = 1,38x	50/350 = 1,77x		

**TABELA 7.15**  
**CUSTO FIXO DE O & M**

Custo fixo de O & M - mills/kWh

CAPACIDADE		TECNOLOGIA			
		PC	PCD	IGCC	AFBC
UNIDADE x MW					
	50	3,2	6,1	6,4	4,6
2 x	50	2,9	5,6	5,8	4,2
	125	2,5	4,7	5,0	3,6
2 x	125	2,3	4,4	4,6	3,3
	250	2,0	3,8	4,0	2,9
2 x	250	1,8	3,5	3,7	2,7
	350	1,8	3,4	-	-
2 x	350	1,7	3,2	-	-

**TABELA 7.16**  
**CUSTO VARIÁVEL DE O & M**

Custo variável de O & M - mills/kWh				
TECNOLOGIA	PC	PCD	IGCC	AFBC
CUSTO	2,2	4,8	4,2	6,1

**TABELA 7.17**  
**CUSTO TOTAL DE O & M**

Custo Total de O & M - mills/kWh					
CAPACIDADE		TECNOLOGIA			
UNIDADE x MW		PC	PCD	IGCC	AFBC
	50	5,4	10,9	10,6	10,7
2 x	50	5,1	10,4	10,0	10,3
	125	4,7	9,5	9,2	9,7
2 x	125	4,5	9,2	8,8	9,4
	250	4,2	8,6	8,2	9,0
2 x	250	4,0	8,3	7,9	8,8
	350	4,0	8,2	-	-
2 x	350	3,9	8,0	-	-

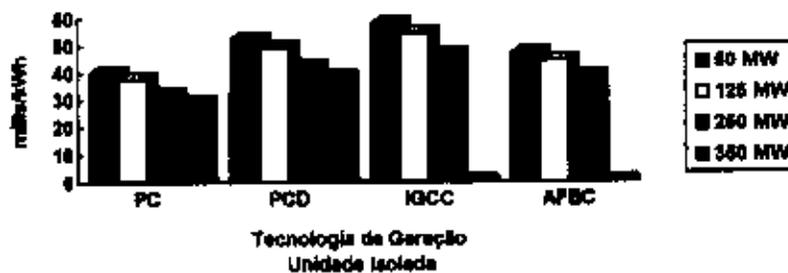
A seguir apresenta-se as Tabelas 7.18 a 7.23 e as Figuras 7.17 a 7.28 com os custos unitários de geração com JDC, sem e com combustíveis:

**TABELA 7.18**  
**CUSTO DE GERAÇÃO SEM COMBUSTÍVEL COM JDC**  
**REFERÊNCIA INTERNACIONAL SEM SOBREPREGO**

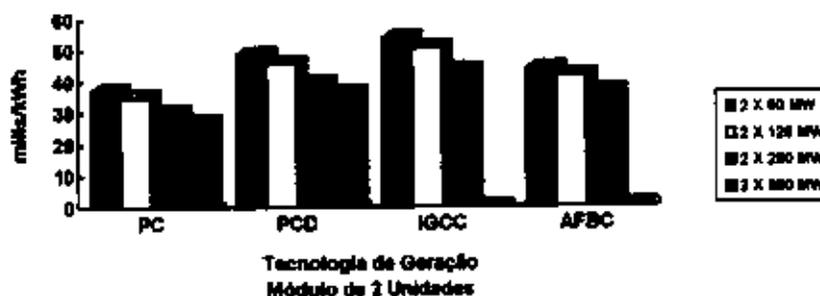
Custo de Geração - mills/kWh

CAPACIDADE		TECNOLOGIA			
		PC	PCD	IGCC	AFBC
UNIDADE x MW					
	50	39,8	52,4	58,2	47,2
2 x	50	36,7	48,5	53,7	43,8
	125	37,6	49,3	54,7	44,6
2 x	125	34,8	45,8	50,7	41,6
	250	32,1	42,3	46,8	38,6
2 x	250	29,8	39,4	43,5	36,1
	350	29,0	38,4	-	-
2 x	350	27,0	35,9	-	-

**FIGURA 7.17**  
**CUSTO DE GERAÇÃO SEM COMBUSTÍVEL**  
**COM JDC -SEM SOBREPREGO**



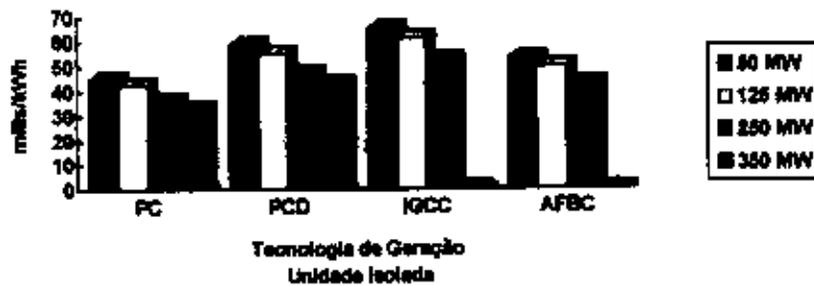
**FIGURA 7.18**  
**CUSTO DE GERAÇÃO SEM COMBUSTÍVEL**  
**COM JDC -SEM SOBREPREGO**



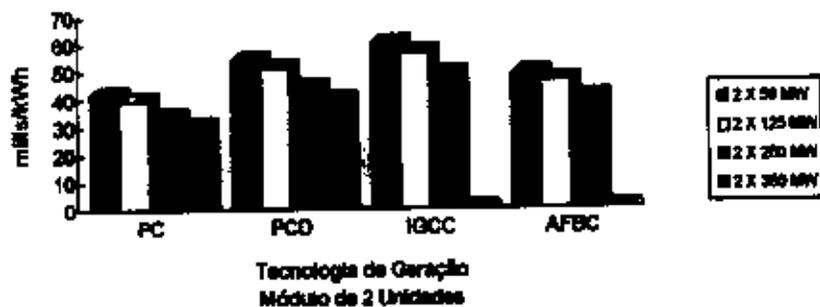
**TABELA 7.19**  
**CUSTO DE GERAÇÃO**  
**REFERÊNCIA INTERNACIONAL COM SOBREPREGO 15%**

CAPACIDADE		Custo de Geração - mills/kWh			
		TECNOLOGIA			
		PC	PCD	IGCC	AFBC
	50	45,0	58,7	65,3	52,7
2 x	50	41,5	54,2	60,3	48,9
	125	42,6	55,3	61,5	49,9
2 x	125	39,4	51,3	57,0	46,4
	250	36,3	47,3	52,5	43,0
2 x	250	33,7	44,1	48,9	40,2
	350	32,7	42,9	-	-
2 x	350	30,4	40,0	-	-

**FIGURA 7.19**  
**CUSTO DE GERAÇÃO SEM COMBUSTIVEL**  
**COM JDC - SOBREPREGO 15 %**



**FIGURA 7.20**  
**CUSTO DE GERAÇÃO SEM COMBUSTIVEL**  
**COM JDC - SOBREPREGO 15 %**

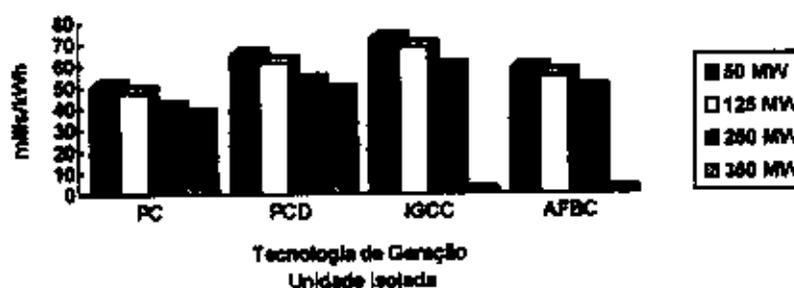


**TABELA 7.20**  
**CUSTO DE GERAÇÃO**  
**REFERÊNCIA INTERNACIONAL COM SOBREPREGO 30%**

Custo de Geração - mills/kWh

CAPACIDADE		TECNOLOGIA			
		PC	PCD	IGCC	AFBC
UNIDADE	x MW				
	50	50,1	64,9	72,4	58,2
2 x	50	46,2	60,0	66,8	53,9
	125	47,5	61,2	68,4	55,1
2 x	125	43,9	56,8	63,3	51,2
	250	40,5	52,4	58,3	47,4
2 x	250	37,6	48,8	54,2	44,3
	350	36,5	47,4	-	-
2 x	350	33,9	44,2	-	-

**FIGURA 7.21**  
**CUSTO DE GERAÇÃO SEM COMBUSTIVEL**  
**COM JDC - SOBREPREGO 30 %**



**FIGURA 7.22**  
**CUSTO DE GERAÇÃO SEM COMBUSTIVEL**  
**COM JDC - SOBREPREGO 30 %**

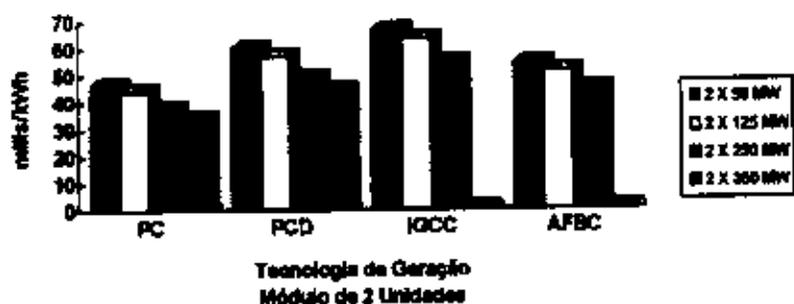


TABELA 7.21  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC SEM SOBREPREGO

CAPACIDADE UNIDADE x MW	COMBUSTIVEL						milts/kWh
	CE 1800 REJEITO	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 C.BONITO	CE 3700 B.JACUI	CE 6500 COLOMBIA	
	TECNOLOGIA						
	AFBC	AFBC	PC	AFBC	AFBC	PC	
50	49,2	56,4	48,9	61,4	65,0	59,1	
2 x 50	45,8	53,0	45,8	58,0	61,6	56,0	
125	46,6	53,8	46,7	58,8	62,4	56,9	
2 x 125	43,6	50,8	43,9	55,8	59,4	54,1	
250	40,6	47,8	41,2	52,8	56,4	51,4	
2 x 250	38,1	45,3	38,9	50,3	53,9	49,1	
350	-	-	38,1	-	-	48,3	
2 x 350	-	-	36,1	-	-	46,3	

FIGURA 7.23  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC - SEM SOBREPREGO

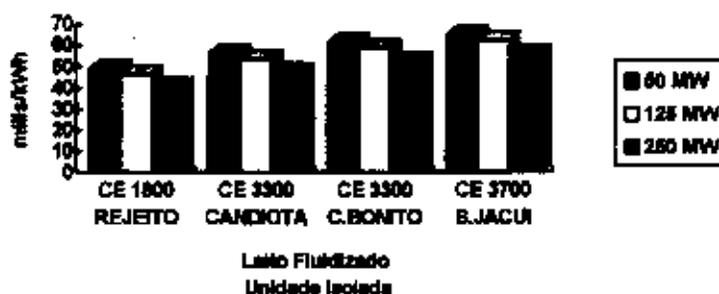


FIGURA 7.24  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC - SEM SOBREPREGO



**TABELA 7.22**  
**CUSTO DE GERAÇÃO**  
**COM SOBREPREGO 15%**

CAPACIDADE UNIDADE x MW	COMBUSTIVEL						milis/kWh
	CE 1800 REJEITO	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 C.BONITO	CE 3700 B.JACUÍ	CE 6500 COLÔMBIA	
	TECNOLOGIA						
	AFBC	AFBC	PC	AFBC	AFBC	PC	
50	54,7	61,9	54,1	66,9	70,5	64,3	
2 x 50	50,9	58,1	50,6	63,1	66,7	60,8	
125	51,9	59,1	51,7	64,1	67,7	61,9	
2 x 125	48,4	55,6	48,5	60,6	64,2	58,7	
250	45,0	52,2	45,4	57,2	60,8	55,6	
2 x 250	42,2	49,4	42,8	54,4	58,0	53,0	
350	-	-	41,8	-	-	52,0	
2 x 350	-	-	39,5	-	-	49,7	

**FIGURA 7.25**  
**CUSTO DE GERAÇÃO**  
**COM JDC - SOBREPREGO 15 %**



**FIGURA 7.26**  
**CUSTO DE GERAÇÃO**  
**COM JDC - SOBREPREGO 15 %**



**TABELA 7.23  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM SOBREPREÇO 30%**

		milis/kWh					
CAPACIDADE	UNIDADE x MW	COMBUSTÍVEL					
		CE 1800 REJEITO	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 CANDIOTA	CE 3300 C.BONITO	CE 3700 B.JACUI	CE 6500 COLÔMBIA
		TECNOLOGIA					
		AFBC	AFBC	PC	AFBC	AFBC	PC
	50	60,2	67,4	59,2	72,4	76,0	69,4
2 x	50	55,9	63,1	55,3	68,1	71,7	65,5
	125	57,1	64,3	56,6	69,3	72,9	66,8
2 x	125	53,2	60,4	53,0	65,4	69,0	63,2
	250	49,4	56,6	49,6	61,6	65,2	59,8
2 x	250	46,3	53,5	46,7	58,5	62,1	56,9
	350	-	-	45,6	-	-	55,8
2 x	350	-	-	43,0	-	-	53,2

**FIGURA 7.27  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC - SOBREPREÇO 30 %**



**FIGURA 7.28  
CUSTO DE GERAÇÃO  
COM JDC - SOBREPREÇO 30 %**



### 7.3 ASPECTOS ECONÔMICOS E FINANCEIROS NA IMPLANTAÇÃO DE TERMELÉTRICAS A CARVÃO

O parque gerador brasileiro é predominantemente hidrelétrico. E assim deverá se manter enquanto houver aproveitamentos de recursos hídricos mais atrativos do ponto de vista econômico, financeiro, social e ambiental.

Entretanto, uma complementação térmica adequada permite não só a redução do risco de déficit em períodos hidrológicamente desfavoráveis, como também demonstra ser uma alternativa viável.

Ao considerar-se o crescimento desequilibrado do mercado e as dificuldades do Setor Elétrico na obtenção de recursos, hoje caros e escassos, bem superiores ao custo de capital de 10% ao ano utilizado pelo planejamento do Setor, algumas particularidades inerentes às usinas termelétricas tornam-as competitivas.

A possibilidade de obtenção de crédito externo vinculado para financiamento dos equipamentos, que representam cerca de 60% do custo de implantação e as componentes de custos variáveis de operação, manutenção e combustíveis, em torno de 40% do custo final de geração, agrega importante fonte de disponibilidade financeira para o empreendimento.

O menor prazo para a construção de uma usina termelétrica permite uma resposta mais rápida às alterações de mercado, com menores reflexos de custos de juros.

A intercalação de usinas termelétricas entre grandes obras hidrelétricas que gozam de substanciais economias de escala, além de diminuir os impactos adversos de eventuais deslocamentos nos seus cronogramas, reduz a capacidade ociosa temporária dessas usinas e, em consequência, o custo de geração do sistema interligado.

Em virtude dos critérios utilizados pelo planejamento do setor na seleção de alternativas de projetos de geração, tais como: a) baixa taxa de atualização de capital, inferior às taxas de juros dos financiamentos, beneficiando as usinas hidrelétricas que possuem prazo de maturação mais longo; b) baixa avaliação do benefício energético da termelétrica e baixa remuneração deste benefício, desestimulando investimentos neste tipo de geração, fica difícil determinar a complementação térmica ideal.

## 8. PLANO DIRETOR PARA ÁREAS COM VOCAÇÃO CARBOELÉTRICA

As regiões com vocação carboelétrica e que apresentam potencial para o incremento das atividades econômicas direta e indiretamente relacionadas com a termoeletricidade, apresentam-se como um desafio aos planejadores preocupados em evitar modelos caóticos de organização físico-territorial, restringindo o uso daquele potencial e provocando, em última instância, a queda da qualidade de vida dos habitantes dessas áreas.

A viabilização dessa estratégia implica na necessidade de se implementar um conjunto de medidas e ações que envolvam todos os setores de atividades, assim como as diferentes esferas governamentais de decisão.

Tais medidas e ações, consolidadas em um Plano Diretor Regional, visam, essencialmente, compatibilizar interesses, planos, programas e projetos, em desenvolvimento ou implantação, com a finalidade de maximizar os benefícios que os investimentos podem proporcionar à região.

A primeira iniciativa nesse sentido foi da Companhia Estadual de Energia Elétrica-CEEE, do Rio Grande do Sul, que atuando há mais de 30 anos na região de Candiota, realizou, desde a década de 70, diversas tentativas de viabilizar um Plano Diretor orientador das atividades econômicas, no local.

Esse objetivo foi alcançado em 1990, com o apoio da Secretaria de Energia, Minas e Comunicações e de outras Secretarias Estaduais, com a elaboração e encaminhamento de subsídios ao Governo do Estado, que deram origem ao Decreto nº 33.682 de 02.10.1990.

Com base nessa experiência recomenda-se, para as demais áreas com vocação carboelétrica, a elaboração de Plano Diretor Regional, com os seguintes objetivos:

- elaboração de planejamento físico-territorial que assegure a utilização racional dos recursos naturais da área afetada pela implantação do empreendimento, e que minimize as interferências recíprocas das diversas atividades produtivas, comerciais, rurais e urbanas, de forma a viabilizar um desenvolvimento social, econômico e ambiental sustentável;
- elaboração de um zoneamento de uso de solo da região;
- definição de normas e diretrizes a serem atendidas pelas atividades que virão a se instalar na área;
- estabelecimento de estratégias político-administrativas e de diretrizes básicas de implementação e gerenciamento do Plano Diretor.

## 9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### 9.1 CONCLUSÕES

A atividade de produção do carvão mineral a nível comercial conta com mais de setenta anos e o País possui um sistema produtor experiente, afeiçoado às características particulares de carvão nacional e que são bastante diferentes dos carvões europeus e norte-americanos.

O País conta com reservas apreciáveis de carvão mineral e capazes de alimentar uma produção elevada de energia elétrica, por muitos anos.

As técnicas de exploração e utilização de carvão mineral nacional vêm, ao longo do tempo, incorporando aprimoramentos quanto à proteção ambiental às áreas de influência direta dos empreendimentos carboníferos, motivada pela crescente conscientização do empresariado e da opinião pública quanto aos cuidados a serem tomados para estes fins. Os respectivos custos de ordem sócio-ambiental associados já estão computados no custo final dos carvões.

A evolução das técnicas empregadas pelo setor carbonífero, onde se verifica uma forte componente de desenvolvimento tecnológico de origem nacional, associada à disponibilidade de tecnologias modernas, que vão desde os processos de conversão de carvão em energia até os sistemas de proteção ambiental, têm repercutido em ganhos de competitividade para a geração termelétrica com base no carvão mineral.

Nos últimos 20 anos, o incremento do desenvolvimento tecnológico associado ao ciclo produtivo de energia elétrica com base no carvão mineral, como decorrência das crises de petróleo, produziu resultados significativos, traduzidos pela disponibilidade de uma série de alternativas tecnológicas aplicáveis, desde a mineração e beneficiamento até a utilização dos resíduos produzidos na conversão do carvão em energia elétrica.

É esperado que a partir do ano 2000 o preço do petróleo duplique e o do carvão mineral aumente um terço.

A continuar a tendência atual, o preço do carvão energético importado, que tem poder calorífico elevado - 6000 kcal/kg - poderia assegurar uma competitividade às usinas termelétricas brasileiras equipadas, também, segundo tecnologias avançadas e adequadas.

A associação de turbinas a gás, utilizando como combustível o gás natural, com turbinas a vapor em ciclo combinado e operando com carvão energético, é uma opção a considerar na expansão do parque termelétrico nacional.

Estudos apontam custos de geração (inclusive JDC) variando de US\$ 36,00/MWh a US\$ 65,00/MWh, sem sobrepreços, dependendo:

- a) da potência de cada unidade - 50 a 350 MW - e do número de unidades da usina;
- b) do tipo de carvão energético utilizado (poder calorífico variando de 1300 a 3160 kcal/kg para os nacionais e 6500 kcal/kg para o colombiano);

- c) da tecnologia empregada: (usinas convencionais com combustão de carvão pulverizado - PC; usinas convencionais com carvão pulverizado e dessulfurizadores - PCD; combustão em leito fluidizado atmosférico - AFBC);
- d) do rendimento líquido adotado (33% para o PC, 32,3% para o PCD, 32,5% para o AFBC, tomando como base usina padrão de 125 MW);
- e) do custo do carvão (de US\$ 2,00/MWh a US\$ 19,80/MWh), dependendo do carvão utilizado e da tecnologia empregada.

O Rio Grande do Sul concebeu um Plano Diretor Regional que representa uma tentativa sócio-econômica válida, envolvendo, inclusive, a viabilização do carvão mineral para a produção de eletricidade.

A legislação ambiental vigente, além de praticamente não ensejar a utilização do carvão mineral em usinas termelétricas de porte superior a 70 MW, com tecnologia convencional, e não fazer distinção entre níveis de qualidade existentes nas áreas possíveis de novas instalações termelétricas, onera desnecessariamente os seus custos de instalação e de produção.

As questões ambientais relativas à geração de energia elétrica a partir da combustão do carvão têm soluções tecnológicas garantidas, competitivas e adequadas à legislação internacional.

A tecnologia já disponível comercialmente, a nível internacional, permite a expansão da termeletricidade com carvão nacional, atendendo aos padrões de emissão, a custos competitivos.

A escolha da rota tecnológica para a geração termelétrica dependerá, basicamente, da economicidade associada aos combustíveis, em cada região.

Na Região Sul, a alternativa termelétrica a carvão mineral mais competitiva tende a ser baseada em consumo de carvão na "boca da mina", com tecnologia de combustão em leito fluidizado.

Já nas regiões Sudeste e Nordeste, a maior competitividade poderá ser obtida com utilização de carvão importado em unidades, em princípio, de tecnologia convencional, localizadas em áreas litorâneas, com o aproveitamento da infra-estrutura portuária existente.

Na Região Norte, poder-se-á utilizar, como alternativa térmica, a associação do gás natural ao carvão importado, em unidades de ciclo combinado, objetivando a redução do consumo específico de combustíveis.

## 9.2 RECOMENDAÇÕES

Considerando que:

- a) há uma competência nacional na produção de carvão energético no País;
- b) as reservas são imensas e assegurarão uma produção sustentada de energia elétrica com base nesse combustível;

- c) há tecnologias avançadas em redução de enxofre no carvão e do SO<sub>x</sub> e do NO<sub>x</sub> na fase de combustão bem como nos gases produzidos;
- d) há dificuldades ambientais para a produção de hidreletricidade em usinas de grande porte na região amazônica;
- e) há longa maturação dos projetos de mineração;
- f) há perspectiva de competitividade para projetos termelétricos com carvões nacionais;
- g) há tendência para elevação dos preços de petróleo e risco permanente de conflitos envolvendo países produtores, influenciando no estabelecimento do perfil de preços dos seus derivados;
- h) há perspectiva de engajamento do setor privado na produção de energia elétrica, inclusive da própria indústria do carvão;
- i) há possibilidade de importação de carvão de alto poder calorífico, baixo teor de enxofre e de cinzas;
- j) a formulação de um Plano Diretor de atividades econômicas na região carbonífera de Candiota afigura-se como uma tentativa sócio-econômica válida;

Recomenda-se, sem prejuízo de novas abordagens no sentido de agregação judiciosa de usinas termelétricas no sistema gerador nacional, o seguinte:

- 1 - que sejam instaladas, progressivamente, usinas a carvão mineral capazes de competir com hidrelétricas que seriam implantadas à mesma época;
- 2 - que se valorize a utilização do carvão nacional diante do importado, com o objetivo de viabilizar as regiões econômicas produtoras, o desenvolvimento da carboeletricidade, e de reduzir o risco de ruptura de suprimento de eletricidade, particularmente no setor industrial do País, responsável pelo consumo de 50% da energia elétrica produzida;
- 3 - que as termelétricas a carvão nacional, para garantia de sua competitividade, empreguem tecnologias limpas, desde a produção de combustível até sua utilização na geração de energia elétrica;
- 4 - que sejam articulados, em tempo oportuno, entendimentos com o setor produtor de carvão, visando a elaboração de um plano estratégico de termelétricas a carvão mineral, com o fim de assegurar, em termos adequados, a capacitação nas áreas de projeto, construção e operação de unidades avançadas no campo de beneficiamento e da combustão do carvão mineral;
- 5 - que sejam priorizados projetos termelétricos em bocas-de-mina, como meio de baixar custos de investimento e de operação.

- 6 - que seja estabelecido um programa termelétrico prudente tendo em vista que, a partir da próxima década, as termelétricas a carvão mineral tenderão a se expandir de forma substancial e competitiva;
- 7 - que na revisão da legislação ambiental referente a usinas termelétricas seja enfocada a qualidade do ar existente, mantendo-a dentro dos limites estabelecidos pela Organização Mundial da Saúde e atendendo-se à realidade técnico-econômica do País;
- 8 - que mantida a legislação ambiental vigente, para os novos empreendimentos, seja adotada a tecnologia de combustão em leito fluidizado atmosférico para unidades baseadas na utilização de carvão nacional bruto, utilizando-se a tecnologia convencional (carvão pulverizado), quando adequada, para carvões importados ou, se possível, para carvões nacionais beneficiados;
- 9 - e, tendo em vista o potencial existente nas bacias carboníferas bem como as restrições ambientais de cada região, preferencialmente as unidades de maior porte - 250/350 MW - sejam instaladas no Rio Grande do Sul e as de 50/125 MW em Santa Catarina.

## 10. GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

Conceitos reproduzidos do Informativo Anual da Indústria Carbonífera - 1988, Ano Base 1987, DNPM-MME.

**RECURSOS** - É uma concentração do mineral, que poderá tornar-se viável, parcial ou total.

**RESERVA** - É a parte identificada de recurso que obedece critérios específicos mínimos, físicos e químicos, em relação a práticas atuais de lavra e produção, tais como: teor, qualidade, largura e profundidade, a qual poderá ser explorada ou extraída economicamente num tempo determinado.

O termo **RESERVA GEOLÓGICA** não deve ser utilizado, visto que o termo **RESERVA** já traduz todos os recursos que podem ser explorados ou extraídos.

A reserva é normalmente expressa em seu estado natural ("in situ") e diferenciada de acordo com o seu grau de confiabilidade, em **RESERVA MEDIDA, INDICADA E INFERIDA**. Para as jazidas de carvão, a CPRM estabeleceu os seguintes parâmetros:

- **RESERVA MEDIDA** é a reserva normalmente contígua aos furos de sondagem num raio de 400 metros cuja área influenciada é de 0,50 km<sup>2</sup>;
- **RESERVA INDICADA** é a reserva externa à reserva medida, num raio de 1200 metros cuja área de influência corresponde a uma coroa circular de área 4,02 km<sup>2</sup>, excluindo a reserva medida;
- **RESERVA INFERIDA** é a reserva situada além da reserva indicada até uma distância máxima de 4800 metros dos furos

As reservas de carvão devem ser calculadas em Camada Total (CT).

**CAMADA TOTAL (CT)** - É a espessura da camada de carvão prevista para ser minerada em conjunto devido a um certo método de lavra.

**CARVÃO NA CAMADA (CC)** - É a soma dos diversos leitos de carvão existentes na camada total.

**RESERVA MINERAL** - É a reserva "in situ", considerada dentro de uma determinada área de jazida minerável por um determinado método de lavra e com uma espessura mínima de camada. Ela é fornecida em termos de Camada Total (CT). Esta reserva é expressa somente pela Reserva Medida.

**RESERVA DE CARVÃO VENDÁVEL** - É a transformação da reserva recuperável em um produto vendável (por ex: CPL, CE200, etc), aplicando o fator de recuperação do lavador.

**RECURSOS IDENTIFICADOS DE CARVÃO** - Recursos de carvão, cuja localização, qualidade e quantidade são conhecidos por evidências geológicas diretas e suficientemente confiáveis. Incluem reservas econômicas, reservas marginais e recursos sub-econômicos, sejam medidos, indicados ou inferidos.

**RESERVA MARGINAL** - Porção dos recursos identificados cujas condições de extração econômica estão um pouco aquém das condições mínimas à época da avaliação. Pequenas variações nas condições de preço ou novas tecnologias de produção e utilização podem permitir a elevação da reserva marginal à categoria de reserva.

## 11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Pólo Energético de Candiota - O Programa Termelétrico da CEEE e o Plano 2010 - ELETROBRÁS, Junho/90 - CEEE.
- [2] Plano Diretor de Meio Ambiente do Setor Elétrico 1991/93, 1990 - MINFRA, DNAEE e ELETROBRÁS.
- [3] Relatório de Impacto Ambiental - RIMA UTC III / 89 -Fundação de Ciência e Tecnologia do Estado do Rio Grande do Sul.
- [4] Relatório do Grupo de Trabalho Estudos da Combustão em Leito Fluidizado no Rio Grande do Sul - SEMC, Dezembro/90.
- [5] Balanço Energético Nacional, 1990 - MINFRA.
- [6] Resolução nº 03 de 28/06/90 e Resolução nº 08 de 06/12/90 - CONAMA.
- [7] Relatório da Agência Internacional de Energia - Agência de Energia Nuclear - Relatório Preliminar.
- [8] Revista Power System Engineering, Janeiro/1985.
- [9] Expansion Planning for Electrical Generating Systems, 1984 - IAEA.
- [10] Plano 2010 e a Expansão Termelétrica a Carvão - Grupo de Trabalho de Usinas Termelétricas a Carvão -Relatório Final, Outubro/1989 - ELETROBRÁS.
- [11] O Carvão Mineral Brasileiro e seu Uso na Geração de Energia Elétrica, Maio/90 - Eng.º João Carlos Leusin.
- [12] Statistical Review of World Energy - British Petroleum, June/91.
- [13] The Outlook for Thermal Coal World Bank Staff Commodity Working Papers nº 12, 1985 - Boum - Jong Choe - The World Bank - Washington D.C. - USA.
- [14] Unidades Mineradoras - Plano 2010 - ELETROBRÁS.
- [15] Perspectiva de Geração Termelétrica a Carvão Mineral - 1991 - Seminário Brasil / Europa.
- [16] Power Station Coal Use: Propects to 2000 - IEA Coal Research, London, 1991.
- [17] Informativo Anual da Indústria Carbonífera, 1988 - DNPM.
- [18] Projeto Banda Leste da Bacia do Paraná - Relatório Final, 1986 - DNPM/CPRM.

- [19] Disponibilidade de Carvão em Santa Catarina - Programa Preliminar de Referência de Termoelectricidade - João Eduardo N. Barbigier - Ivonice Aires Campos - ELETROSUL, 1988.
- [20] Biggest CFBC Units for Goldenberg - Werk.
- [21] Second Generation IGCC for Springfield - Power Systems, February/1991.
- [22] Technology Trends in Large Power Plants - Modern Power Systems, September/1990.
- [23] Hybrid IGCC/FBC Builds on Biggest CFBC - Modern Power Systems, September/1990.
- [24] Combined Cycle for Biggest IGCC Power Plant - Modern Power Systems, September/1990
- [25] Six Plants Cited for Environmental Protection, Energy Conservation (Page 25) - Power, Third Quarter 1990.
- [26] Clean Air in the United States - How? - Engineering & Mining Journal, April/1991.
- [27] Practical Flue Gas Desulfurization (FGD) Processes for the United Kingdom-Modern Power Systems, June/1989.
- [28] Large Circulating Fluidized Bed Boilers: EDF's Needs and Concerns - Second International Conference on Circulating Fluidized Beds-France, March/1988.
- [29] Pollutant Emissions to Atmosphere from Coal Fired Power Plants: EDF's Situation and Prospects - EEC Seminar on Impact of Atmospheric Protection Measures on Thermal Power Stations - Germany, September/1988.
- [30] Electricité de France's Development on Large Circulating Fluidized bed Boilers. 10<sup>th</sup> International Conference on Fluidized bed Combustion - USA, April/May/1989.
- [31] Cleaning up Coal - Civil Engineering, October/1990.
- [32] Fluidized Bed Combustion - Moving up a Scale - Harry Ollila - Ahlstrom Boilers - Finland.
- [33] Gasification: The Next Great Hope For Coal ? - Power, December/1990.
- [34] Clean Power from Coal Gasification-International Power Generation, July/1990.
- [35] Meeting Clean Air Act Also Means Managing Solid Waste - Power, August/1990.
- [36] Cunha, José Carlos Carvalho da. O Meio Ambiente e a Geração Térmica. Forum Nacional sobre Carvão - Tubarão/SC, Setembro/1991.
- [37] Patterson, Walter C. Coal - Use Technology in a Changing Environment: The Advance Continues - Financial Times Management Report - Publicado por: Financial Times Business Information, 1990.

- [38] Ferraiolo, Giuseppe et alii. Fly-Ash Disposal and Utilization - J. Chem. Tech. Biotechnology, Outubro/1990.
- [39] Resende, Ignacio. Construção Modular de Usina Termelétrica a Carvão - Revista São Paulo Energia, Março/1990.

## 12. EQUIPE

### REDAÇÃO

Antônio Carlos Rossato	CEEE
Antônio Dreyer	CEEE
Antônio Guilherme Braz da Cunha	ELETROSUL
Clovis Olle Fischer Santos	ELETROSUL
Edison Pereira Lima	ELETROSUL
Eduardo M. Garcia	ELETROBRÁS
Fábio Mendonça	CEEE
Ivonice Aires Campos	ELETROSUL
João Carlos Félix	CEEE
João Potiguara Ruas	CEEE
Jorge Pedro dos Santos	CEEE
José Antônio de Azevedo Aragon	ELETROSUL
José Carlos Carvalho da Cunha	ELETROSUL
Luiz Antônio Leão	CEEE
Maria Bender	ELETROSUL
Milton Martins Carneiro (Coordenador)	ELETROBRÁS
Paulo Fernando de Azambuja Boamar	ELETROSUL
Peter Bent Hansen	CEEE
Sérgio Tadeu Ladniuk	CEEE
Wolfgang W.A. Schrader	ELETROSUL

### COLABORAÇÃO

Prof. Arnaldo Rodrigues Barbalho	ELETROBRÁS
Yosimori Une	ELETROBRÁS

### EDITORAÇÃO

Carmem Valéria da F. Rodrigues - DPS/GCPS (ELETROBRÁS)
Walterly Pimentel Bandeira - DPS/GCPS (ELETROBRÁS)



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

PLANO 2015

PROJETO 4  
A Oferta de Energia Elétrica  
● Energia Nuclear

---

# PLANO 2015

## PROJETO 4

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

ENERGIA NUCLEAR

ÍNDICE

<b>1. PANORAMA INTERNACIONAL.....</b>	<b>1</b>
1.1 Visão Global.....	1
1.2 Experiência Operativa.....	12
1.3 Tipos de Usinas Nucleares.....	19
1.4 O Desenvolvimento da Energia Nuclear.....	22
1.5 Desenvolvimento da Tecnologia de Reatores e os Diversos Sistemas.....	25
1.5.1 Reatores a Água Leve.....	25
1.5.2 Reatores a Água Pesada.....	26
1.5.3 Reatores a Gás.....	27
1.5.4 Reatores Refrigerados a Metal Líquido/Reatores Super-Regeneradores Rápidos.....	27
1.5.5 Aplicações mais Amplas dos Reatores Nucleares.....	27
1.6 O Suprimento do Combustível Nuclear, Reservas e Custos.....	29
1.6.1 Urânio.....	29
1.6.2 Conversão.....	30
1.6.3 Enriquecimento de Urânio.....	31
1.6.4 Fabricação de Elementos Combustíveis.....	32
1.6.5 Reprocessamento do Combustível Irradiado.....	32
<b>2. PANORAMA RECENTE DA ENERGIA NUCLEAR NO BRASIL.....</b>	<b>33</b>
2.1 Participação Nacional no Projeto, Fabricação e Construção de Usinas Nucleares ..	33
2.1.1 Usina de Angra I.....	33
2.1.2 Usinas do Modelo KWU (Angra II e III).....	34
2.1.3 O Ciclo do Combustível Nuclear.....	36
2.2 Questões Relacionadas ao Término das Usinas de Angra II e III.....	37
2.2.1 Situação da Usina de Angra II.....	37
2.2.2 Situação da Usina de Angra III.....	38
2.2.3 Recursos Necessários para a Conclusão de Angra II e III.....	38
2.3 O Processo de Licenciamento de Angra 2.....	39
2.3.1 Histórico e Situação Atual do Processo de Licenciamento.....	40
<b>3. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ORIGEM NUCLEAR NO HORIZONTE DO PLANO 2015.....</b>	<b>41</b>
3.1 Reservas Brasileiras de Urânio.....	41
3.2 Custos Futuros da Energia Nuclear no Brasil.....	42
<b>4. EQUIPE .....</b>	<b>46</b>

## 1. PANORAMA INTERNACIONAL

### 1.1 VISÃO GLOBAL

No final de 1992, segundo dados da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), havia em operação, em 30 países, 424 usinas nucleares perfazendo uma capacidade instalada líquida de 330.651 MWe. Na mesma época, 72 unidades encontravam-se em construção em 19 países, com um total de 59.720 MWe líquidos (Tabela 1.1). Se estas usinas em construção entrarem em operação durante esta década de 1990, 33 países estarão operando centrais nucleares.

A produção total de energia nucleoeleétrica atingiu 2.027,4 TWh/a no mundo, em 1992. Esta quantidade é cerca de oito vezes o total de energia elétrica bruta produzida no Brasil em 1992 por todas as fontes ( 253 TWh).

A nível mundial, cerca de 17% - ou um sexto - do total de energia elétrica produzida foi de origem nuclear, conforme indica a Figura 1.1. A Figura 1.2, mostra o desenvolvimento da energia nucleoeleétrica na última década em comparação com o desenvolvimento das demais fontes para a produção de energia elétrica.

A energia nuclear, após a sua introdução comercial para produção de energia elétrica há apenas cerca de quatro décadas, já é a segunda maior fonte para a produção de energia elétrica em países industrializados e a terceira maior fonte a nível mundial (Figura 1.1).

A Tabela 1.2 mostra a distribuição da capacidade instalada de centrais nucleares segundo regiões econômicas. Nota-se a predominante participação dos países industrializados da OECD: mais de 80 % da capacidade instalada de centrais nucleares no mundo está nesses países. A capacidade instalada nos países em desenvolvimento não ultrapassa 6 % do total mundial.

A Tabela 1.3 mostra a distribuição da capacidade e geração nucleoeleétricas segundo as regiões geográficas. Cerca de 70% da energia nucleoeleétrica produzida no mundo concentra-se na Europa Ocidental e na América do Norte. O Japão, sozinho, gera quase a mesma quantidade de energia nucleoeleétrica do que a Europa do Leste, incluindo os países da antiga União Soviética.

A Tabela 1.4 indica o crescimento progressivo no período 1986-1992 da participação da energia nucleoeleétrica no total de energia elétrica produzida por todas as fontes, nos países que utilizam a energia nuclear. É de se salientar a grande participação da nucleoeletricidade na Lituânia, França e Bélgica.

Sete países geraram em 1992 mais do que 40% de suas produções de energia elétrica com centrais nucleares (Tabela 1.1 e Figura 1.3):

Dos 30 países que utilizam a energia nucleoeleétrica, 16 geraram mais de 25% de suas produções totais de energia elétrica com centrais nucleares, em 1992. Em quatorze países a produção nucleoeleétrica foi responsável por mais de 30% da geração total de energia elétrica (Tabela 1.1, Tabela 1.4 e Figura 1.3).

Em termos regionais, a Europa Ocidental, com cerca de 31% da produção total de energia elétrica, gerada por centrais nucleares, é a região que mais utiliza a energia nuclear em termos relativos. Seguem-se a América do Norte com cerca de 20% e Extremo Oriente com 15%. (Tabela 1.5).

A Tabela 1.7 mostra também as usinas nucleares que entraram em operação desde 1986. Durante o período de sete anos foram conectadas aos sistemas elétricos de 16 países 94 unidades nucleares.

A Tabela 1.8 e a Figura 1.4 indicam o número e capacidade total das unidades que tiveram suas construções iniciadas e que foram pela primeira vez sincronizadas aos sistemas elétricos, ano a ano, desde 1955. Nota-se que o acidente de Three Mile Island, em 1979, nos Estados Unidos, e o de Chernobyl, em 1986, na União Soviética, não causaram reduções drásticas do início de construção de novas usinas. Particularmente após Chernobyl foram iniciadas a construção de 30 unidades entre 1987 e 1992.

**TABELA 1.1**  
**USINAS NUCLEARES EM OPERAÇÃO E EM CONSTRUÇÃO NO MUNDO**  
(Situação em 31 de dezembro de 1992)

PAIS	Usinas em Operação		Usinas em Construção		Energia Elétrica produzida em 1992		Experiência Operacional	
	Unidades	MWe	Unidades	MWe	TWh	% do total	Anos	Meses
África do Sul	2	1.842			9,3	6,0	16	3
Alemanha	21	22.559			150	30,1	448	0
Argentina	2	935	1	692	6,6	14,4	28	7
Armênia							21	7
Bélgica	7	5.484			40,9	59,9	114	7
Brasil	1	626	1	1.245	1,8	0,7	10	9
Bulgária	6	3.538			11,6	32,5	65	6
Canadá	21	14.874	1	881	76,0	15,2	283	2
Cazaquistão	1	135			0,5	0,6	19	6
China	1	288	2	1.812	0,5	0,1	1	1
Cuba			2	816				
Eslovênia	1	632			3,8	34,6	11	3
Espanha	9	7.101			53,4	36,4	119	8
EUA	109	98.729	3	3.480	618,8	22,3	1.702	4
Finlândia	4	2.310			18,2	33,2	55	4
Formosa (Taiwan)	6	4.890			32,5	35,4	68	1
França	56	57.688	5	7.125	321,7	72,9	709	10
Holanda	2	504			3,6	4,9	43	9
Hungria	4	1.729			13,1	46,4	30	2
Índia	9	1.593	5	1.010	5,6	3,3	101	3
Íra			2	2.392				
Itália							81	0
Japão	44	34.238	9	8.129	217,0	27,7	556	11
Lituânia	2	2.760	1	1.380	15,6	80,0	14	6
México	1	654	1	654	3,9	3,2	3	9
Paquistão	1	125			0,5	1,2	21	3
Rep. Coreia	9	7.220	3	2.550	56,5	43,2	72	1
Rep. Eslovaca	4	1.632	4	1.552	11,1	49,5	49	5
Rep. Tcheca	4	1.632	2	1.784	12,3	20,7	26	8
Reino Unido	37	12.066	1	1.188	69,1	23,2	962	10
Romênia			5	3.155				
Rússia	28	18.893	18	14.175	119,6	11,8	439	9
Suécia	12	10.002			60,8	43,2	183	2
Suíça	5	2.952			22,1	39,6	88	10
Ucrânia	15	13.020	6	5.700	71,0	25,0	128	11
<b>TOTAL</b>	<b>424</b>	<b>33.0651</b>	<b>72</b>	<b>59.720</b>	<b>2.027,4</b>	<b>17,0</b>	<b>6.479</b>	<b>9</b>

FONTE: IAEA-Power Reactors Information System.

**TABELA 1.2**  
**DISTRIBUIÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DE CENTRAIS NUCLEARES POR REGIÕES ECONÔMICAS**

Região	Usinas em Operação			Usinas em Construção		
	Número	MWe	(%)	Número	MWe	(%)
OECD	327	268.507	81,2	19	20.803	34,8
Ex-CMEA	65	43.971	13,3	36	27.746	46,5
OUTROS	32	18.173	5,5	17	11.171	18,7
<b>TOTAL</b>	<b>424</b>	<b>330.651</b>	<b>100,0</b>	<b>72,0</b>	<b>59.720</b>	<b>100,0</b>

Fonte: IAEA PRIS.

OECD: \*Organization for Economic Co-operation and Development.

CMEA: \*Council for Mutual Economic Assistance (Países de economia centralizada da Europa do Leste).

**TABELA 1.3**  
**DISTRIBUIÇÃO REGIONAL DA CAPACIDADE E GERAÇÃO**  
**NUCLEOELÉTRICA (1992)**

Região / País	Usinas em Operação			Geração	
	Número	Capacidade (MWe)	(%)	TWh	(%)
<b>AMÉRICA DO NORTE</b>	<b>130</b>	<b>113.603</b>	<b>34,36</b>	<b>694,8</b>	<b>34,27</b>
Canadá	21	14.874	4,50	76,0	3,75
EUA	109	98.729	29,86	618,8	30,52
<b>AMÉRICA LATINA</b>	<b>4</b>	<b>2.215</b>	<b>0,67</b>	<b>12,3</b>	<b>0,61</b>
Argentina	2	935	0,28	6,6	0,33
Brasil	1	626	0,19	1,8	0,09
México	1	654	0,20	3,9	0,19
<b>EUROPA OCIDENTAL</b>	<b>153</b>	<b>120.666</b>	<b>36,49</b>	<b>739,8</b>	<b>36,49</b>
Alemanha	21	22.559	6,82	150,0	7,40
Bélgica	7	5.484	1,66	40,9	2,02
Espanha	9	7.101	2,15	53,4	2,63
Finlândia	4	2.310	0,70	18,2	0,90
França	56	57.688	17,45	321,7	15,87
Holanda	2	504	0,15	3,6	0,18
Reino Unido	37	12.066	3,65	69,1	3,41
Suécia	12	10.002	3,02	60,8	3,00
Suíça	5	2.952	0,89	22,1	1,09
<b>EUROPA DO LESTE</b>	<b>65</b>	<b>43.971</b>	<b>13,30</b>	<b>258,6</b>	<b>12,76</b>
Bulgária	6	3.538	1,07	11,6	0,57
Cazaquistão	1	135	0,04	0,5	0,02
Eslovênia	1	632	0,19	3,8	0,19
Hungria	4	1.729	0,52	13,1	0,65
Lituânia	2	2.760	0,83	15,6	0,77
Rep. Eslovaca	4	1.632	0,49	11,1	0,55
Rep. Tcheca	4	1.632	0,49	12,3	0,61
Rússia	28	18.893	5,71	119,6	5,90
Ucrânia	15	13.020	3,94	71,0	3,50
<b>ÁFRICA</b>	<b>2</b>	<b>1.842</b>	<b>0,56</b>	<b>9,3</b>	<b>0,46</b>
África do Sul	2	1.842	0,56	9,3	0,46
<b>ORIENTE MÉDIO E</b>					
<b>SUL DA ASIA</b>	<b>10</b>	<b>1.718</b>	<b>0,52</b>	<b>6,1</b>	<b>0,30</b>
Índia	9	1.593	0,48	5,6	0,28
Paquistão	1	125	0,04	0,5	0,02
<b>EXTREMO ORIENTE</b>	<b>60</b>	<b>46.636</b>	<b>14,10</b>	<b>306,5</b>	<b>15,12</b>
China	1	288	0,09	0,5	0,02
Formosa ("Taiwan")	6	4.890	1,48	32,5	1,60
Japão	44	34.238	10,35	217,0	10,70
Rep. Coreia	9	7.220	2,18	56,5	2,79
<b>TOTAL</b>	<b>424</b>	<b>330.651</b>	<b>100,00</b>	<b>2027,4</b>	<b>100,00</b>

Fonte: IAEA PRIS Data Bank.

**TABELA 1.4**  
**PARTICIPAÇÃO DA ENERGIA NÚCLEO-ELÉTRICA**  
**NA PRODUÇÃO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA (%)**  
**1986-1992**

PAÍS	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Lituânia (1)	-	-	-	-	-	-	80,0
França	69,8	69,8	69,9	74,6	74,5	72,7	72,9
Bélgica	67,0	66,0	65,5	60,8	60,1	59,3	59,9
Rep. Eslovaca (2)	-	-	-	-	-	-	49,5
Rep. Coreia	43,6	53,3	46,9	50,2	49,1	47,5	43,2
Hungria	25,8	39,2	48,9	49,8	51,4	48,4	46,4
Suécia	50,3	45,3	46,9	45,2	45,9	51,6	43,2
Suíça	39,2	38,3	47,4	41,6	42,6	40,0	39,6
Espanha	29,4	31,2	36,1	38,4	35,9	35,9	36,4
Eslovênia (3)	-	-	-	-	-	-	34,6
Finlândia	38,4	36,6	36,0	35,4	35,0	33,3	33,2
Formosa (Taiwan)	43,8	48,5	41,0	35,2	35,2	37,8	35,4
Alemanha (4)	-	-	-	-	-	27,6	30,1
Bulgária	30,0	28,6	35,6	32,9	35,7	34,0	32,5
Japão	24,7	29,1	23,4	27,8	27,1	23,8	27,7
ex-Tchecoslováquia	21,1	25,9	26,7	27,6	28,4	28,6	-
Ucrânia (1)	-	-	-	-	-	-	25,0
Reino Unido	18,4	17,5	19,3	21,7	19,7	20,6	23,2
EUA	16,6	17,7	19,5	19,1	20,6	21,7	22,3
Rep. Tcheca (2)	-	-	-	-	-	-	20,7
Canadá	14,7	15,1	16,0	15,6	14,8	16,4	15,2
Ex-URSS	10,1	11,2	12,6	12,3	12,2	12,6	-
Argentina	12,1	13,4	11,2	11,4	19,8	19,1	19,2
Rússia (1)	-	-	-	-	-	-	11,8
ex-Rep. Fed. Alemanha(4)	29,4	31,3	34,0	34,3	33,1	-	-
ex-Rep. Dem. Alemã(4)	9,7	9,7	9,9	10,9	n.d.	-	-
África do Sul	6,8	4,5	7,3	7,4	5,6	5,9	6,0
ex-Iugoslávia	5,4	5,6	5,2	5,9	5,3	6,3	-
Holanda	6,2	5,2	5,3	5,4	4,9	4,9	4,9
México	-	-	-	-	2,6	3,6	3,2
Índia	2,7	2,6	3,0	1,6	2,2	1,8	3,3
Brasil	0,1	0,5	0,3	0,7	1,0	0,6	0,7
Paquistão	1,8	1,0	0,6	0,2	1,1	0,8	1,2
Cazaquistão	-	-	-	-	-	-	0,6
Itália	4,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

FONTE: IAEA Power Reactors Information System (PRIS)

NOTA: (1) parte da antiga União Soviética.

(2) parte da antiga Tchécoslováquia.

(3) parte da antiga Iugoslávia.

(4) em de outubro de 1990, a antiga República Federal da Alemanha (RFA) e antiga República Democrática Alemã foram unificadas.

**TABELA 1.5**  
**CAPACIDADE INSTALADA E PRODUÇÃO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**E CONTRIBUIÇÃO DA ENERGIA NUCLEAR EM 1992**

Região	Capacidade Total GWe	Produção Total TWh	Capacidade Nuclear GWe	Produção Nuclear TWh	Participação Nuclear (%)
América do Norte	907	3.648	113,6	694,9	19,0
América Latina	173	674	2,2	12,3	1,8
Europa Ocidental	600	2.420	120,7	739,8	30,6
Europa Oriental	464	2.150	44,0	258,4	12,0
África	77	335	1,8	9,3	2,8
Oriente Médio e Sul da Ásia	176	607	1,7	6,1	1,0
Sudeste da Ásia e Pacífico	83	344			
Extremo Oriente	447	1.990	46,6	306,5	15,4
<b>MUNDO</b>	<b>2.927</b>	<b>12.168</b>	<b>330,6</b>	<b>2.027,3</b>	<b>16,7</b>

(\*) Participação nuclear = [geração nuclear (TWh)/geração total (TWh)]\*100

FONTE: IAEA PRIS.

**TABELA 1.6**  
**UNIDADES CONECTADAS AOS SISTEMAS EM 1992**

Unidade	Tipo	Capacidade (MWe)		Fornecedor do SNGV	Início Construção	Criticalidade	Sincronização
		Líquida	Bruta				
Darlington-3	PHWR	881	935	OH/AECL	1984-09	1992-11	1992-12
Penly-2	PWR	1.330	1.382	FRAMATOME	1984-08	1991-01	1992-02
Kakrapar-1	PHWR	202	220	DAE/NPCI	1984-12	1992-09	1992-11
Narora-2	PHWR	202	220	DAE/NPCI	1977-11	1991-10	1992-01
Kashiwazaki	BWR	1.067	1.100	TOSHIBA	1987-07	1992-10	1992-12
Kariwa-3	PWR	1.127	1.180	MITSUBISHI	1988-06	1992-05	1992-06
Ohi-4							
<b>TOTAL</b>		<b>4.809</b>	<b>5.037</b>				

OH/AECL: ONTÁRIO HYDRO / ATOMIC ENERGY OF CANADA LTD.  
DAE/NPCI: DEPARTAMENT OF ATOMIC ENERGY, INDIA/NUCLEAR POWER CORPORATION OF INDIA LTD.

**TABELA 1.7**  
**USINAS NUCLEARES CONECTADAS AOS SISTEMAS ELÉTRICOS**  
**NO PERÍODO 1986 A 1992**

PAIS	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1986-92
Bulgária		1				1		2
Canadá	2	1			2		1	6
China						1		1
Espanha		1	1					2
EUA	6	8	2	3	2			21
França	6	4	2		3	1	1	17
Hungria	1	1						2
Índia				1			2	3
Japão	2	1	2	1	2	1	2	11
México				1				1
R.D.Alemã				1				1
R.F.Alemã	2		2	1				5
Rep. Coreia	2		1	1				4
Reino Unido			3	1				4
Tchecoslováquia	2	1						3
Ex-URSS	3	4	1	2	1			11
<b>TOTAL</b>	<b>26</b>	<b>22</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>94</b>

FONTE: IAEA-Power Reactors Information System.

**TABELA 1.8**  
**INÍCIO DE CONSTRUÇÃO DE USINAS E PRIMEIRA**  
**SINCRONIZAÇÃO AO SISTEMA**

Ano	Início de Construção		Sincronização	
	Unidades	GWe	Unidades	GWe
1955	8	0,3		
1956	4	0,6	1	0,1
1957	13	1,7	1	0,1
1958	6	0,4	1	0,1
1959	6	0,8	5	0,2
1960	9	0,9	4	0,5
1961	7	1,4	1	
1962	7	1,2	9	0,9
1963	5	1,6	7	0,4
1964	9	2,8	8	1,0
1965	9	3,1	8	1,7
1966	15	7,1	8	1,4
1967	26	16,6	10	2,1
1968	35	24,8	6	1,1
1969	15	11,3	10	3,5
1970	37	25,6	6	3,4
1971	17	11,4	16	7,5
1972	24	20,4	16	8,7
1973	24	19,6	19	12,6
1974	29	24,8	26	17,0
1975	33	31,2	15	10,1
1976	33	28,0	19	14,2
1977	19	15,9	18	13,4
1978	17	14,1	20	15,8
1979	23	21,9	9	7,3
1980	20	19,4	20	14,8
1981	14	13,2	23	20,3
1982	16	16,4	19	15,3
1983	9	6,4	23	18,9
1984	12	11,4	33	30,8
1985	22	15,9	33	30,9
1986	6	5,4	26	26,1
1987	7	6,9	22	21,9
1988	8	8,2	14	13,7
1989	7	5,1	12	10,5
1990	4	2,3	10	10,5
1991	2	2,1	4	3,7
1992	2	2,4	6	4,8

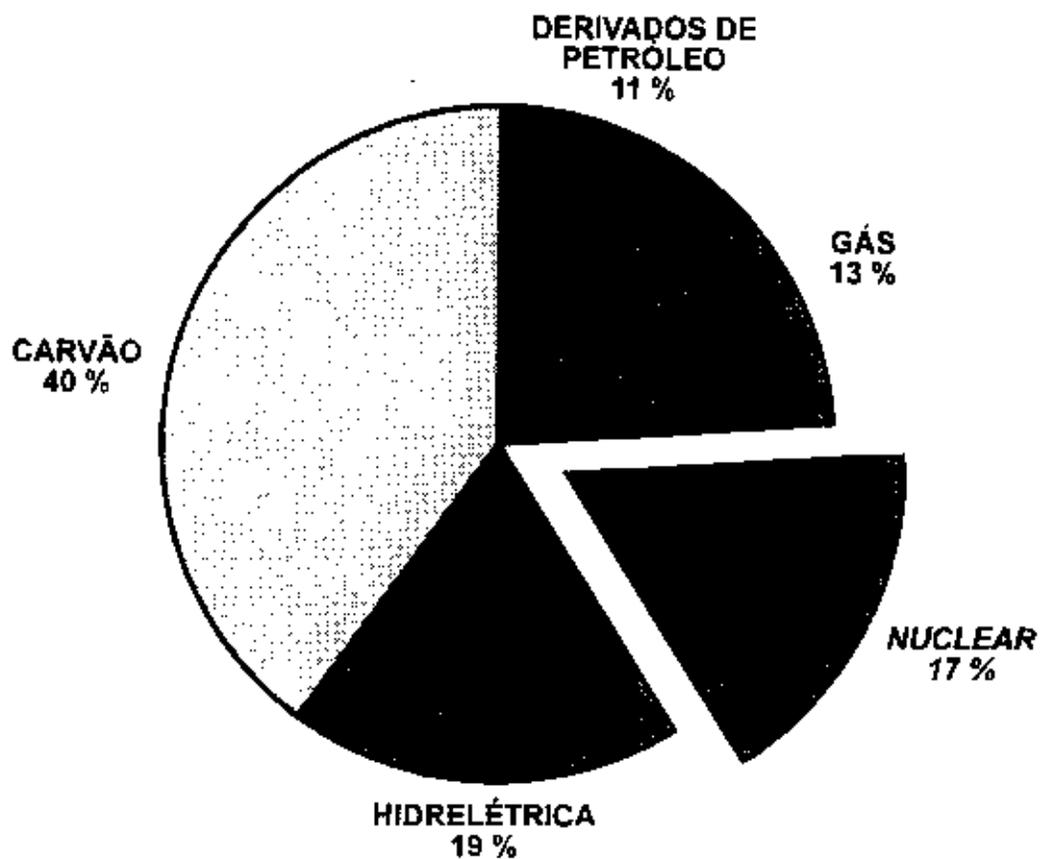
FONTE: IAEA Reference Data Series n.2, April 1993 Edition

**TABELA 1.9**  
**USINAS NUCLEARES MAIORES PRODUTORAS DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**EM 1992**

Ordem	País	Usina	Empresa	Tipo	Fornecedor	Capacidade Bruta (MWe)	Geração Bruta (GWh)
1	Alemanha	Brakdorf	KBR	PWR	KWU	1.395	11.338,2
2	Alemanha	Grohnde	KWG	PWR	KWU	1.394	11.005,7
3	Alemanha	Neckar-2	GKN	PWR	KWU	1.365	10.914,8
4	EUA	South Texas-2	Houston P&L	PWR	W	1.315	10.807,8
5	EUA	Paio Verde-2	Arizona P&L	PWR	CE	1.307	10.760,0
6	Alemanha	Ernsland	KLE	PWR	KWU	1.363	10.732,5
7	Alemanha	Isar-2	KKI	PWR	KWU	1.400	10.462,7
8	Japão	Oni-3	Kansai EPC	PWR	MHI	1.175	10.363,5
9	Alemanha	Grafenrheinfeld	Bayenwerk	PWR	KWU	1.300	10.181,8
10	Alemanha	Philippsburg-2	KKP	PWR	KWU	1.350	9.894,3

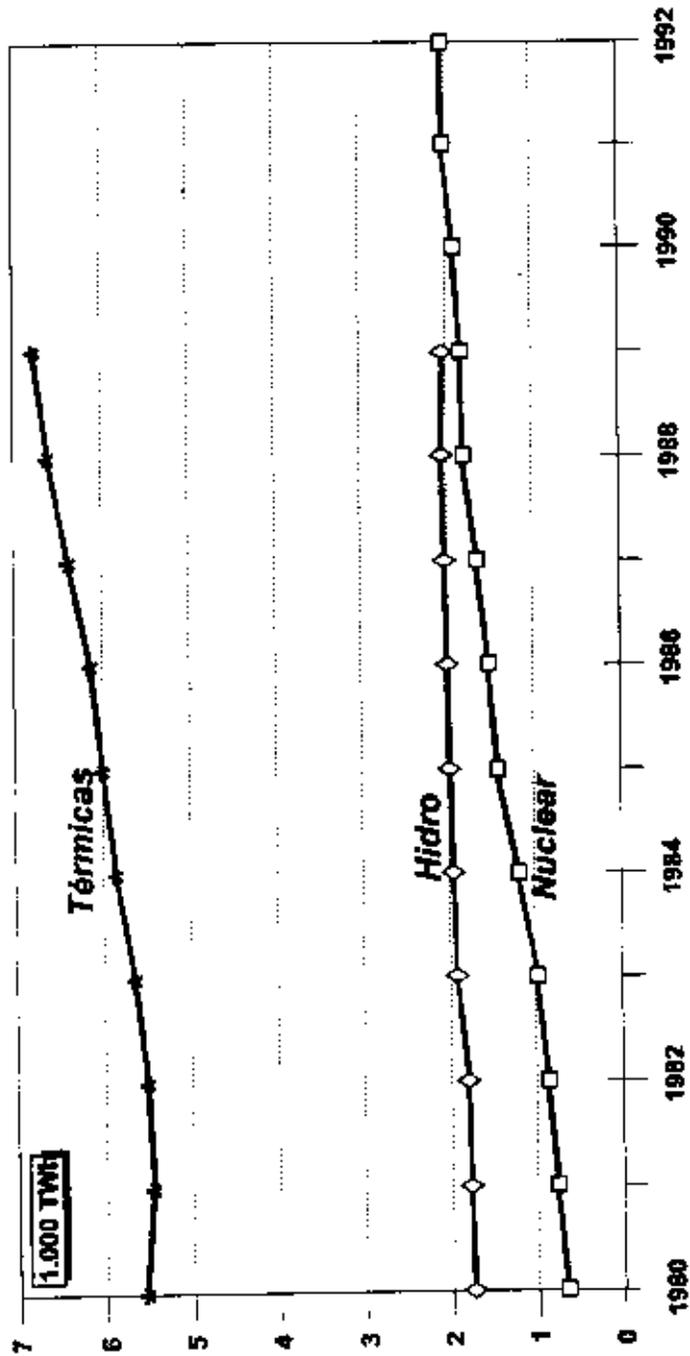
FONTE: Nucleonics Week, February 11, 1993.

**FIGURA 1.1**  
**GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO**



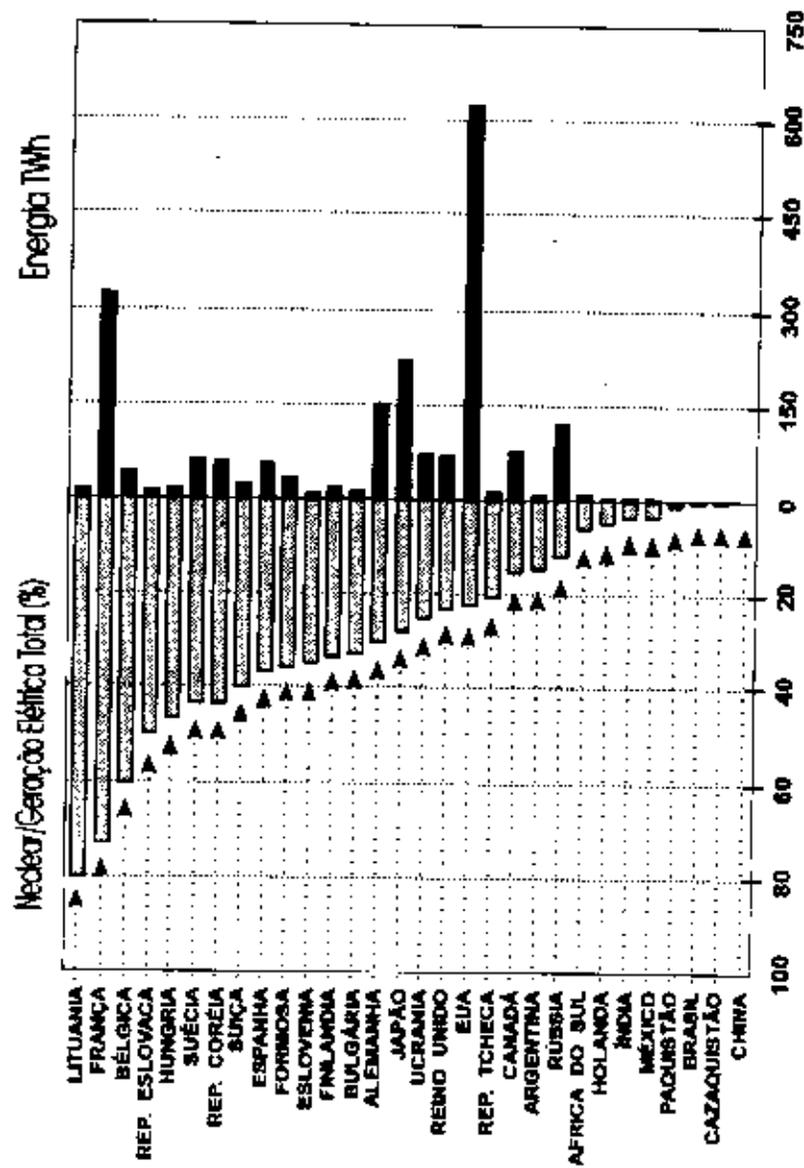
NOTA: Geotérmica e outras = menos de 0,5%.

**FIGURA 1.2**  
**PRODUÇÃO MUNDIAL DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**PARTICIPAÇÃO DAS VÁRIAS FONTES**



FONTE: U.N./IAEA Data bank.

**FIGURA 1.3**  
**PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CENTRAIS NUCLEARES NO MUNDO**  
**EM 1992**



## 1.2 EXPERIÊNCIA OPERATIVA

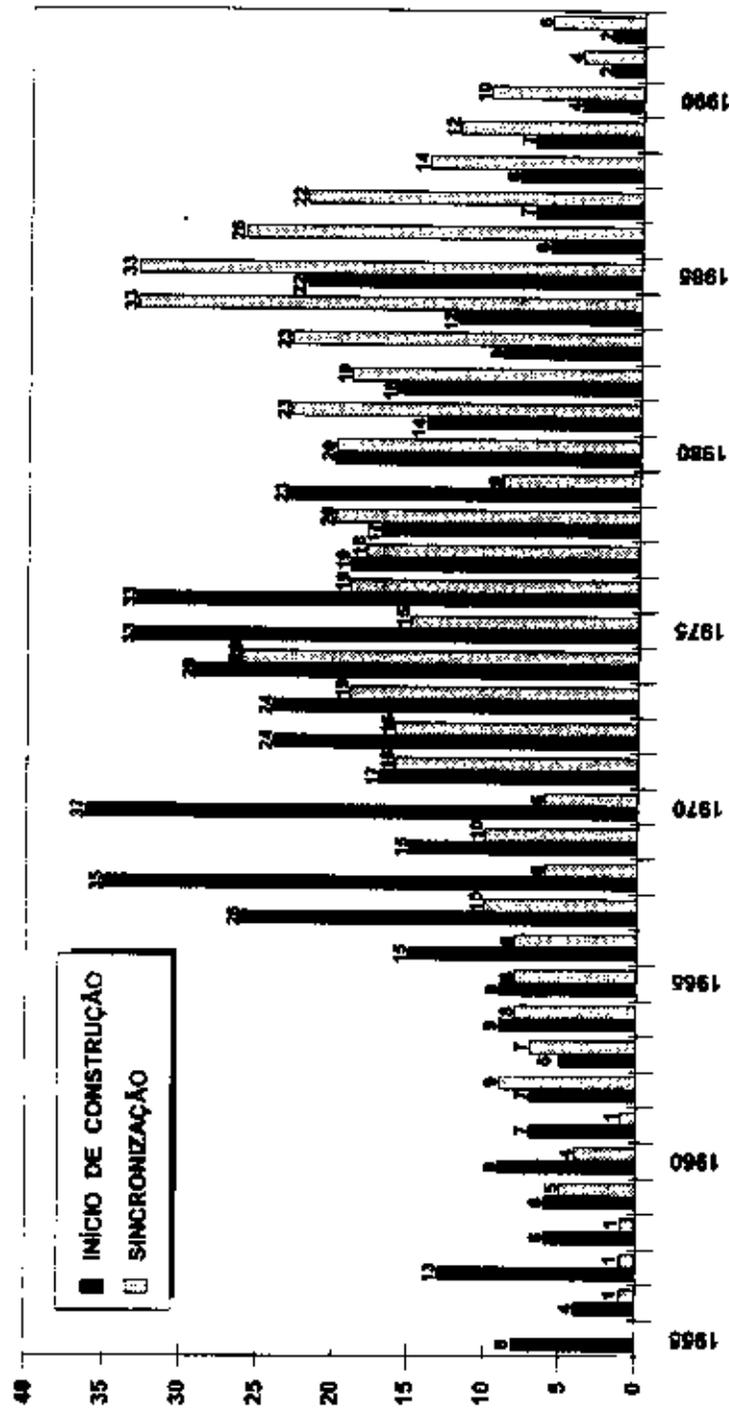
A experiência operativa de usinas nucleares atingiu a expressiva marca de 6.479 reatores-ano de operação no final de 1992 (Tabela 1.1). Os Estados Unidos acumulam a maior experiência operativa, seguidos do Reino Unido, França, Japão e Alemanha, conforme indica a Figura 1.5. Nota-se que o Reino Unido, apesar de ter uma capacidade instalada relativamente pequena, apresenta uma experiência operativa grande por ter um programa nuclear que foi um dos pioneiros a nível mundial. A cada dia que passa mais de um reator-ano de experiência operativa é acrescentado à experiência global sendo de se esperar que em 1998 atingir-se-á uma experiência operativa acumulada mundial de cerca de 10.000 reatores-ano.

A Figura 1.6 mostra a evolução da disponibilidade média em termos de energia do parque nuclear mundial, no período 1978-1991. Nota-se, a partir de 1984, uma melhoria da performance do parque nuclear mundial. Pelo oitavo ano consecutivo o fator de disponibilidade situou-se na faixa dos 70% e acima. Esta tendência indica a recuperação da indústria após o acidente de Three Mile Island em 1979 e imposições regulatórias que se seguiram. A partir da Figura 1.7 observa-se que 256 unidades ou seja 65,5% de todas as unidades constantes do banco de dados da AIEA apresentaram um fator de disponibilidade igual ou superior a 70% no ano de 1991. O número de unidades que apresentaram fatores de disponibilidade superiores a 70% durante toda a vida operativa, e até 1991, foi de 233 ou 59,3% do total (Figura 1.7). Estes dados demonstram um real sucesso obtido pela indústria nuclear a nível mundial e pelas equipes de operação das empresas de energia elétrica.

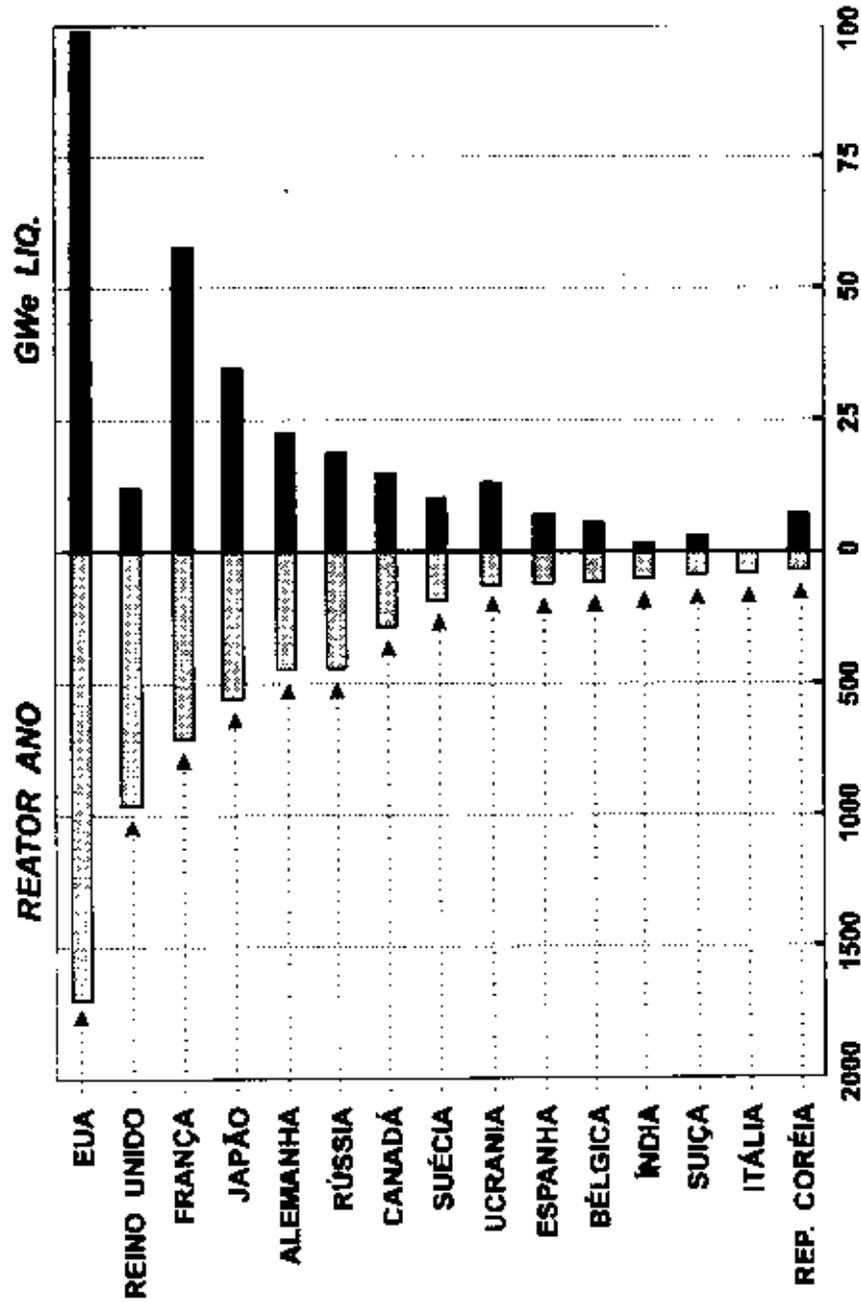
Uma análise mais detalhada indica diferenças importantes para os fatores de disponibilidade em função de tipo de reator, capacidade, experiência da empresa de energia elétrica e fabricante. Assim, por exemplo, até final de 1991 a disponibilidade acumulada dos reatores a água pressurizada (PWR), exclusiva a dos reatores de fabricação soviética, está indicada na Figura 1.9.

A Tabela 1.7 mostra as dez primeiras usinas nucleares no mundo que apresentaram os melhores desempenhos operativos no ano de 1992, do ponto de vista de quantidade de energia elétrica produzida. No topo da lista, entre as dez melhores usinas, estão incluídas sete usinas alemãs, fabricadas pela SIEMENS/KWU, duas americanas, uma da WESTINGHOUSE e outra da COMBUSTION ENGINEERING, e uma japonesa da MITSUBISHI. As três primeiras usinas da lista são alemãs.

**FIGURA 1.4**  
**UNIDADES NUCLEARES - INÍCIO DE CONSTRUÇÃO E SINCRONIZAÇÃO**

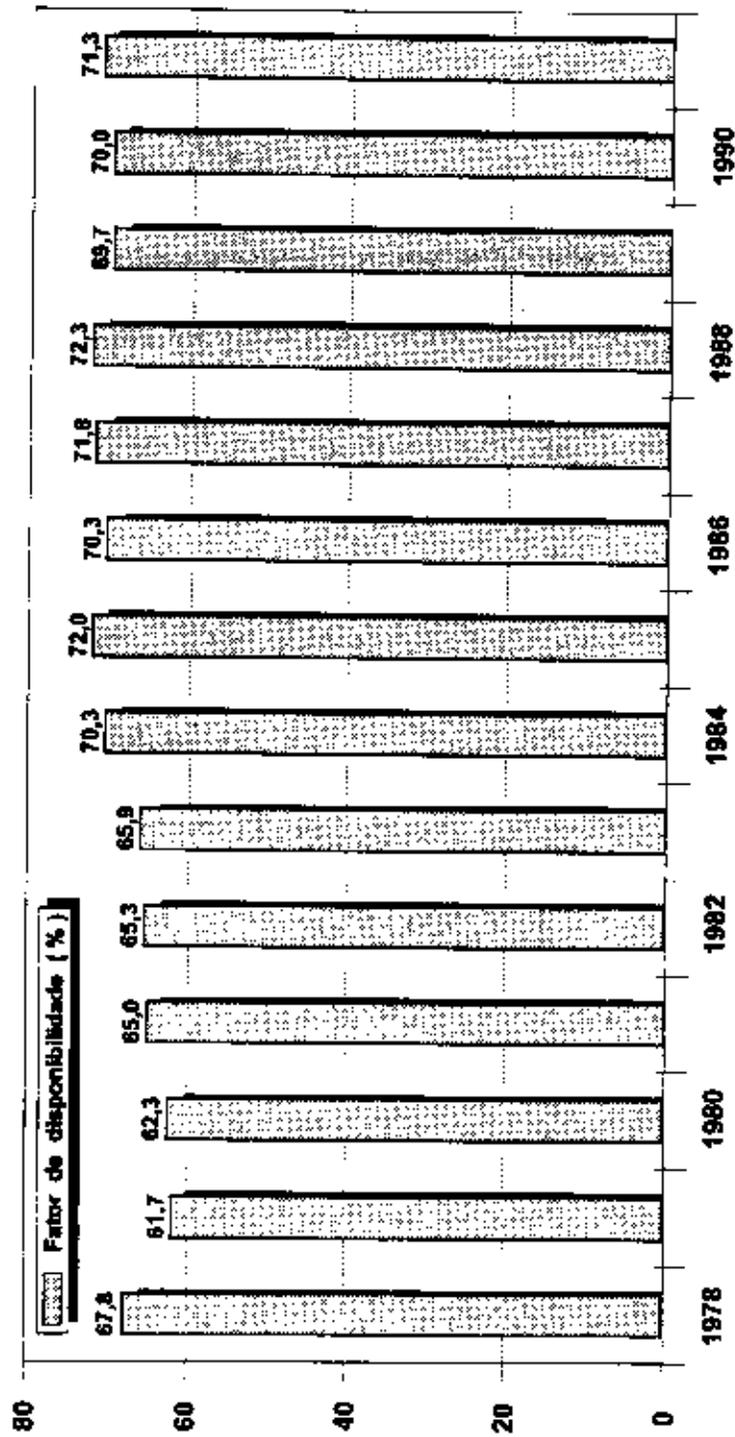


**FIGURA 1.5**  
**EXPERIÊNCIA OPERATIVA E CAPACIDADE INSTALADA DE CENTRAIS**  
**NUCLEARES NO MUNDO ATÉ 31.12.92**



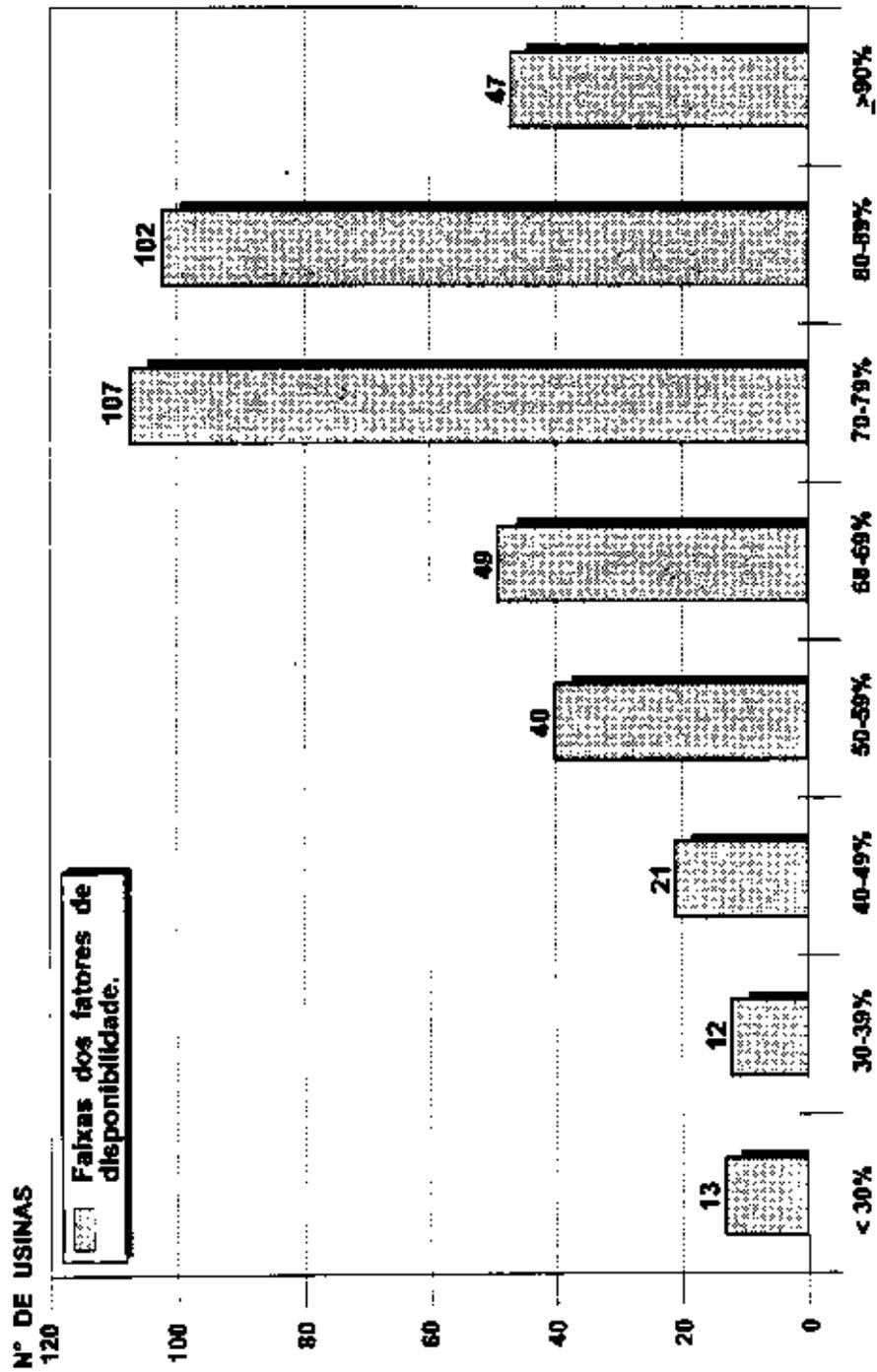
FONTE: IAEA, abril de 1993.

**FIGURA 1.6**  
**FATOR DE DISPONIBILIDADE MÉDIO DO PARQUE NUCLEAR MUNDIAL**



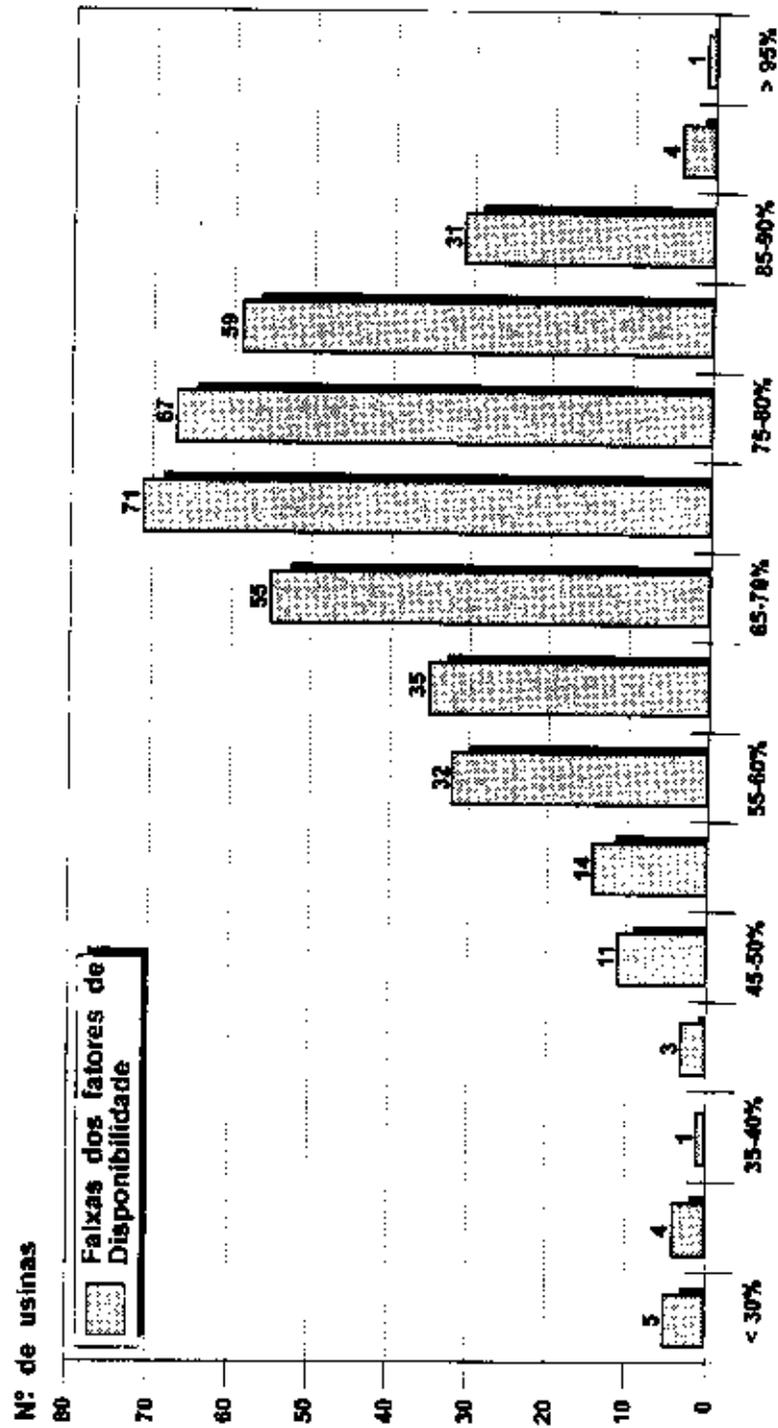
IAEA Power Reactors Information Systems.

**FIGURA 1.7**  
**FATOR DE DISPONIBILIDADE EM 1991 - USINAS NUCLEARES**



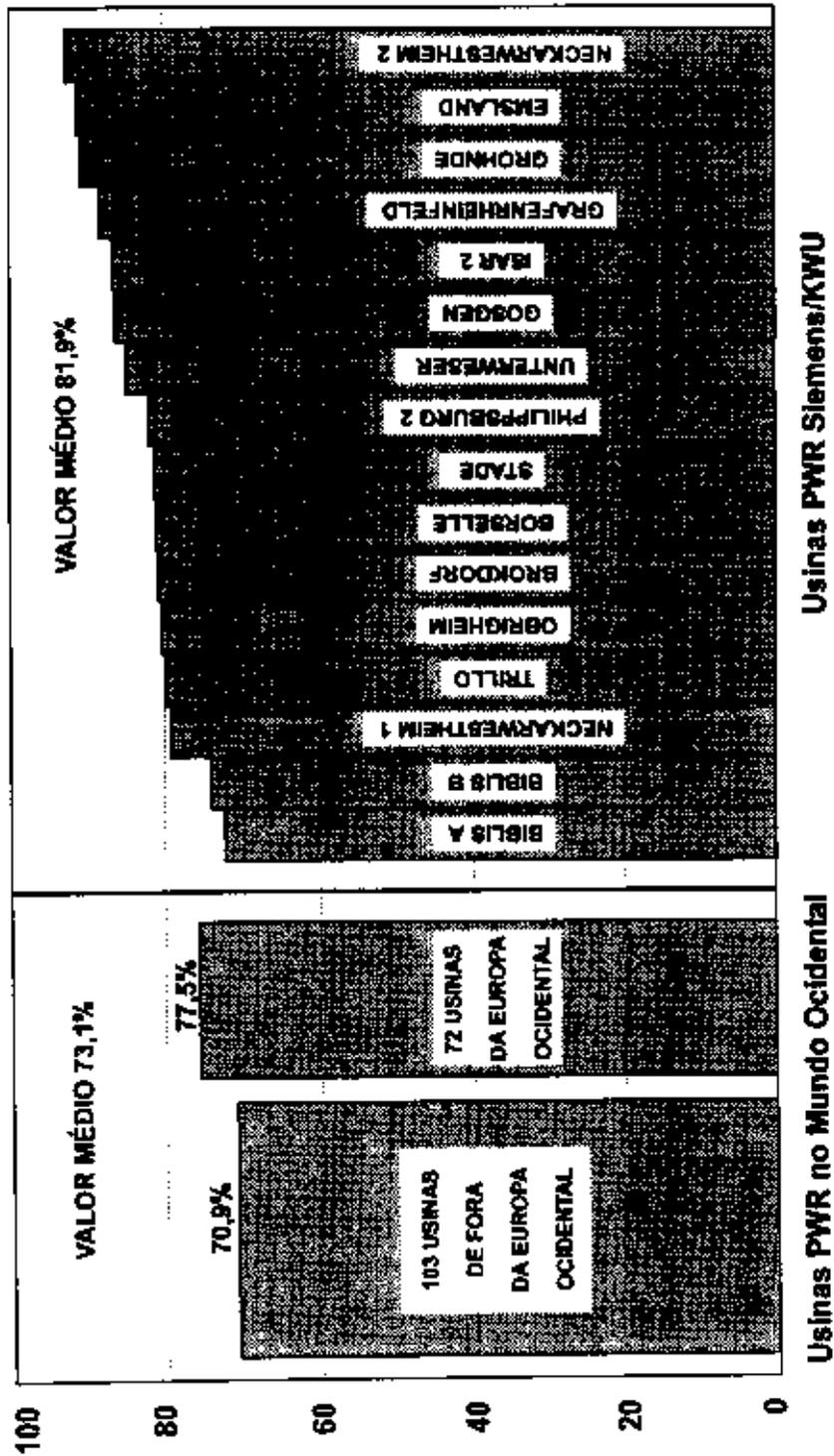
FONTE: IAEA PRIS.

**FIGURA 1.8**  
**FATOR DE DISPONIBILIDADE DURANTE A VIDA ÚTIL (ATÉ 1991)**



FONTE: LAEA PRIS

**FIGURA 1.9**  
**REATORES DE ÁGUA PRESSURIZADA**  
 (Fator de Disponibilidade Acumulado de Usinas Nucleares com Reator a Água Pressurizada (PWR) no Mundo Ocidental (a partir da operação comercial até dezembro de 1991)

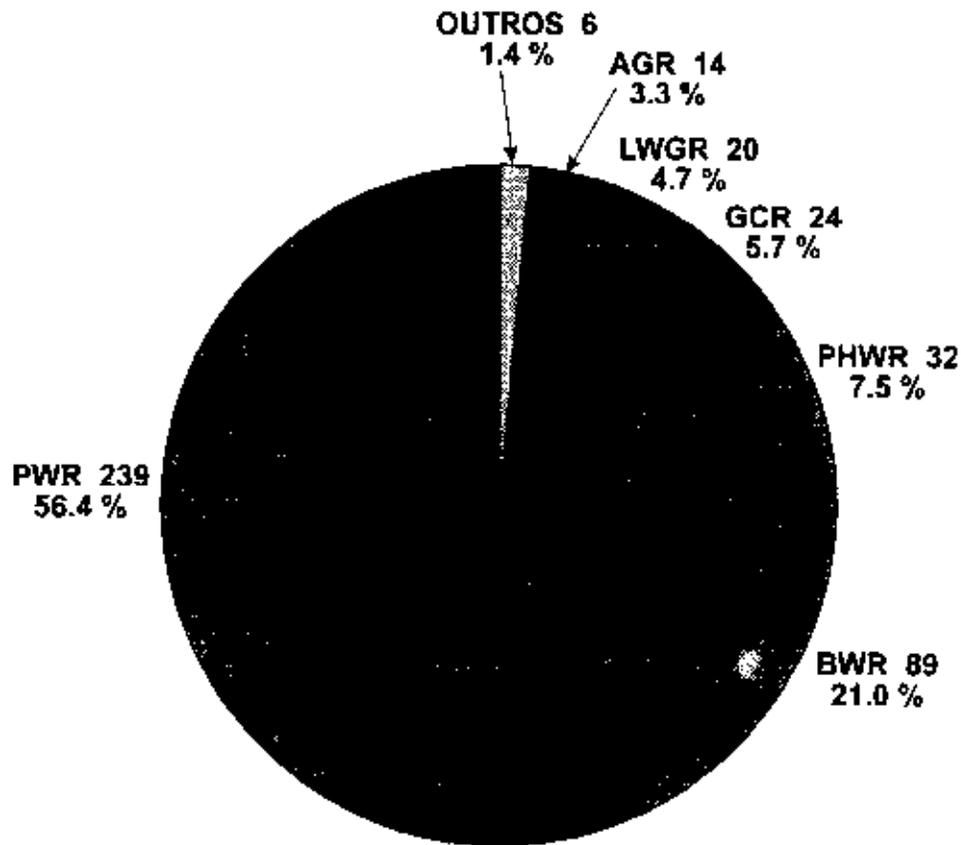


**1.3 TIPOS DE USINAS NUCLEARES**

A Figura 1.10 mostra que das 424 usinas nucleares em operação em 1992, 328, ou seja 77% são do tipo com reatores moderados e refrigerados a água leve comum (PWR e BWR), sendo que os 239 PWRs, do tipo dos adotados em Angra, representam 56% do número total de reatores em operação no mundo e são utilizados em 22 países. Em termos de capacidade instalada os reatores a água leve comum representam 85% do total em operação em 1992, sendo 63% PWRs. (Figura 1.11).

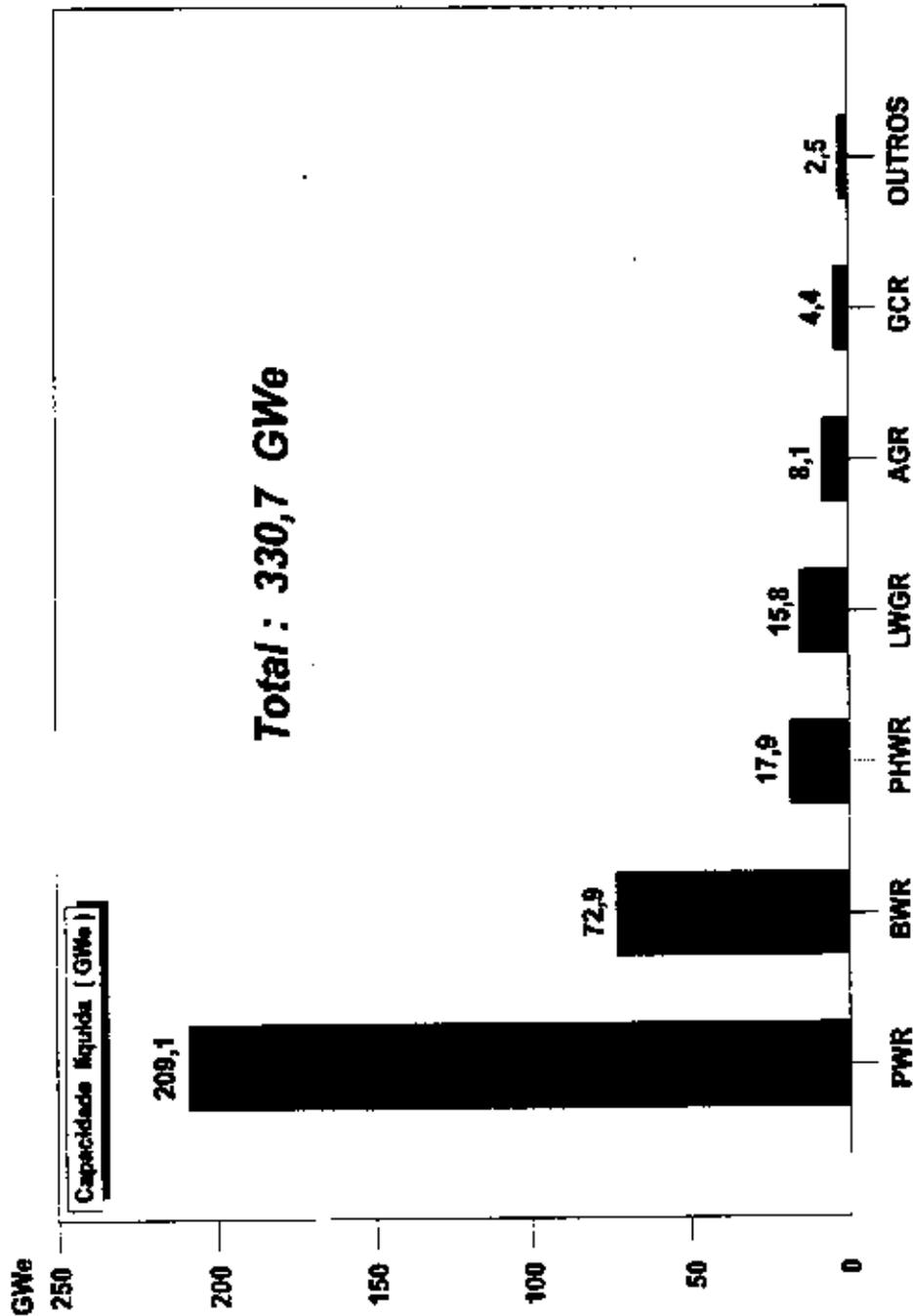
No mesmo ano de 1992, das 72 usinas nucleares em construção, 75% são do tipo com reatores moderados e refrigerados a água comum, sendo que os PWRs representam 67% do total em construção. (Figura 1.12).

**FIGURA 1.10  
UNIDADES EM OPERAÇÃO (424)**



FONTE: IAEA, abril de 1993.

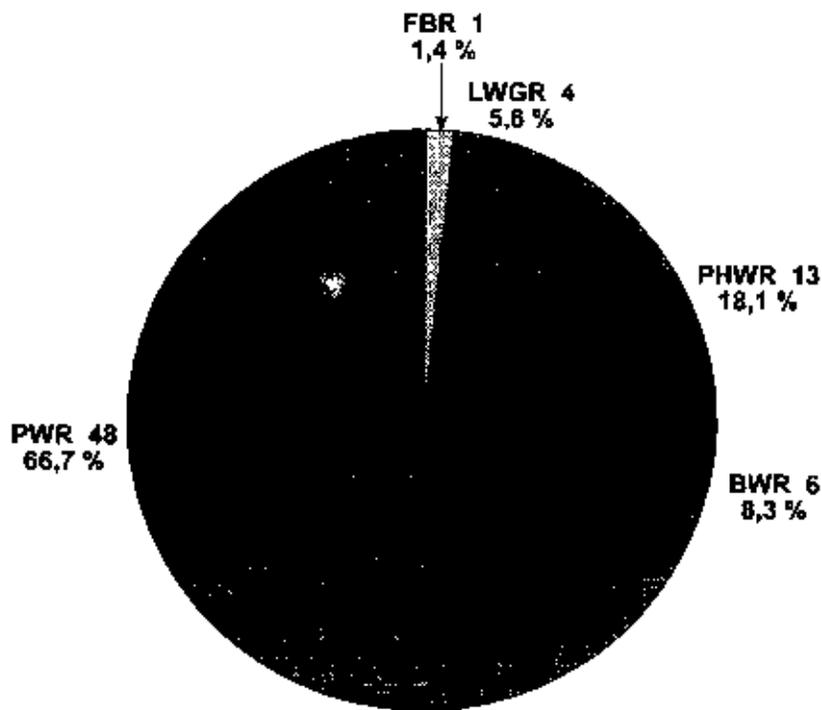
**FIGURA 1.11**  
**TIPOS DE USINAS NUCLEARES EM OPERAÇÃO**  
 (Situação em 31.12.92)



FONTE: IAEA, abril de 1993.

**FIGURA 1.12**  
**UNIDADES EM CONSTRUÇÃO (72)**  
(Situação em 31.12.92)

13.10.93



FONTE: IAEA, abril de 1993.

#### 1.4 O DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA NUCLEAR

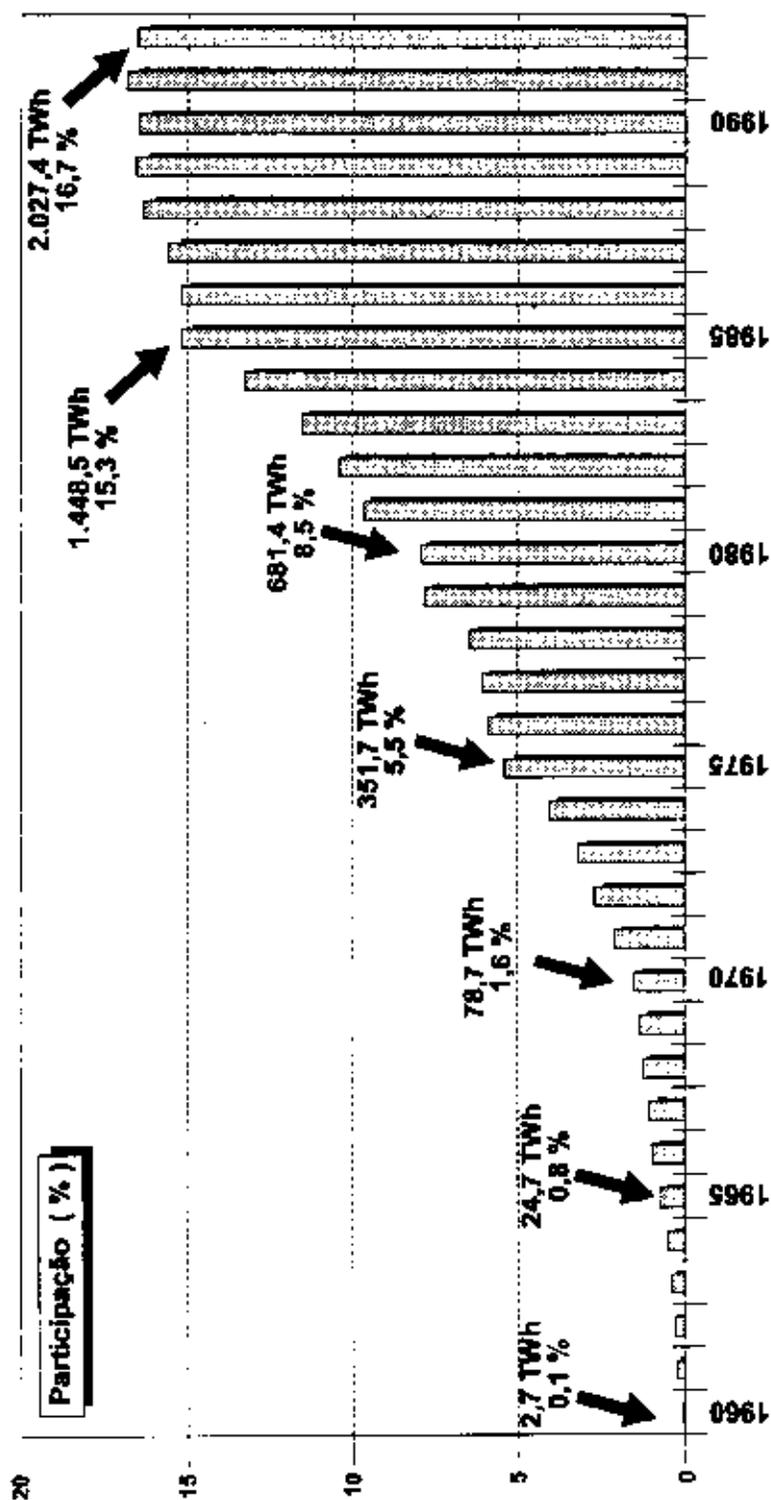
A Figura 1.13 mostra o grande desenvolvimento da energia nucleoeletrica desde 1960 até os dias de hoje.

Em cerca de 30 anos, a energia nuclear aumentou a sua participação na produção total de energia elétrica de 0,1% para 17%. Para se dar a perspectiva deste desenvolvimento importante, a energia hidrelétrica cuja tecnologia vem sendo empregada há cerca de um século participa no balanço elétrico mundial com cerca de 19%.

Durante as próximas décadas o desenvolvimento da energia nucleoeletrica não se igualará ao extraordinário desenvolvimento das duas últimas décadas. As razões para isto são várias e complexas. Cita-se inicialmente um decréscimo da taxa de crescimento da energia elétrica nos países industrializados na última década em consequência da diminuição do crescimento econômico. Houve, adicionalmente, um aumento das preocupações do público em relação à energia nuclear, levando a cancelamentos ou atrasos de usinas nucleares e revisão de programas de expansão. O acréscimo de capacidade de geração nucleoeletrica, no curto prazo, até o ano 2000, está praticamente determinado por decisões já tomadas, embora sempre possa haver uma modificação para baixo devido a atrasos, problemas de licenciamento ou mudanças políticas. Após o ano 2000 a situação é mais indefinida, mas talvez bem menos pessimista.

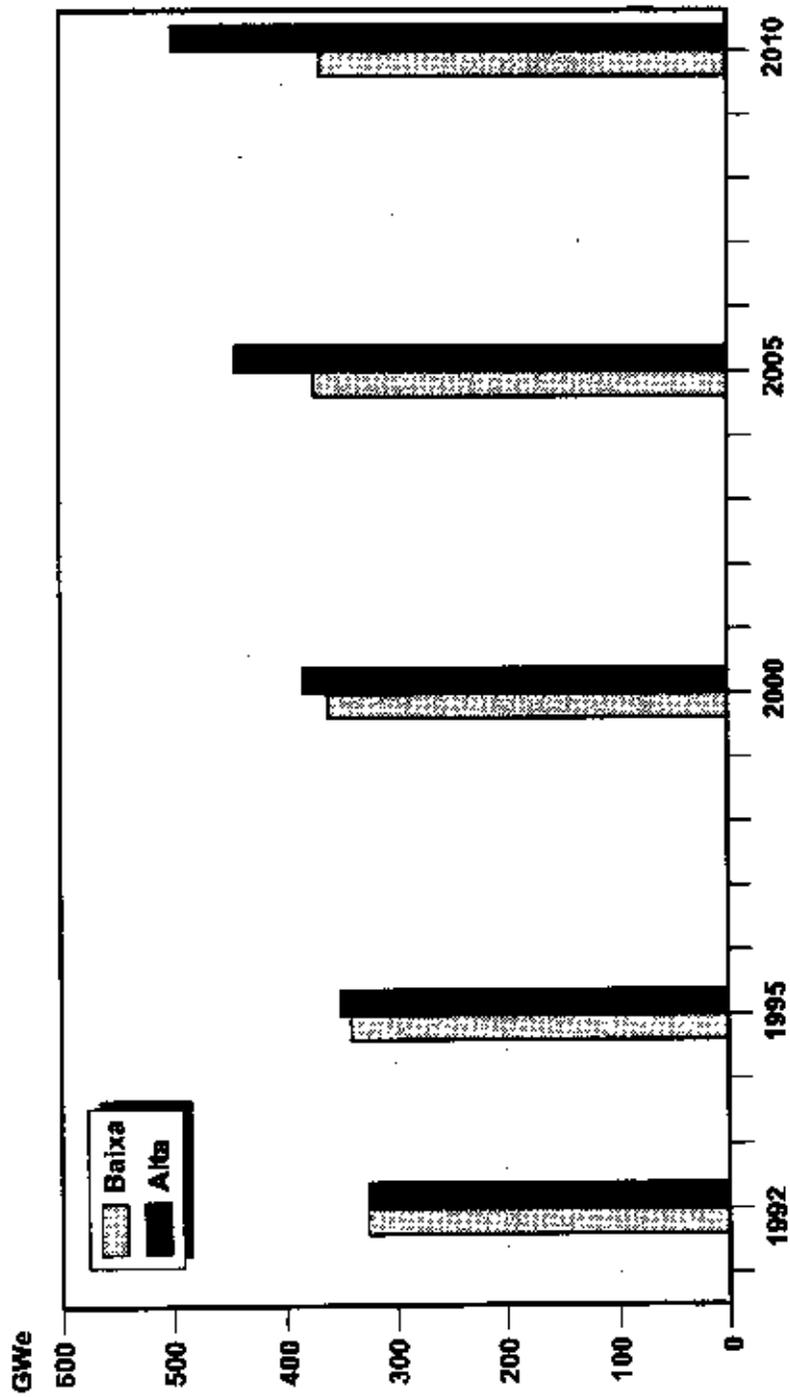
De acordo com as previsões da Agência Internacional de Energia Atômica, realizadas em junho de 1993, a capacidade nucleoeletrica instalada, desenvolver-se-á, segundo um cenário baixo ou pessimista, dos 331 GWe existentes em 1992 a 387 GWe em 2010 o que corresponde a um aumento de 56 GWe no período, ou seja cerca de 3,1 GWe por ano, em média. Segundo um cenário alto a capacidade instalada atingiria cerca de 503 GWe em 2010, um acréscimo de 172 GWe no período, segundo uma taxa média anual de acréscimo de cerca de 10 GWe. Estes dois cenários estão indicados na Figura 1.14.

**FIGURA 1.13**  
**PARTICIPAÇÃO DA NUCLEOELETRICIDADE NA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO**



FONTE: IAEA - Energy & Economics Data Bank.

**FIGURA 1.14**  
**ESTIMATIVA DA CAPACIDADE INSTALADA DE USINAS NUCLEARES NO**  
**MUNDO**



FONTE: IAEA, junho de 1993.

## 1.5 DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA DE REATORES E OS DIVERSOS SISTEMAS

### 1.5.1 Reatores a Água Leve

A tecnologia atual dos reatores a água leve (LWR) comprovou-se ser econômica, segura e confiável. Mais do que 75 % de todas as usinas nucleares em operação no mundo atualmente utilizam LWRs. Estes reatores possuem a maior experiência operativa no mundo e possuem uma base infraestrutural e regulatória em vários países. A maior parte dos países desenvolvidos continua a projetar e construir unidades nucleares com capacidade superior a 900 MWe, como reatores avançados para a década de 90. O projeto destes reatores avançados à água leve (ALWR) resulta de um melhoramento contínuo e evolucionário dos modelos atuais. O modelo N4, por exemplo, PWR de 1.400 MWe, que está sendo construído atualmente na França, é uma evolução direta da série padronizada P4 de 1.300 MWe adotada até recentemente e que permite uma redução de 5% nos custos unitários (por KWe) em relação às unidades da série P4. Na Alemanha, as usinas da nova série padronizada "Konvoi" originaram-se das usinas padronizadas de 1.300 MWe com PWRs. As características avançadas destas unidades estão na engenharia e no gerenciamento do projeto e construção. O PWR avançado projetado em conjunto pela Westinghouse e Mitsubishi (APWR, 1.350 MWe), o PWR inglês de Sizewell B (1.250 MWe), em construção, o sistema 80-plus da Combustion Engineering (3.800 MWt) e o sistema BWR avançado projetado em conjunto pela General Electric, Hitachi e Toshiba (ABWR, 1.360 MWe), constituem outros exemplos de reatores avançados a água (ALWR) de grande porte. Duas unidades utilizando reatores deste tipo já estão em construção no Japão (Kashiwazaki Kariwa 4 e 6), devendo entrar em operação em 1994 e 1996.

Todos estes sistemas avançados incorporam melhoramentos tecnológicos e procedimentos operacionais, tais como melhor "performance" do combustível, melhor interface homem-máquina, utilizando computadores avançados e sistemas melhorados de informação em vídeo, maior padronização, que resultam em uma disponibilidade maior da usina, e reduzido número de problemas com os sistemas de segurança.

Recentemente a SIEMENS/KWU e a FRAMATOME associaram-se formando a NPI ("Nuclear Power International") visando o desenvolvimento de um reator europeu ("EPR=European Pressurized Reactor"), segundo a linha evolucionária incorporando a experiência franco-alemã de fabricação e de operação das usinas fornecidas pelos dois fabricantes. Este programa de desenvolvimento está em curso prevendo-se o início de construção de uma primeira unidade em 1998.

O programa americano nesta área, conduzido em conjunto pelo "Electric Power Research Institute (EPRI)" e "Department of Energy (DOE)", é um outro exemplo utilizado para o desenvolvimento de reatores. Um conjunto detalhado de requisitos foi estabelecido que deve ser obedecido no projeto dos ALWR. Neste caso, tanto reatores de grande porte, evolucionários, como de pequeno e médio portes estão sendo considerados. No caso das unidades de menor porte está se procurando dar ênfase nas características passivas de segurança (os chamados reatores revolucionários). Neste caso uma certificação de projeto das autoridades licenciadoras é uma condição essencial deste programa, esperando-se que estas unidades possam ser oferecidas

comercialmente ainda nesta década de 1990, sem a necessidade de demonstração. O reator PWR avançado, passivo AP600, de 600 MWe, o reator BWR simplificado SBWR e o PWR de segurança integral SIR, são todos reatores ALWR, que procuram dar ênfase nas características passivas dos sistemas. Estes reatores baseiam-se no princípio de que a habilidade de desligar o reator e prover uma refrigeração contínua do núcleo do reator para remoção do calor residual, após um acidente hipotético, deva ser inteiramente passiva, isto é sem intervenção humana e de equipamentos. Este conceito, que deve ser aplicado tanto em PWR como BWR, refere-se principalmente a reatores de pequeno porte, estando nas fases iniciais de desenvolvimento e, certamente, necessitará de uma comprovação dos princípios básicos requerendo usinas de demonstração.

Com os atrasos verificados no desenvolvimento dos reatores super-regeneradores rápidos devido principalmente a considerações econômicas, a melhoria da utilização dos recursos de urânio tornou-se em um elemento adicional no desenvolvimento evolucionário dos reatores a água leve. Assim, algumas modificações nos atuais reatores a água podem levar a alternativas atraentes para um aumento da utilização do combustível. Estas modificações envolvem desde a reciclagem de plutônio até um projeto completamente novo do núcleo do reator objetivando uma otimização da utilização do combustível. Alguns destes desenvolvimentos envolveriam riscos econômicos muito baixos e poderiam ser fácil e rapidamente incorporados. Espera-se para breve a confirmação da viabilidade técnica e econômica, bem como da segurança de algumas destas concepções, a partir de trabalhos de P & D e de validação atualmente em progresso em vários países, incluindo a Alemanha, Japão, Estados Unidos e, em particular, a França. Muitas destas modificações, se comprovadas como satisfatórias, poderiam ser aplicadas aos reatores existentes, dentro dos próximos três a cinco anos.

### 1.5.2 Reatores a Água Pesada

Os reatores refrigerados e moderados a água pesada (HWR) também constituem-se em reatores econômicos, seguros e confiáveis. Foi estabelecida em alguns países uma base regulatória e de infraestrutura, principalmente no Canadá, o país pioneiro no desenvolvimento destes reatores, Argentina e Índia. Cerca de 8% das unidades em operação no mundo utilizam este tipo de reator. Existem variantes deste tipo de reator, os de tubos de pressão e os de vasos de pressão. A capacidade máxima realizada em usinas com este tipo de reator é de 900 MWe, sendo que o tamanho físico é o principal limitador da expansão da capacidade. A "performance" deste tipo de usinas, quando operadas na base, tem sido uma das melhores entre os tipos comerciais, em parte devido à troca de combustível com a usina em operação. A performance de segurança tem sido também boa. O custo do ciclo do combustível é baixo devido ao uso do urânio natural e à melhor economia neutrônica decorrente da utilização da água pesada como moderador.

Há uma possibilidade de se melhorar a economia do ciclo do combustível tanto dos HWRs como dos PWRs, ao se empregar o combustível utilizado dos PWRs, que ainda possui reatividade residual, nos HWRs. Esta concepção é denominada de ciclo "tandem" e está sendo desenvolvida atualmente na República da Coreia, que possui os dois tipos de usinas e respectivas instalações do ciclo de combustível. Caso esta concepção se torne viável técnica e economicamente há grandes possibilidades de utilização em regiões que possuem os dois tipos de usinas, como na América do Norte (EUA-PWR, Canadá-HWR) e América do Sul (Brasil-PWR, Argentina-HWR), etc.

### 1.5.3 Reatores a Gás

Os reatores refrigerados a gás (CO<sub>2</sub>) e urânio natural tiveram grande desenvolvimento no passado na França e Reino Unido. Na França estes reatores foram abandonados a favor dos PWRs. Atualmente só existe uma usina em funcionamento. As demais foram paralisadas após atingirem as suas vidas úteis. Na Inglaterra chegou a ser desenvolvida uma linha mais avançada utilizando urânio enriquecido, os AGR, mas este programa também aparentemente chegou ao seu fim com a decisão de se construir PWRs no país. Entretanto as usinas em operação no Reino Unido, todas com reatores a gás, produzem mais de 20% do total da energia elétrica gerada no país.

Resta a possibilidade de utilização dos reatores a gás (hélio) e alta temperatura, dos quais vários protótipos e unidades de demonstração foram construídos no mundo (Dragon, no Reino Unido, AVR, na Alemanha, Peach Bottom e Fort St. Vrain nos Estados Unidos). A viabilidade técnica destes reatores foi demonstrada, entretanto os programas da maior parte destas usinas foram encerrados, devido a problemas econômicos e problemas ligados a sistemas pioneiros.

### 1.5.4 Reatores Refrigerados a Metal Líquido/Reatores Super-Regeneradores Rápidos

O desenvolvimento dos reatores super-regeneradores rápidos refrigerados a metal líquido para a produção de energia elétrica não ganhou o ímpeto esperado devido ao aumento da disponibilidade dos recursos de urânio a baixo custo para atendimento da demanda a curto e médio prazos. Há, entretanto, uma conscientização nos países industrializados que os reatores super-regeneradores rápidos serão necessários assim que os programas nucleares no mundo começarem a acelerar e aumentar o consumo de urânio. O reator rápido constitui-se no único meio de melhor utilizar as reservas de urânio, permitindo produzir muito mais energia por quantidade de minério disponível, cerca de 60 vezes.

### 1.5.5 Aplicações mais Amplas dos Reatores Nucleares

No momento cerca de 30% do consumo de energia primária no mundo são utilizados para a produção de energia elétrica, cerca de 15% são utilizados no setor transporte e o restante, cerca de 55% são convertidos em calor, água quente e vapor. Existe, assim, um enorme potencial para a utilização dos reatores nucleares nos setores não elétricos, embora no momento, somente algumas poucas usinas estejam sendo utilizadas para aplicações não elétricas, num total de 5 GW térmicos para produção de água quente e vapor. Há um grande incentivo para se utilizar a capacidade das centrais nucleares para co-geração de energia elétrica, vapor e calor para usos doméstico e industrial. Já existe uma experiência importante com co-geração utilizando reatores refrigerados a água na antiga União Soviética, China, Canadá, antiga Tcheco-eslováquia, Suíça, Alemanha, Hungria e Bulgária. Uma das maiores utilizações de vapor nuclear de processo dá-se em Ontário no Canadá, no complexo de Bruce onde o complexo de usinas nucleares tem uma capacidade elétrica instalada de 6.000 MWe bem como geração de calor de processo para uso nas instalações da Ontario Hydro e no parque industrial adjacente.

A AECL ("Atomic Energy of Canada Ltd.") projetou uma pequena usina nuclear de 10 MW térmicos para aquecimento de prédios de grandes dimensões. A instalação produz água quente com temperaturas inferiores a 100<sup>o</sup> C utilizando um pequeno reator de piscina baseado no reator de pesquisas SLOWPOKE. Há uma instalação de demonstração de 2 MW térmicos desde 1987 no Centro de Pesquisas Nucleares de Whiteshell em Manitoba. Ao se utilizar um reator nuclear de baixa potência e produção de água com temperatura inferior a 100<sup>o</sup> C, grande parte da

complexidade inerente dos grandes reatores foi evitada, permitindo que este pequeno sistema nuclear de aquecimento seja economicamente viável.

Para as aplicações não elétricas, as temperaturas variam muito de caso para caso. Assim, a água quente para aquecimento distrital e calor necessário para o processo de dessalinização da água do mar requerem temperaturas na faixa de 80° C a 200° C. Para os processos de refino de petróleo a gama sobe para 250° C a 550° C. A utilização de calor para a melhoria da recuperação de óleos pesados pode ser feita pela injeção de água quente ou vapor. As condições de temperatura e pressão necessárias para a recuperação de óleo dependem essencialmente das condições geológicas do campo de óleo e as temperaturas necessárias são superiores a 550° C. As temperaturas necessárias para o processamento do xisto e de areias betuminosas estão na faixa de 300° C a 600° C. Os processos utilizados na indústria petroquímica requerem temperaturas na gama de 600° C a 880° C. Temperaturas ainda maiores (até 950° C) são necessárias para o refino da antracita e linhita, por exemplo, para a produção de metanol, como combustível automotor. Para a produção de hidrogênio a partir da separação da água as temperaturas necessárias estão na faixa de 900° C a 1.000° C.

Com temperaturas de até cerca de 550° C, o calor pode ser suprido por vapor a pressões razoáveis. Acima desta temperatura o calor deve ser suprido por outros vetores. As capacidades de resistência de longo prazo dos materiais metálicos dos reatores fixam um limite superior de cerca de 1.000° C para o calor de processo suprido por usinas nucleares. Os processos industriais, por exemplo, a produção de aço, que requerem temperaturas superiores a 1.000° C somente poderão utilizar a energia nuclear via vetores energéticos secundários, como energia elétrica, hidrogênio ou gás de síntese.

Os reatores arrefecidos à água (PWR, BWR, PHWR, LWGR) podem suprir calor até 350° C. Os reatores arrefecidos a metal líquido produzem calor até 540° C. Os reatores arrefecidos a gás AGR podem produzir calor a 650° C e os HTGR a cerca de 1.000° C.

Na China foi desenvolvido o reator HR-5, o Reator de Teste para Suprimento de Calor, pelo Instituto de Energia Nuclear de Beijing. Este reator opera desde 1989 suprimindo água quente na faixa de 60 a 90° C ao próprio instituto de pesquisas. O reator está estabelecendo a tecnologia de base para possíveis aplicações futuras de aquecimento distrital na China.

Na Federação Russa foi desenvolvido o AST, um reator arrefecido a água leve, projetado especificamente para suprir água quente para aquecimento distrital. O projeto utiliza potências de 50 a 500 MW térmicos.

O complexo de Shevchenko supre de água e energia elétrica há 20 anos o Cazaquistão ocidental de modo a permitir o desenvolvimento e utilização dos recursos naturais de suas regiões áridas. Shevchenko inclui uma usina nuclear com um super-regenerador rápido do tipo BN-350, três usinas térmicas e uma instalação de dessalinização. Este complexo foi o primeiro do seu tipo no mundo e até o momento a única usina nuclear utilizada para dessalinizar água do mar.

Em março de 1991 atingiu-se um importante marco no desenvolvimento dos reatores de alta temperatura para produção de vapor de processo, com o início de construção no Japão do "High Temperature Engineering Test Reactor (HTTR)" no Centro Nuclear de Oarai. O HTTR produzirá uma temperatura de saída do núcleo de 950° C e será o primeiro reator do mundo a ser conectado a um sistema de utilização de calor de processo de alta temperatura.

## 1.6 O SUPRIMENTO DO COMBUSTÍVEL NUCLEAR, RESERVAS E CUSTOS

### 1.6.1 Urânio

As reservas mundiais de urânio a baixo custo, ou seja aquelas reservas que podem ser utilizadas para produção industrial a custos iguais ou inferiores a US\$ 30/lb  $U_3O_8$  (US\$ 80/kgU), nas categorias de medidas e indicadas, e inferidas, totalizam 2,9 milhões de toneladas de  $U_3O_8$  (exclui a antiga União Soviética e países do Leste). Aproximadamente 85% destas reservas encontram-se em cinco países (Austrália, Níger, África do Sul, Canadá e Brasil). O Brasil com 301.000 t  $U_3O_8$  possui a quinta reserva mundial de urânio, sendo responsável por cerca de 11% do total.

A produção mundial excluindo a antiga URSS e os países do leste, caiu de um pico de 52.000 toneladas de  $U_3O_8$  por ano em 1980/81 para cerca de 32.000 toneladas de  $U_3O_8$  por ano em 1991 e 27.500 toneladas de  $U_3O_8$  por ano em 1992, consequência de um mercado adverso, decorrente de diminuição do ritmo de crescimento dos programas nucleares nos últimos anos em relação às previsões anteriores e formação de grandes estoques. A capacidade total de produção do mundo incluindo a antiga URSS e os países do leste é de cerca de 53.000 toneladas de  $U_3O_8$  por ano.

O mercado atual de urânio, que é muito semelhante ao mercado das demais "commodities", é determinado por dois sistemas de preços, um preço "spot" para suprimentos de curto prazo, e preços de contratos de longo prazo.

Os preços do mercado "spot", segundo índices da NUEXCO, que tinham atingido um pico de US\$ 43,4/lb  $U_3O_8$  em meados de 1978, caíram para um patamar de US\$ 17/lb  $U_3O_8$  em 1986-87, despencando depois para US\$ 14,50/lb  $U_3O_8$  em 1988 e US\$ 10/lb  $U_3O_8$  em 1989. Em outubro de 1991 este valor atingiu o valor mais baixo dos últimos quinze anos, US\$ 7,25/lb  $U_3O_8$ . No início de 1992 houve uma leve recuperação para o patamar de US\$ 8,00/lb  $U_3O_8$ , caindo posteriormente. Em julho de 1992 este índice atingiu US\$ 7,75/lb  $U_3O_8$ . O volume transacionado no mercado "spot" que era de 10-15% da produção anual no período 1980-88, aumentou bruscamente entre 1989 e 1990, atingindo cerca de 50% da produção anual.

Por outro lado os contratos de longo prazo, envolvendo quantidades maiores com garantias maiores de suprimento, estão sendo estimados em US\$ 27/lb  $U_3O_8$  em 1988 e US\$ 23/lb  $U_3O_8$  em 1989, valores estes médios dos contratos conhecidos em vigência.

Desde 1987 a produção do mundo ocidental, isto é não incluindo a antiga URSS e os países do leste europeu e China, não tem sido suficiente para cobrir a demanda da região. Em 1991 este déficit foi de cerca de 22.000 toneladas de  $U_3O_8$ , correspondente a uma demanda de aproximadamente 51.000 toneladas de  $U_3O_8$  e uma produção de 29.000 toneladas de  $U_3O_8$ . Este valor leva o déficit acumulado durante o período entre 1985-1991 para mais de 55.000 toneladas de  $U_3O_8$ . Este déficit vem sendo coberto pelo estoque do mundo ocidental estimado, em 1991, em cerca de 120.000 toneladas de  $U_3O_8$  e por importação de países de fora da região como ex-URSS, países do leste europeu e China.

O mercado mundial de urânio, inclusive a antiga URSS e países do leste, foi de 64.000 toneladas de  $U_3O_8$  em 1990, que comparado com a produção mundial de cerca de 53.000 toneladas de  $U_3O_8$  por ano, mostra que cerca de 11.000 toneladas de  $U_3O_8$  tiveram que sair de estoques. Indica, também, que a produção da antiga URSS e países do leste, não está capacitada para cobrir o déficit do mundo ocidental. Devido a uma política de penetração no mercado ocidental de todos os serviços e materiais do ciclo do combustível a preços baixos, o urânio originário da ex-URSS teve um aumento significativo no mercado ocidental. Isto decorre da existência de toda uma indústria do ciclo do combustível na ex-URSS, e estoques, em excesso às necessidades, devido a desaceleração do programa de usinas nucleares e à diminuição da demanda dos programas nucleares militares. Com o advento da "perestroika" houve uma abertura para o ocidente para venda de serviços e materiais. Em 1991 o suprimento de urânio da ex-URSS (principalmente Cazaquistão, Rússia e Uzbequistão) foi de 12.300 toneladas de  $U_3O_8$  ao mercado ocidental, significando cerca de 39 % da produção total do mundo ocidental (31.900 toneladas de  $U_3O_8$ ) e 25 % da produção mundial total (49.500 t  $U_3O_8$ ) superando o Canadá como primeira fonte de suprimento do mercado ocidental. No momento o urânio é um dos poucos produtos da antiga União Soviética geradores de divisas. Há que se acrescentar também que, por motivos políticos, os países ocidentais têm incentivado um maior comércio com a nova Comunidade dos Estados Independentes (CEI).

Com a queda dos preços do urânio no mercado mundial várias empresas abandonaram o setor, criando-se uma indústria momentaneamente concentrada. De fato três grandes produtores - COGEMA, CAMECO e RTZ - são responsáveis por dois terços da produção no mercado ocidental. Isto poderia ter consequências de controle de preços através do controle da produção. Esta preocupação parece não se justificar pois grande parte dos produtores são propriedade de governos ou concessionárias de energia elétrica que tem interesse em manter um preço baixo.

### 1.6.2 Conversão

A conversão de urânio é o processo que consiste na transformação de concentrados de urânio, o chamado "yellow cake" em hexafluoreto de urânio ( $UF_6$ ), a matéria prima utilizada nas usinas de enriquecimento isotópico de urânio, etapa essencial na produção do combustível para os reatores a urânio enriquecido.

A capacidade de conversão do mundo ocidental, isto é não incluindo a antiga URSS, os países do leste europeu e a China, é de cerca de 55.000 t U/a. Deste total, 54.000 tU/a estão concentrados em quatro países: no Canadá (CAMECO, 8.000 t U/a), na França (COMURHEX 14.000 t U/a), no Reino Unido (BNFL 9.000 t U/a) e nos Estados Unidos (Allied-Signal Co., 13.000 t U/a e Sequoyah Fuels Co., 10.000 t U/a).

Em 1990 a demanda por serviços de conversão de urânio no mundo ocidental foi de cerca de 44.000 t U/a, indicando uma sobrecapacidade de cerca de 25%, que é a reserva normalmente utilizada pela indústria o que deveria estar indicando problemas de suprimento a curto prazo. Entretanto, a formação de estoque que havia sido realizado nos anos anteriores e a importação de serviços de países fora da região, tem indicado que o mercado está favorecendo os compradores com pressão de preços para baixo.

No momento estima-se que cerca de 80% da demanda por serviços de conversão de urânio estejam sendo cobertos por contratos de médio e longo prazos e o resto pelo mercado "spot" e de curto prazo. Os preços para o mercado de médio e longo prazo estão em torno de US\$ 6/kg U e

para o mercado "spot" e curto prazo em torno de US\$ 3/kg U. Adicionalmente ao mercado de serviços de conversão, há cotações no mercado mundial para o material já convertido a preços entre US\$ 25 a US\$ 32/kg U na forma de UF<sub>6</sub>.

### 1.6.3 Enriquecimento de Urânio

O enriquecimento de urânio é etapa essencial para a produção de elementos combustíveis para reatores à água leve e urânio enriquecido, os mais utilizados no mundo atualmente. O objetivo do processo é aumentar o teor do U-235 no urânio natural que é de 0,72% para cerca de 2 a 3%.

No momento os serviços de enriquecimento estão sendo oferecidos por cinco fornecedores principais, DOE-"Department of Energy" dos Estados Unidos, EURODIF (França e associados), TECHSNABEXPORT (TENEX da CEI), URENCO (Reino Unido, Holanda e Alemanha) e pelo CNEIC-"Chinese Nuclear Energy Industry Co. "(China)<sup>1</sup>. Os processos industriais empregados são a difusão gasosa, empregado pelo DOE, EURODIF, CNEIC e em uma pequena parte da TECHSNABEXPORT. A centrifugação é empregada pela URENCO e TECHSNABEXPORT. Os outros métodos (Laser, CRISLA etc), ainda se encontram no estágio de pesquisa e desenvolvimento.

A demanda por serviços de enriquecimento foi de cerca de 28 milhões de UTS em 1990, que é cerca de 72% da capacidade instalada no mundo (UTS=Unidade de Trabalho de Separação, unidade que reflete o trabalho requerido para realizar o enriquecimento isotópico). A capacidade instalada mundial é de 43,5 milhões de UTS, incluindo a CEI e China. O balanço demanda-suprimento, está caracterizando o mercado favorável ao comprador e conseqüentemente preços baixos. Os preços dos contratos com o DOE americano situavam-se no entorno de US\$ 120/UTS em 1991, e o mercado "spot" na gama de US\$ 54 a US\$ 70/UTS. Em março de 1992 o preço "spot" esteve entre US\$ 65 e US\$ 70/UTS. Os preços para o UF<sub>6</sub> enriquecido a 3 % em U-235 estavam na gama de US\$ 350-400/kg U no mercado "spot" e a cerca de US\$ 600/kg U no mercado de longo prazo.

As principais preocupações dos fornecedores de serviços de enriquecimento do mundo ocidental são as pressões sobre os preços provocadas pela sobrecapacidade instalada, bem como pela política agressiva de fornecedores de fora da região, a CEI e a China. Há também preocupações ligadas ao suprimento de material proveniente do desmantelamento de ogivas nucleares decorrente do programa de desarmamento<sup>2</sup>.

O produtor da Comunidade dos Estados Independentes (CEI), a TENEX, é no momento o supridor de menor preço no mercado. Cinco dos nove contratos de enriquecimento assinados em 1990 foram com a TENEX, quatro com empresas dos EUA e um com a República da Coreia. A TENEX, com uma capacidade instalada total de 10 milhões de UTS/ano, tem uma capacidade ociosa para exportação no momento de 3 milhões de UTS/ano.

1 - Há produção em menor escala na Argentina, Brasil, Japão e África do Sul. Estes países eventualmente poderão se tornar fornecedores mundiais.

2 - Estima-se que possa entrar material proveniente do programa de desmantelamento de ogivas nucleares da antiga União Soviética e Estados Unidos equivalente a 1.600 toneladas de urânio enriquecido a 4 % ou 240.000.000 UTS, decorrentes de mistura de urânio altamente enriquecido com urânio natural.

Anualmente a EURODIF supre 20% do mercado mundial e a URENCO 8%. O DOE continua sendo o maior supridor.

Novos produtores (Lousiana Energy Services-LES, Japão, China, África do Sul) e tecnologias ("advanced laser isotope separation-AVLIS", nos EUA e França, "chemical laser enrichment-CRISLA", no Canadá) podem alterar as forças do mercado a médio prazo.

#### 1.6.4 Fabricação de Elementos Combustíveis

Os reatores a água (PWR, BWR, PHWR e LWGR) estão sendo empregados comercialmente há mais de 30 anos. Aproximadamente 95% da capacidade mundial instalada em centrais nucleares são com estes tipos de reatores e 85% são com centrais nucleares com reatores a água leve do tipo PWR e BWR. Os combustíveis para todas estas centrais são hoje fabricados em 19 países, com uma capacidade instalada total de cerca de 13.900 t U/a (15.600 tMP/ano para todos os tipos de combustíveis).

A demanda de combustível para todos os tipos de usinas foi de cerca de 10.500 tMP em 1991, ou cerca de 68% da capacidade total instalada de 15.600 tMP/a. Entretanto, uma série de países estão considerando a construção de fábricas de elementos combustíveis. Estes países ou já tem um programa de centrais nucleares estabelecido (China, México e Romênia) ou estão na fase inicial de implantação de um programa (Indonésia, Turquia). Por outro lado um grupo de países com programas de centrais nucleares já estabelecidos (Finlândia, Suíça, etc.) não possui fábricas de elementos combustíveis e não tem planos para implantá-las.

O preço do elemento combustível depende de uma série de fatores como tipo de combustível utilizado, inclusão ou não de esquemas de gestão do combustível no núcleo, treinamento, etc. Assim, o custo de fabricação do combustível de reatores a água leve está na faixa de 170 a 300 US\$/kg U.

#### 1.6.5 Reprocessamento do Combustível Irradiado

O reprocessamento dos elementos combustíveis descarregados dos reatores visa a separação do material fissil e fértil, principalmente plutônio e urânio, dos produtos de fissão, para eventual uso posterior como combustível.

A capacidade mundial instalada para reprocessar combustível irradiado em reatores a água leve aumentou, em 1990, de cerca de 900 t MP/a para 1.700 t MP/a, com a entrada em operação comercial da usina UP3 de La Hague em 26 de agosto de 1990, com capacidade nominal de 800 t MP/a. (MP=Material Pesado, urânio, plutônio, etc., contido no combustível irradiado, descarregado do reator após produzir energia). A capacidade mundial para todos os tipos de combustível é de cerca de 4.000 t MP/a.

Os custos de reprocessamento variam entre US\$ 600 a US\$ 1.000/kg MP, devendo-se adicionar mais US\$ 100 a US\$ 500/kg MP para o tratamento e eliminação dos resíduos altamente radiativos produzidos no reprocessamento.

O reprocessamento só se aplica àqueles casos em que se considera o fechamento do ciclo, com extração do urânio residual e plutônio para serem reciclados no reator. Nos casos em que o reprocessamento não é utilizado há os custos para a estocagem do combustível descarregado.

## 2. PANORAMA RECENTE DA ENERGIA NUCLEAR NO BRASIL

O programa nuclear foi concebido no início da década de 70 quando os planos energéticos de longo prazo indicavam que seria necessário um programa térmico para complementação da hidreletricidade, programa este que incluía uma fração nuclear com até 8 usinas de grande porte, além de Angra I, até 1990. Considerando a magnitude do programa relativamente à capacitação do país e as preocupações com segurança e confiabilidade, foi decidido pelo Governo desenvolver o programa nuclear no âmbito de um acordo de governos com um país possuidor da tecnologia desejada. Assim nasceu o Acordo Brasil-Alemanha. O programa desenvolveu-se satisfatoriamente nos primeiros anos. Em 1983 havia 4 usinas em construção, a NUCLEP e FEC estavam prontas, a NUCLEN operativa e a indústria privada plenamente engajada no programa. Com a crise da dívida de 1983, a economia como um todo foi seriamente atingida e, em particular, o programa nuclear, que foi profundamente redimensionado, face a queda na demanda de energia elétrica comparada com aquela prevista na época da elaboração do programa, aliada ao aumento do conhecimento do potencial hidrelétrico amazônico até então praticamente desconhecido.

A evolução da questão nuclear nos últimos anos no Brasil tem sido determinada por fatores que são comuns a vários outros países e por outros relacionados à situação interna. Das unidades previstas no Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, somente duas foram efetivamente contratadas, estando a primeira delas, Angra II, com as obras em andamento e a segunda, Angra III, com parte dos equipamentos já fabricados, porém com a construção praticamente paralisada. Este quadro, deve-se a várias reorganizações que sofreu o setor nuclear durante o histórico do empreendimento e principalmente, à crônica falta de recursos financeiros observada no setor elétrico que afetou em especial o andamento das obras de Angra II.

### 2.1 PARTICIPAÇÃO NACIONAL NO PROJETO, FABRICAÇÃO E CONSTRUÇÃO DE USINAS NUCLEARES

#### 2.1.1 Usina de Angra I

A usina de Angra I, a primeira usina nucleoeletrica no Brasil, teve sua construção decidida em 1968, contratada em 1972 e ligada ao sistema em 1982. Angra I, não teve uma participação nacional significativa no projeto e fabricação de seus equipamentos eletromecânicos, com as seguintes exceções: pontes rolantes dos edifícios da turbina e do combustível, compressores de ar alternativos, estação de tratamento de água, fabricação do vaso de aço da contenção utilizando chapas importadas, diversos tanques de armazenamento de óleo e água destilada, tubulações do sistema de abastecimento de água doce, ancoragem da tubulação de água e vapor, parte dos cabos elétricos, alguns painéis, assim como os transformadores auxiliares e de serviço, comprados para reposição dos originais importados que apresentaram defeitos.

Partes específicas do projeto da usina ficaram a cargo da Promon Engenharia S.A., a montagem eletromecânica foi realizada pela Empresa Brasileira de Engenharia-EBE, sob supervisão direta da Westinghouse e a execução das obras civis, representando menos de 20% dos custos totais do empreendimento, coube à Construtora Norberto Odebrecht-CNO.

### 2.1.2 Usinas do Modelo KWU (Angra II e III)

Uma das razões básicas do Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, celebrado em 1976, foi a criação de condições que permitissem uma adequada transferência de tecnologia nas áreas de projeto, fabricação e construção de usinas nucleoeletrônicas. O Brasil fixou, através de contratos com as partes alemãs, o objetivo de atingir para cada usina do Acordo um nível crescente de participação nacional na engenharia e na construção.

Como canais para a transferência e fixação no País do "know-how" necessário à instalação dessas usinas, foram estabelecidas, em parceria com a KWU e outras empresas alemãs, a NUCLEN-Nuclebrás Engenharia S.A., como firma de engenharia e a NUCLEP-Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A., como fabricante de equipamentos pesados. A indústria nacional, especialmente na área de componentes mecânicos, buscou sua capacitação para atender aos requisitos de qualidade da área nuclear, mediante contratos de transferência de tecnologia com indústrias alemãs.

A capacitação progressiva do País foi definida com base em metas crescentes de participação nacional estabelecidas para as oito usinas previstas no Acordo, prevendo-se 30% na área de equipamentos, em valor de encomendas, para Angra II e III, crescendo para 47% e 60% para as duas unidades seguintes.

O atraso nos cronogramas das usinas de Angra II e III possibilitou um avanço na participação da engenharia nacional, com a antecipação da transferência de responsabilidades da KWU para a NUCLEN relativamente a diversas áreas do projeto. Este avanço resultou em uma participação nacional de cerca de 76% em homens-hora.

Na área de fornecimento de equipamentos para Angra II e III, a participação nacional atinge cerca de 35%, sendo que a indefinição de recursos tem gerado dificuldades crescentes para a contratação do restante dos equipamentos de Angra 2 no mercado nacional.

A obra civil de Angra II é executada pela Construtora Norberto Odebrecht-CNO, sendo o canteiro de obras gerenciado pela NUCLEN com supervisão de FURNAS. A participação nacional é de praticamente 100%.

A montagem eletromecânica de Angra II deverá ser contratada por FURNAS através de um único contratante principal, embora uma série de componentes especiais sejam montados através de contratos verticais com os próprios fornecedores. A participação nacional na montagem eletromecânica de Angra II deve alcançar cerca de 80%.

O nível tecnológico de Angra II e III tem sido mantido atualizado, com a incorporação no projeto, sempre que isto é possível, dos novos conhecimentos advindos de experiência internacional. Pode-se dizer que o nível tecnológico de Angra corresponde hoje essencialmente às últimas usinas alemãs colocadas em operação, da série Konvoy, em 1988/89.

Na área de projeto de engenharia civil, a NUCLEN e suas contratadas, PROMON e ENGEVIX, detêm o "know-how" necessário ao desenvolvimento de todo o projeto, desde o estrutural básico até o projeto de acabamento.

Na área de tubulação, a NUCLEN, é responsável pela elaboração das especificações que são em parte aprovadas pela TÜV alemã, contratada por FURNAS para este serviço na qualidade de perito independente. O projeto é desenvolvido pelos fabricantes, em muitos casos, com o apoio de empresa estrangeira cedente da tecnologia, aprovado pela NUCLEN e, em muitos casos, pelo perito independente. A fabricação é inspecionada pelo Instituto Brasileiro de Qualidade Nuclear-IBQN, e pela NUCLEN. De forma geral, as maiores limitações encontradas na indústria nacional têm sido decorrentes da incerteza quanto ao retorno dos investimentos necessários a sua capacitação, face aos atrasos nos cronogramas dos empreendimentos em desenvolvimento e face a uma falta de perspectiva de novos empreendimentos.

Na área de projeto elétrico, a NUCLEN está capacitada a desenvolver todo o projeto básico de sistemas, sendo que o detalhamento de fiação, cablagem e instalação para Angra II já foi totalmente desenvolvido pela NUCLEN, que realiza 75% dos serviços.

O projeto de instrumentação e controle de usinas KWU é desenvolvido com base em sistemas de informatização específicos para a utilização da tecnologia ISKAMATIC, requerendo adestramento dos profissionais aos instrumentais de projeto. A participação de técnicos brasileiros nesta área de projeto para Angra II foi limitada pela evasão de pessoal treinado na KWU, o que exigiu delegação de pessoal da KWU à NUCLEN, possibilitando o treinamento de novos engenheiros e a recuperação da capacidade da NUCLEN nesta área. Para Angra II a NUCLEN realiza 50% dos serviços.

Com relação à ventilação, a NUCLEN e sua subcontratada Internacional de Engenharia S.A.- IESA, desenvolveram integralmente o projeto para Angra II, com base na usina de referência alemã, podendo se prever 100% de participação nacional nesta área de projeto para novos empreendimentos.

No que se refere a projeto de sistemas da usina, em virtude de um programa intensivo de transferência de tecnologia nesta área específica, aliado ao tempo permitido pelo atraso do empreendimento, houve a passagem da responsabilidade da KWU para a NUCLEN, no que se refere ao projeto de quase totalidade dos sistemas.

Para novos empreendimentos estima-se que a NUCLEN e as firmas de engenharia nacionais possam desenvolver mais de 80% do projeto no País.

Com relação ao fornecimento de equipamentos pela indústria nacional, a participação nacional poderá ser elevada significativamente, ultrapassando 60% em valor, para novos empreendimentos, desde que seja garantida sua continuidade através do fluxo de recursos necessários ao seu desenvolvimento dentro de cronogramas pré-estabelecidos. Incluem-se aí os componentes do circuito primário, de elevado conteúdo tecnológico, a serem fabricados pela NUCLEN, componentes estes responsáveis por cerca de 10% do custo total de uma usina PWR de 1300 MWe.

Para a montagem e comissionamento de usinas nucleoeletricas, o envolvimento da parte brasileira no empreendimento Angra I e a participação ativa de FURNAS, NUCLEN e de firma montadora nacional na conclusão de Angra II permitirão uma participação nacional superior a 80%, sendo apenas necessária consultoria estrangeira em serviços específicos.

Em resumo, estima-se que será tecnicamente possível realizar no Brasil 60% dos gastos em equipamentos e 75% dos gastos globais para a central nuclear que seguirá Angra III.

Com relação à capacitação para operação de usinas, FURNAS dispõe hoje de um simulador instalado no seu Centro de Treinamento em Mambucaba e de um grupo de instrutores com larga experiência em treinamento de operadores. O simulador é uma réplica perfeita da sala de controle de Angra II, permitindo a simulação em tempo real do funcionamento de todos os sistemas da unidade, em condições anormais. O simulador é totalmente operado por técnicos brasileiros e é utilizado para treinamento de operadores de concessionárias alemãs e espanholas.

### 2.1.3 O Ciclo do Combustível Nuclear

A reformulação da política nuclear, em agosto de 1988, reestruturou a organização do setor nuclear. A NUCLEN foi transferida para a ELETROBRÁS e a NUCLEP para a CNEN. A construção das usinas voltou a ser de responsabilidade de FURNAS. A NUCLEBRÁS mudou a sua denominação para Indústrias Nucleares do Brasil S.A. - INB, tendo suas atividades limitadas exclusivamente ao ciclo do combustível nuclear.

Essas atividades compreendem as diferentes etapas do ciclo pelas quais passa o urânio até sua utilização, como combustível, no núcleo de um reator nuclear.

Na mina de urânio em Poços de Caldas, a única em operação no País, o urânio é processado e concentrado na forma conhecida como "yellow-cake". Atualmente planeja-se a exploração de duas outras jazidas em Lagoa Real(BA) e Itataia(CE), possivelmente em sociedade com a iniciativa privada.

Para os reatores nucleares que utilizam urânio enriquecido como combustível, é necessário em uma primeira etapa transformar o concentrado de urânio ("Yellow-cake") em hexafluoreto de urânio que, na sua forma gasosa, permite o enriquecimento segundo as tecnologias comerciais empregadas atualmente. A NUCLEI, empresa criada no âmbito do Acordo Nuclear Brasil-Alemanha iniciou a instalação de uma cascata de demonstração utilizando o método do jato centrífugo, em Resende no Rio de Janeiro, tendo praticamente concluído o empreendimento. Em fins de 1993 o Governo decidiu encerrar as atividades relativas ao processo de jato centrífugo. A Marinha Brasileira possui também uma instalação piloto utilizando o método da ultracentrifugação. No momento, os serviços de enriquecimento de urânio, necessários para o atendimento da demanda brasileira são realizados no exterior através de contrato entre a INB e a Urenco, um consórcio inglês-holandês-alemão. Não há perspectivas a médio prazo de suprimento comercial nacional de serviços de enriquecimento.

Antes de ser carregado no núcleo do reator PWR, o urânio enriquecido é transformado em pastilhas de  $UO_2$  colocadas em varetas metálicas, montadas em uma estrutura rígida formando os chamados elementos combustíveis. As atividades de fabricação dos elementos combustíveis estão a cargo da Fábrica de Elementos Combustíveis-FEC, da INB, localizada em Resende, RJ.

A FEC foi projetada para desempenhar suas funções em três etapas de fabricação: a) reconversão  $UF_6-UO_2$ , b) fabricação de pastilhas de  $UO_2$ , c) fabricação e montagem mecânica. Atualmente a terceira etapa, fabricação e montagem mecânica, encontra-se instalada e em operação, já tendo atendido a três recargas de combustível para a Usina de Angra I. A etapa de fabricação de

pastilhas de  $UO_2$  encontra-se com cerca de 50% dos investimentos realizados, enquanto que a primeira etapa, de reconversão, encontra-se com parte das obras civis realizadas. A capacidade da FEC, na terceira etapa, é de 100 t anuais de urânio contido em elementos combustíveis, compatível com as necessidades de Angra I, II e III. As duas primeiras etapas poderão se tornar operacionais em cerca de quatro anos, dependendo de definição do Governo Federal quanto ao cronograma de construção das usinas nucleares.

## 2.2 QUESTÕES RELACIONADAS AO TÉRMINO DAS USINAS DE ANGRA II E III

### 2.2.1 Situação da Usina de Angra II

O progresso físico em outubro de 1993, apresentado na Tabela 2.1, é caracterizado com os seguintes fatos:

Progresso atingido pela engenharia de projeto, para a execução da construção, fabricação, montagem e comissionamento, de 78,2%;

Construção civil abrangendo estruturas, acabamento e estruturas metálicas com um progresso de 77,2% sendo que 90,5% das estruturas já foram concretadas;

Fornecimento de componentes eletromecânicos com um progresso de 88,1% nos importados e 67,5% nos nacionais;

Montagem das primeiras estruturas mecânicas, como o vaso de contenção, tanque de água de alimentação, suporte do vaso do reator, três pontes rolantes principais e os primeiros componentes do circuito primário como pressurizador, tanque de alívio e quatro bombas. O progresso na montagem eletromecânica é de 5,9%, porém com a possibilidade de iniciar a curto prazo a montagem eletromecânica da ventilação, bandejas de cabo, tubulações das áreas externas, circuito primário e do prédio principal do reator. Os documentos para a licitação da montagem eletromecânica geral encontram-se prontos.

Pode-se atualmente afirmar que 5(cinco) anos após ser tomada a decisão de prosseguir em ritmo normal o empreendimento, a usina de Angra II entrará em funcionamento.

**TABELA 2.1**  
**Progresso físico de Angra II**  
**(outubro de 1993)**

Natureza	Progresso Acumulado (%)		Total
	Nacional	Importado	
Engenharia	83,0	69,5	78,2
Suprimento	67,5	88,1	81,5
Obras Civis	77,2	0,0	77,2
Montagem e comissionamento	5,1	6,7	5,9
Total do Empreendimento	60,8	69,0	67,8

### 2.2.2 Situação da Usina de Angra III

O progresso em outubro de 1993, apresentado na Tabela 2.2, da usina de Angra III apresenta as seguintes características:

A engenharia de projeto atingiu um progresso de 58,9% para a execução da construção, fabricação e montagem;

Construção civil iniciada e interrompida, concluído o desmonte em rocha, estando pronta para início das fundações, e representando um progresso de 2,0%;

Fornecimento de componentes eletromecânicos com um progresso de 83,9% nos importados e 6,0% nos nacionais.

É possível se afirmar que sete anos após ser tomada a decisão de prosseguir em ritmo normal a construção da usina de Angra III, assegurado fluxo contínuo de recursos, ela entrará em operação.

**TABELA 2.2**  
Progresso físico de Angra III  
(outubro de 1993)

Natureza	Progresso Acumulado (%)		
	Nacional	Importado	Total
Engenharia	58,0	60,5	58,9
Suprimento	6,0	83,9	59,0
Obras Cíveis	2,0	0,0	2,0
Montagem e comissionamento	0,0	0,0	0,0
Total do Empreendimento	12,6	63,4	41,9

### 2.2.3 Recursos Necessários para a Conclusão de Angra II e III

As decisões políticas requeridas para propiciar a conclusão de Angra II e III estão em grande parte vinculadas à necessidade de assegurar o nível e o fluxo contínuo de recursos para a finalização da construção. As estimativas de custos diretos, a preços de dezembro de 1991, para conclusão das usinas, são os seguintes:

	Angra II US\$ milhões	Angra III US\$ milhões
Moeda nacional	709	1.502
Moeda estrangeira	688	654
Total	1.397	2.156

### 2.3 O PROCESSO DE LICENCIAMENTO DE ANGRA 2

O processo de licenciamento de Angra 2 se desenvolve em etapas conforme estabelecido para uma usina nuclear deste porte correspondendo a cada uma delas documentação específica, segundo exigência do respectivo órgão licenciador.

- Junto ao DNAEE
  - Requerimento com prazo para conclusão da construção;
  - Projeto preliminar.
- Junto à CNEN (Norma CNEN-NE-1.04)
  - *Aprovação do local*
    - . Relatório do local
  - *Licença de Construção*
    - . Relatório Preliminar de Análise de Segurança - RPAS;
    - . Programa de Garantia da Qualidade do requerente e dos contratados principais, de acordo com a Norma CNEN-NE-1.16;
    - . Plano Preliminar de Proteção contra incêndio, de acordo com a Norma CNEN-NE-2.03;
    - . Plano Preliminar de Proteção Física, de acordo com a Norma CNEN-NE-2.01.
  - *Autorização para Utilização de Material Nuclear*
    - . Comprovação do cumprimento, pelo requerente, das condições exigidas na Norma CNEN-NE-2.02.
  - *Autorização para Operação Inicial - AOI*
    - . Relatório Final de Análise de Segurança - RFAS;
    - . Plano de Proteção contra incêndio, abrangendo as fases de operação inicial e permanente, de acordo com a Norma CNEN-NE-2.03;
    - . Plano Final de Proteção Física, de acordo com a Norma CNEN-NE-2.01;
    - . Plano de Emergência Local, elaborado de acordo com a filosofia da AIEA (Agência Internacional de Energia Atômica).
  - *Autorização para Operação Permanente - AOP*
    - . Demonstração de que a construção da usina está completamente terminada, de acordo com as condições da Licença de Construção e da Autorização para Operação Inicial e seus aditamentos;
    - . Relatório das atividades desenvolvidas na fase de operação inicial;
    - . Resultado dos testes realizados na fase de operação inicial;
    - . Programa de Garantia da Qualidade do requerente para a fase de operação permanente.

Além do atendimento aos requisitos dos órgãos relacionados com a energia nuclear, o licenciamento de Angra II deve também atender às exigências de órgãos de licenciamento ambiental e de órgãos municipais.

- Junto ao IBAMA/FEEMA
  - *Sistema de Licenciamento de Atividades Poluidoras (SLAP)*
- Junto à Prefeitura Municipal de Angra dos Reis
  - *Uso do Solo*
  - *Edificações*
  - *Obras de Infra-Estrutura*

### 2.3.1 Histórico e Situação Atual do Processo de Licenciamento

O processo de licenciamento de Angra 2 teve início em 1974 tendo sido desenvolvidos até o presente os eventos relacionados a seguir:

- Autorização do DNAEE
  - *Angra 2 - Despacho PR-4.830/74 de 03.06.74*
  - *Angra 3 - Decreto nº 75.870 de 13.06.75*
- Aprovação do Local - Angra 2 e 3
  - *Ofício CNEN-DExl.OF nº 110/76 de 22.11.76*
  - *Ofício CNEN-DExl.OF nº 19/80 de 14.04.80*
- Licença de Construção - Angra 2 (Nuclebrás)
  - *Resolução CNEN 16/81 de 13.11.81*
- Transferência da Licença de Construção de Angra 2 para FURNAS
  - *Resolução CNEN 07/80 de 19.04.89*
- Submissão do Termo de Referência do Estudo de Impacto Ambiental (EIA)
  - *À CNEN em 04.09.89*
  - *Ao IBAMA em 13.03.93*
- Processo de Licenciamento de Angra 2 e 3 junto a Prefeitura de Angra dos Reis
  - *Iniciado em 27.08.90*

### 3. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE ORIGEM NUCLEAR NO HORIZONTE DO PLANO 2015

#### 3.1. RESERVAS BRASILEIRAS DE URÂNIO

O urânio apresenta-se na natureza normalmente associado a outros elementos em diversos minerais. A sua utilização encontra-se restrita àquelas ocorrências de maior concentração, sendo que os minérios hoje explorados comercialmente situam-se dentro da faixa de 500 a 4000 ppm.

As reservas geológicas brasileiras atingem 301.500 t de  $U_3O_8$ . A Tabela 3.1 mostra o valor das reservas geológicas de urânio

classificadas em reservas medidas e indicadas e reservas inferidas, segundo o critério do Código de Mineração Brasileiro, que correspondem, na classificação da Agência Internacional de Energia Atômica, a reservas asseguradas e reservas adicionais.

**TABELA 3.1**  
Reservas Geológicas de Urânio no Brasil  
toneladas de  $U_3O_8$

Localização	Medidas e indicadas	Inferidas	Total
Poços de Caldas, MG	20.000	6.800	26.800
Figueira, PR	7.000	1.000	8.000
Quadr. Ferrífero, MG	5.000	10.000	15.000
Itaiaia, CE	91.200	51.300	142.500
Lagoa Real, BA	61.840	31.350	93.190
Espinhaças, PB	5.000	5.000	10.000
Amorinópolis, GO	2.000	3.000	5.000
Rio Preto, GO	500	500	1.000
<b>Total</b>	<b>192.540</b>	<b>108.950</b>	<b>301.490</b>

Fonte: INB

Entretanto, para fins de estimativas econômicas relacionadas ao suprimento de combustível nuclear, em 1986 a Comissão de Avaliação do Programa Nuclear Brasileiro admitiu o conceito de reservas recuperáveis a preços competitivos no mercado que, entre outros parâmetros, leva em conta as perdas na lavra e no beneficiamento e custos de extração. Tais reservas correspondem a 120.100 t, conforme indicado na Tabela 3.2.

Os esforços de pesquisas até hoje desenvolvidos não foram suficientes para cobrir todo o território nacional na forma desejada. É possível, portanto que o valor dessas reservas venha a crescer substancialmente, com a intensificação da pesquisa e prospecção, principalmente na Amazônia, que é praticamente virgem em termos de prospecção de urânio.

**TABELA 3.2**  
**Reservas Recuperáveis de Urânio no Brasil**  
**toneladas de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>**

Localização	Medidas c indicadas	Inferidas	Total
Total	79.100	41.000	120.100

Fonte: INB

No momento a única reserva brasileira que se encontra em condições de produzir é a de Poços de Caldas, com uma capacidade nominal de 500 t de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> por ano. A reserva de Lagoa Real, que possui condições favoráveis de mineração, pode entrar em produção em um prazo de 2 a 3 anos.

A estimativa de potencial para geração nucleoe elétrica, não se considerando a reciclagem de urânio e plutônio residuais, depende do modo de operação da usina e do gerenciamento interno e externo ao núcleo do ciclo do combustível. A atual reserva recuperável de urânio permite suprir entre 16 e 19 usinas equivalentes a Angra II ao longo de sua vida útil, dependendo do fator de capacidade médio anual, de 60 ou 70%.

### 3.2 CUSTOS FUTUROS DA ENERGIA NUCLEAR NO BRASIL

Inicialmente uma análise de custos a nível internacional orientará os resultados obtidos para o Brasil.

A comparação de custos internacionais originários de fontes diferentes é difícil, diante da variabilidade dos critérios adotados. Por este motivo optou-se pela utilização de uma única fonte com critérios homogêneos, com informações as mais recentes possíveis e com credibilidade internacional. Utilizou-se os dados da UNIPEDE, União Internacional de Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica, cujos dados econômicos referem-se a janeiro de 1990 (UNIPEDE, Union Internationale des Producteurs et Distributeurs D'Énergie Eléctrique. GENERAL REPORT OF THE GROUP Electricity generating cost. June 1991). O objetivo do trabalho da UNIPEDE não é comparar custos entre países, o que é uma tarefa extremamente difícil e complexa devido a uma série de razões entre elas, taxas de câmbio que não refletem o poder de compra dos diversos países, tipos diferentes de usinas, capacidades diferentes, número diferente de unidades em um mesmo sítio, práticas empresariais diferentes, desenvolvimento industrial diferentes, etc.- mas sim comparar as alternativas dentro de um mesmo contexto econômico, empresarial e regulatório de cada país. Por esta razão os custos indicados nas tabelas referem-se às alternativas nuclear, carvão e gás e devem ser comparados no contexto de cada país evitando-se extrapolações e comparações entre os diferentes países.

**TABELA 3.3**  
 **Custos de Investimentos**  
 (base: 1/1/1990, 1 ECU=US \$ 1,168)  
 ECU/kW

PAÍS	NUCLEAR	CARVÃO	GÁS
Alemanha	2.172	1.353	-
Austria	-	-	522
Bélgica	1.472	1.025	641
Canadá	1.353	1.070	651
Espanha	2.284	1.342	-
França	1.113	1.112	511
Holanda	-	868	570
Itália	-	1.431	848
Japão	1.670	1.629	-
Noruega	-	-	871
Portugal	-	1.008	387
Reino Unido	2.051	-	486
Suécia	-	1.272	-

**TABELA 3.4**  
 **Custos de Geração**  
 Fator de capacidade = 6.600 h/a  
 (0.01 ECU/kWh)

PAÍS	USINA	Investimento	O & M	Combustível	TOTAL
Alemanha	Nuclear	2,49	1,21	1,25	4,95
	Carvão	1,46	0,99	4,02	6,47
	Gás	-	-	-	-
Austria	Nuclear	-	-	-	-
	Carvão	-	-	-	-
	Gás	0,68	0,27	3,82	4,77
Bélgica	Nuclear	1,73	0,61	0,63	2,97
	Carvão	1,10	1,04	1,81	3,95
	Gás	0,83	0,55	3,56	4,94
Canadá	Nuclear	1,63	0,55	0,27	2,45
	Carvão	1,23	0,53	1,36	3,12
	Gás	0,88	0,35	3,37	4,60
Espanha	Nuclear	2,76	1,01	1,01	4,78
	Carvão	1,48	0,70	2,35	4,53
	Gás	-	-	-	-
França	Nuclear	1,28	0,58	0,85	2,71
	Carvão	1,22	0,58	2,10	3,90
	Gás	0,68	0,33	3,61	4,62
Holanda	Nuclear	-	-	-	-
	Carvão	0,96	0,51	1,50	2,97
	Gás	0,76	0,28	3,42	4,46
Itália	Nuclear	-	-	-	-
	Carvão	1,57	0,78	1,82	4,17
	Gás	1,10	0,45	3,72	5,27
Japão	Nuclear	1,94	0,98	1,21	4,13
	Carvão	1,79	1,26	2,06	5,11
	Gás	-	-	-	-
Noruega	Nuclear	-	-	-	-
	Carvão	-	-	-	-
	Gás	1,18	0,32	3,56	5,06
Portugal	Nuclear	-	-	-	-
	Carvão	1,10	0,48	1,92	3,50
	Gás	0,79	0,13	3,43	4,35
R.Unido	Nuclear	2,61	0,74	0,74	4,09
	Carvão	-	-	-	-
	Gás	0,65	0,32	3,42	4,39
Suécia	Nuclear	-	-	-	-
	Carvão	1,41	0,72	1,47	3,60
	Gás	-	-	-	-

A conclusão principal do estudo da UNIPEDE é que a energia nuclear é considerada a fonte para a produção de energia elétrica mais competitiva na maioria dos países representados no grupo, caso estas usinas sejam construídas em condições industriais adequadas, i.e., empregando unidades padronizadas, programa industrial de porte significativo, unidades múltiplas em cada sítio, etc.

Apesar dos problemas encontrados na construção de Angra II, levando a um longo prazo de construção decorrente da falta de um fluxo adequado e contínuo de recursos é possível estabelecer-se os custos esperados para uma nova usina. Este trabalho foi realizado baseado na experiência de FURNAS e NUCLEN, considerando-se condições normais de desenvolvimento dos serviços e fluxos de recursos financeiros com a suficiência e continuidade requeridas por tal empreendimento. (Relatório ELETROBRÁS/NUCLEN, Custos Relativos a Usinas Nucleares. Experiência Nacional. Junho de 1992). Os resultados principais deste trabalho estão indicados na Tabela 3.5.

**TABELA 3.5**  
**Orçamento de uma usina PWR de 1309 MWe**  
**Base: julho de 1991**  
**US\$ Milhões**

<b>ITEM</b>	<b>Moeda Nacional</b>	<b>Moeda Estrangeira</b>	<b>TOTAL</b>
Obra Civil	270,5	0,0	270,5
Montagem eletromecânica	234,0	13,3	247,3
Engenharia Nacional	368,1	0,0	368,1
Equipamento Nacional	429,4	0,0	429,4
Indireto Equip. Nacional	13,8	0,0	13,8
Engenharia Estrangeira	5,9	153,4	159,3
Equipamento Importado	0,0	692,1	692,1
Indireto Equip. Importado	5,6	20,4	26,0
Comissionamento	23,8	39,3	63,1
Custos do Proprietário	139,2	0,0	139,2
<b>TOTAL</b>	<b>1.490,3</b>	<b>918,5</b>	<b>2.408,8</b>

Verifica-se que para uma central típica de 1.309 MW e e com uma só unidade no sítio o custo esperado é de da ordem de US\$ 2,4 bilhões, ou US\$ 1.840/kW bruto. Sobre este custo básico foram adicionados 15% a título de despesas eventuais. A Tabela 3.6 indica as estimativas de custos de geração, baseados no custo de investimento acima. O valor dos juros durante a construção foi determinado a partir de um tempo de construção de 8 anos. Os custos de operação e manutenção e de combustível são aqueles praticados por FURNAS.

**TABELA 3.6**  
 **Custos de referência de geração de energia elétrica**  
 **em usinas nucleares com PWR**  
 **(preços de julho de 1991)**

Custo de investimento	51,5	US\$/MWh
Operação e manutenção	6,0	US\$/MWh
Custo de combustível	8,5	US\$/MWh
Custo final de geração	66,0	US\$/MWh
Dados básicos utilizados		
Custo de construção:	2.116	US\$/kW
Juros durante a construção	956	
Custo de investimento	3.072	US\$/kW
Taxa anual de atualização	10	% a.a.
Vida útil	30	anos
Fator de capacidade	72	%
Central de referência	1.309	MWe brutos

#### 4. EQUIPE

Jorge Trinkenreich	- ELETROBRÁS
Duílio Russo	- FURNAS
Luis Schigane	- FURNAS
Neide Loureiro Pernes da Silva	- FURNAS
Jair Albo Marques de Souza	- NUCLEN
Lothario Olavo Deppe	- NUCLEN
José Carlos Tanure	- NUCLEN
Ninon Machado Leme	- CNEN
Eduardo Marques	- CNEN
José Carlos Castro	- INB

#### EDITORAÇÃO

Adilton de Andrade Guedes - DPE (ELETROBRÁS)  
Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - GCPS (ELETROBRÁS)  
Walterly Pimentel Bandeira - GCPS (ELTROBRÁS)



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 4  
A Oferta de Energia Elétrica  
● Resíduos de Cana de Açúcar

---

# PLANO 2015

## PROJETO 4

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

RESÍDUOS DE CANA DE AÇÚCAR

ÍNDICE

<b>1 OBJETIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>2 ASPECTOS GERAIS.....</b>	<b>2</b>
2.1 Histórico da Utilização dos Resíduos da Cana de Açúcar como Fonte de Energia .....	2
2.2 Características Físicas e Energéticas dos Resíduos .....	3
2.3 Potência Instalada em Co-geração .....	6
2.4 Produção de Cana de Açúcar e Resíduos .....	7
<b>3 TECNOLOGIAS .....</b>	<b>8</b>
3.1 Necessidades de Vapor e Eletricidade na Indústria Sucroalcooleira .....	8
3.2 Possibilidades de Modernização nas Tecnologias com Ciclo a Vapor Convencional .....	13
3.3 Tecnologias em Desenvolvimento .....	18
3.4 Utilização de Pontas e Folhas .....	20
<b>4 POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM CO-GERAÇÃO .....</b>	<b>22</b>
<b>5 CUSTOS DE GERAÇÃO .....</b>	<b>24</b>
5.1 Custo de Investimento .....	24
5.2 Custo de Combustível .....	25
5.3 Custo de O &M .....	26
5.4 Custo Total .....	26
5.5 Critérios Adotados para o Cálculo .....	28
<b>6 ASPECTOS INSTITUCIONAIS E FONTES DE RECURSOS .....</b>	<b>29</b>
<b>7 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>31</b>
<b>8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>32</b>
<b>9 EQUIPE .....</b>	<b>33</b>
ANEXO 1 Bagaço - Disponibilidade de Energia Elétrica em Co-geração .....	35
ANEXO 2 Pontas e Folhas - Disponibilidade de Energia Elétrica em Co-geração .....	49
ANEXO 3 Custos do Investimento no Ciclo a Vapor .....	55
ANEXO 4 Cálculo do Consumo do Bagaço na Safra (Co-geração) .....	59
ANEXO 5 Quadros Detalhados do Custo do Combustível .....	65
ANEXO 6 Quadros Detalhados do Custo Total .....	73
ANEXO 7 Um Estudo de Caso - A Usina São Francisco .....	81
(sumário e conclusão do trabalho desenvolvido pela Copersucar, Eletrobras, Copersucar, BNDES, CESP, CPFL e Eletropaulo).	

## 1. OBJETIVO

Nesta parte são apresentados os principais aspectos relacionados com a utilização de resíduos de cana de açúcar na produção de eletricidade. Os resíduos da cana de açúcar aqui considerados são o bagaço, as pontas e folhas.

A análise registra informações básicas quanto ao histórico da utilização do principal resíduo, o bagaço de cana, como energético no Brasil e suas características como combustível. Estima o potencial de produção de energia elétrica em regime de co-geração, tendo como base a safra de cana de açúcar de 86/87 e as tecnologias atuais e em desenvolvimento, e calcula os custos de geração correspondentes a diversas tecnologias (ciclo a vapor e turbinas a gás), buscando verificar a competitividade dos resíduos como energéticos e obter parâmetros para a colocação dos excedentes junto às concessionárias.

São apresentadas informações relativas ao projeto desenvolvido pela COPERSUCAR e empresas do setor elétrico, analisando a utilização dos resíduos da cana de açúcar em uma usina de açúcar e álcool para operação anual (co-geração na safra e geração pura na entressafra) e discutidos os aspectos relacionados com o meio ambiente e aspectos institucionais. Finalizando, são apresentadas conclusões e recomendações quanto a viabilidade da utilização dos resíduos de cana para a produção de energia elétrica.

A equipe responsável pela elaboração deste documento teve o apoio da CHESF, cujo relatório preparado para o Grupo de Longo Prazo (GTLP) do CTEE/GCPS serviu como referência básica.

## 2. ASPECTOS GERAIS

### 2.1 HISTÓRICO DA UTILIZAÇÃO DOS RESÍDUOS DA CANA DE AÇÚCAR COMO FONTE DE ENERGIA

Durante alguns séculos, a cana de açúcar foi utilizada somente como matéria prima para a fabricação de açúcar e aguardente, com baixíssimo rendimento industrial devido à rudeza do equipamento empregado. Em virtude do precário esgotamento do caldo, que deixava o bagaço residual ainda muito úmido e difícil de queimar, usava-se lenha como combustível para essa indústria.

Com o advento da moenda de ferro no final do século passado, e o desenvolvimento da tecnologia de extração do caldo - incluindo a moagem sucessiva em moendas constituídas por série de ternos que melhoravam o esgotamento do bagaço (abaixando o seu teor de umidade), iniciou-se já neste século a utilização do bagaço como combustível para a geração de vapor nas caldeiras da usina ou da destilaria de aguardente.

Durante muito tempo o bagaço produzido com cerca de 50% de umidade e PCI (Poder Calorífico Inferior) de 1.800 kcal/kg continuou a ser utilizado nas caldeiras das usinas para produzir vapor. As sobras do bagaço eram (e ainda são) abandonadas ou melhor, incineradas, o que geralmente é feito na própria fornalha da caldeira, operando-a com excesso de ar e outros artifícios, o que caracteriza um desperdício de energia.

Até 1974, a indústria de cana importava parte da energia usada nos processos sob a forma de óleo, madeira e eletricidade. Com os impactos causados pelas elevações bruscas no preço do petróleo em 1973 e 1979, que atingiram duramente a economia do país, a agroindústria de cana buscou substituir os combustíveis por bagaço (fornecendo vapor e parte da eletricidade requerida no processo), e também alterar a sua condição de produtora de alimentos para exportadora de energia sob a forma de álcool e, mais recentemente, de bagaço como combustível.

Os resíduos de cana de açúcar apresentam baixa densidade energética e como tal devem ser aproveitados em local próximo à usina. As indústrias de álcool e açúcar têm produção sazonal (5 meses), utilizam vapor na produção, e podem gerar simultaneamente eletricidade durante a safra atendendo às necessidades da usina. Como o bagaço e outros resíduos podem ser armazenados por alguns meses, a produção de eletricidade também pode ser feita em base anual, usando a biomassa como combustível. A potência elétrica instalada e a energia produzida dependem de diversos fatores, destacando-se a pressão das caldeiras, a eficiência no ciclo de energia para o processo (vapor e eletricidade), sendo possíveis diversos esquemas de produção em uma mesma unidade. As vantagens para o setor elétrico incluem a descentralização da oferta de energia elétrica, com economias em redes de transmissão e distribuição, ganhos em confiabilidade e redução nas incertezas de planejamento.

O principal resíduo da cana, o bagaço, tem aplicações energéticas e como matéria prima, podendo ser citadas:

- a) uso térmico nas indústrias de processo, principalmente quando o custo da energia tem elevada participação no custo de produção;

- b) indústria de papel e celulose;
- c) produção de energia elétrica;
- d) matéria prima para ração animal;
- e) substituto do carvão vegetal.

O fluxo do ciclo produtivo da cana de açúcar é apresentado na Figura 2.1.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E ENERGÉTICAS DOS RESÍDUOS

O bagaço de cana é o resíduo sólido proveniente da moagem ou difusão da cana de açúcar, após a extração da sacarose. O teor de açúcar no bagaço varia de 2 a 4%.

A produção de bagaço está diretamente ligada ao teor de fibra existente na cana de açúcar.

O bagaço de cana in natura, na saída da esteira, apresenta uma umidade de 50%, o que leva o seu poder calorífico a ser:

Poder Calorífico Superior - PCS = 2.264 kcal/kg.

Poder Calorífico Inferior - PCI = 1.800 kcal/kg.

A massa específica para este teor de umidade é de:

80 - 120 kg/m<sup>3</sup> - saída da esteira

160 - 240 kg/m<sup>3</sup> - armazenado/amontoado

550 - 600 kg/m<sup>3</sup> - enfardado

O PCS e o PCI são calculados da seguinte forma:

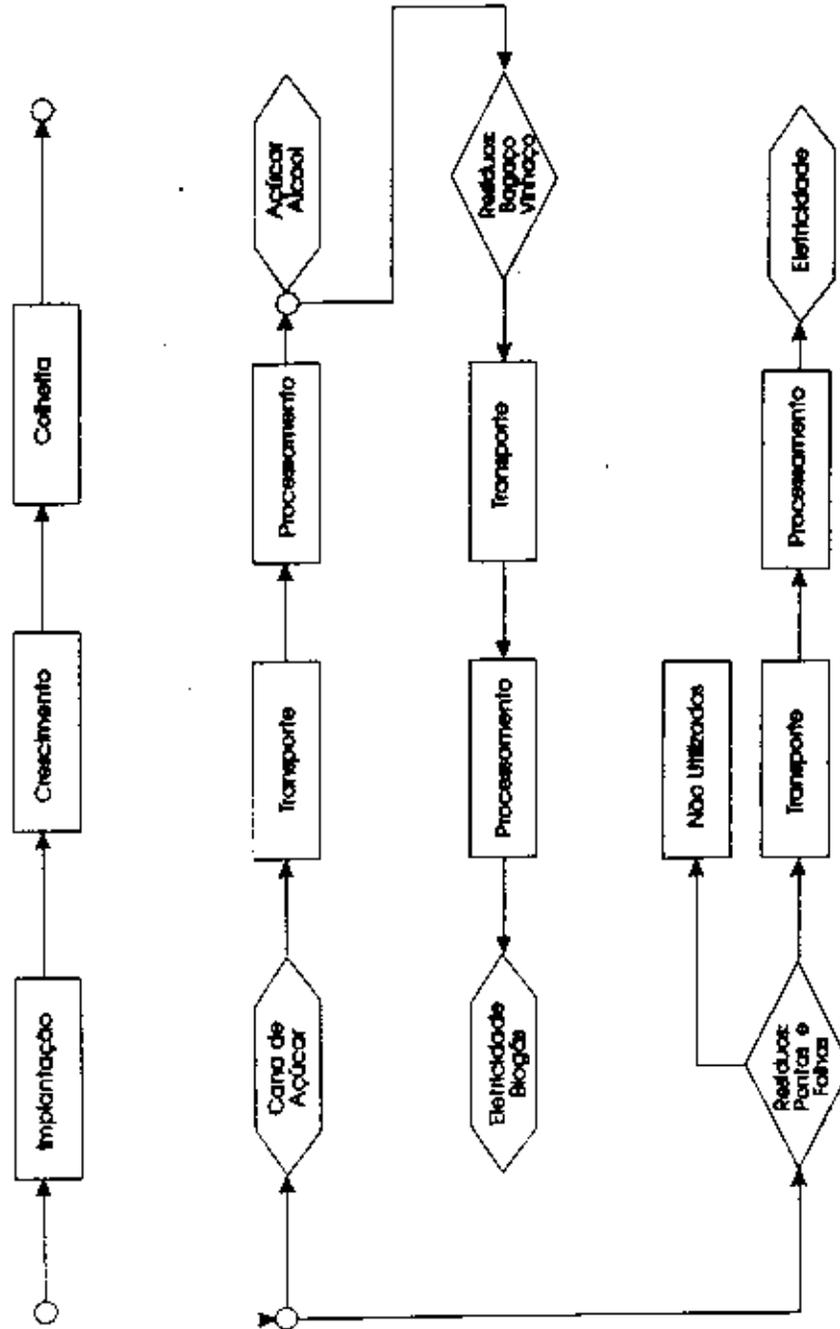
$$PCS = 4.600 - 125 - 46 W$$

$$PCI = 4.250 - 125 - 48,5 W$$

**onde:**

W = Teor de Umidade do bagaço

**FIGURA 2.1**  
**FLUIDO DO CICLO PRODUTIVO DA CANA DE AÇÚCAR**



Apresentamos a seguir a expressão que relaciona a quantidade de bagaço com o teor de fibra de cana.

$$B = \frac{100 \times f}{f'}$$

B = quantidade de bagaço

f' = % de fibra no bagaço

f = fibra média de cana de açúcar, varia de 10 a 17% situando-o geralmente na faixa de 12 a 15%.

A expressão para determinar-se a fibra do bagaço é:

f = 100 - W - D (kg de fibra/kg de bagaço)

W = Teor de Umidade

D = Açúcares residual ou impurezas, cerca de 2 a 4%.

A fibra do bagaço varia de 46 a 53%.

O bagaço de cana a granel, com uma umidade de 25%, tem um poder calorífico de:

PCS = 3.426 kcal/kg

PCI = 3.013 kcal/kg (PCI = 3.000 kcal/kg nos cálculos deste trabalho)

Enquanto que para o bagaço enfardado pelo processo "Bagatex", a umidade é reduzida para 20% (massa específica média de 375 kg/m<sup>3</sup>), elevando o seu poder calorífico para:

PCS = 3.644 kcal/kg

PCI = 3.244 kcal/kg (PCI=3.250 kcal/kg nos cálculos deste trabalho)

Este processo eleva o poder calorífico (PCI) do bagaço em torno de 80%, tendo como vantagens:

- duração média do bagaço de 3 anos antes de entrar em decomposição.
- transformação do bagaço em um combustível com características físico-químicas definidas e uniformes.
- elevação do PCI.
- fácil manuseabilidade (enfardado).

As pontas e folhas são em geral queimadas no campo pouco tempo antes da colheita. O seu aproveitamento como combustível exige um alto grau de mecanização da lavoura, o que forneceria um valor recuperável em torno de 180 kg deste resíduo por tonelada de cana (2). O poder calorífico inferior gira em torno de 3.000 kcal/kg, para um teor de umidade de 20%.

Outro resíduo da produção da indústria sucroalcooleira é o vinhoto. Este produto é atualmente aproveitado somente como fertilizante e uma possível alternativa para sua utilização seria a produção de biogás em um biodigestor (o efluente do biodigestor também pode ser usado como adubo). Este biogás possuiria um poder calorífico inferior de aproximadamente 5.100 kcal/Nm<sup>3</sup> e poderia ser produzido numa proporção em torno de 9,0 Nm<sup>3</sup> por tonelada de cana.

### 2.3 POTÊNCIA INSTALADA EM CO-GERAÇÃO

A potência instalada em co-geração no Brasil foi levantada no módulo III do Grupo de Trabalho criado no âmbito do Ministério de Minas e Energia (Portaria 661 de 08/05/87).

Foram consideradas apenas as indústrias com produção média mínima de 10 t/hora de vapor (equivalente a um consumo mínimo de 5.000 t/ano de óleo combustível).

A Tabela 2.1 apresenta a potência instalada em turbinas a vapor e a energia gerada no ano de 1986 por estado, para o setor sucroalcooleiro.

TABELA 2.1

#### POTÊNCIA INSTALADA - SETOR SUCROALCOOLEIRO TURBINAS A VAPOR/ENERGIA ANO 1986

ESTADOS	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA (MW ano)			ENERGIA AUTO/TOTAL (%)
		AUTOGERADORA (VAPOR)	ADQUIRIDA	TOTAL	
S. Paulo	387,7	86,8	48,3	135,1	64,2
Alagoas	139,1	43,0	13,5	56,5	76,1
Pernambuco (1)	114,8	18,1	8,0	26,1	69,3
Minas Gerais	40,2	7,6	7,6	15,2	50,0
Rio de Janeiro	25,2	2,8	3,4	6,2	45,1
E. Santos	2,7	0,5	0,5	1,0	50,0
R.G.do Norte	12,5	3,5	1,2	4,7	74,5
Paraíba	44,8	10,7	4,3	15,0	71,3
Sergipe	10,0	3,3	0,4	3,7	89,2
Paraná	35,2	5,4	2,7	8,1	66,7
Goiás	26,0	2,1	2,1	4,2	50,0
Ceará	9,3	1,8	0,7	2,5	72,0
<b>TOTAL</b>	<b>847,5</b>	<b>185,6</b>	<b>92,7</b>	<b>278,3</b>	<b>778,4</b>

(1) Os valores de energia autogerada deste estado foram obtidos em 16 das 25 empresas pesquisadas.  
FONTE: Grupo de Trabalho do MME (portaria 661 de 08/05/87).

## 2.4 PRODUÇÃO DE CANA DE AÇÚCAR E RESÍDUOS

A produção total de cana da safra 1986/87 no Brasil, a maior dos últimos anos, atingiu  $246,3 \times 10^6$  toneladas. Na safra de 88/89 a produção se situou em torno de  $215,9 \times 10^6$  toneladas.

A produção de bagaço pode ser estimada em 30% da produção de cana (com teor de umidade de 50%) o que, para a safra de 86/87, leva a um valor de  $73,9 \times 10^6$  t.

O aproveitamento de pontas e folhas (resíduo da colheita) para a geração de energia elétrica pode ser estimado considerando 0,18 toneladas de resíduo recuperável por tonelada de cana. Desta forma, para a safra de 86/87 chega-se a um valor de  $44,3 \times 10^6$  toneladas de pontas e folhas recuperáveis e a produção de biogás montaria a  $2.218 \times 10^6$  Nm<sup>3</sup>.

Em termos de produtividade, a média brasileira anual varia de 47,1 t/ha.ano (IBGE para o ano 1988) a 54,7 t/ha.ano (CHESF Inv.Tec. Vol.II). Pode se supor um valor médio de 52 t/ha.ano para um período de 60 meses e 4 cortes (o que corresponde a 65 toneladas por ha colhido).

A produtividade agrícola média tem aumentado pela implementação de novas tecnologias a partir do PROÁLCOOL. A expectativa é que esta eficiência agrícola continue a aumentar com a introdução de novas espécies de cana e o aperfeiçoamento do manejo e mecanização da colheita. Considera-se, finalmente, que a seleção de canas até hoje visou (além de fatores como resistência a pragas, menor necessidade de insumos, etc.) reduzir a quantidade de massa vegetal (bagaço, folhas, pontas, etc.) e aumentar a sacarose. A disponibilidade de um potencial de uso dos resíduos pode incentivar o aumento na produtividade da biomassa.

### 3. TECNOLOGIAS

#### 3.1 NECESSIDADES DE VAPOR E ELETRICIDADE NA INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA

Atualmente, a tecnologia utilizada na indústria sucroalcooleira é baseada no ciclo de vapor convencional (ciclo Rankine) utilizando em grande parte o bagaço de cana in natura, com 50% de umidade, para a queima em caldeiras que produzem vapor com pressão de 21 kgf/cm<sup>2</sup> e temperatura de 300°C, em média. Este vapor aciona uma turbina acoplada a um gerador produzindo parte da energia elétrica necessária para sua operação, chegando algumas vezes a produzir um excedente de energia que pode ser adquirido por concessionárias.

O vapor produzido pela caldeira não é usado exclusivamente para a produção de energia elétrica, sendo também usado como fluido de trabalho para equipamentos de preparação e moagem da cana e no processo industrial, havendo portanto mais de uma forma de energia a partir de um mesmo combustível, caracterizando o que se denomina co-geração.

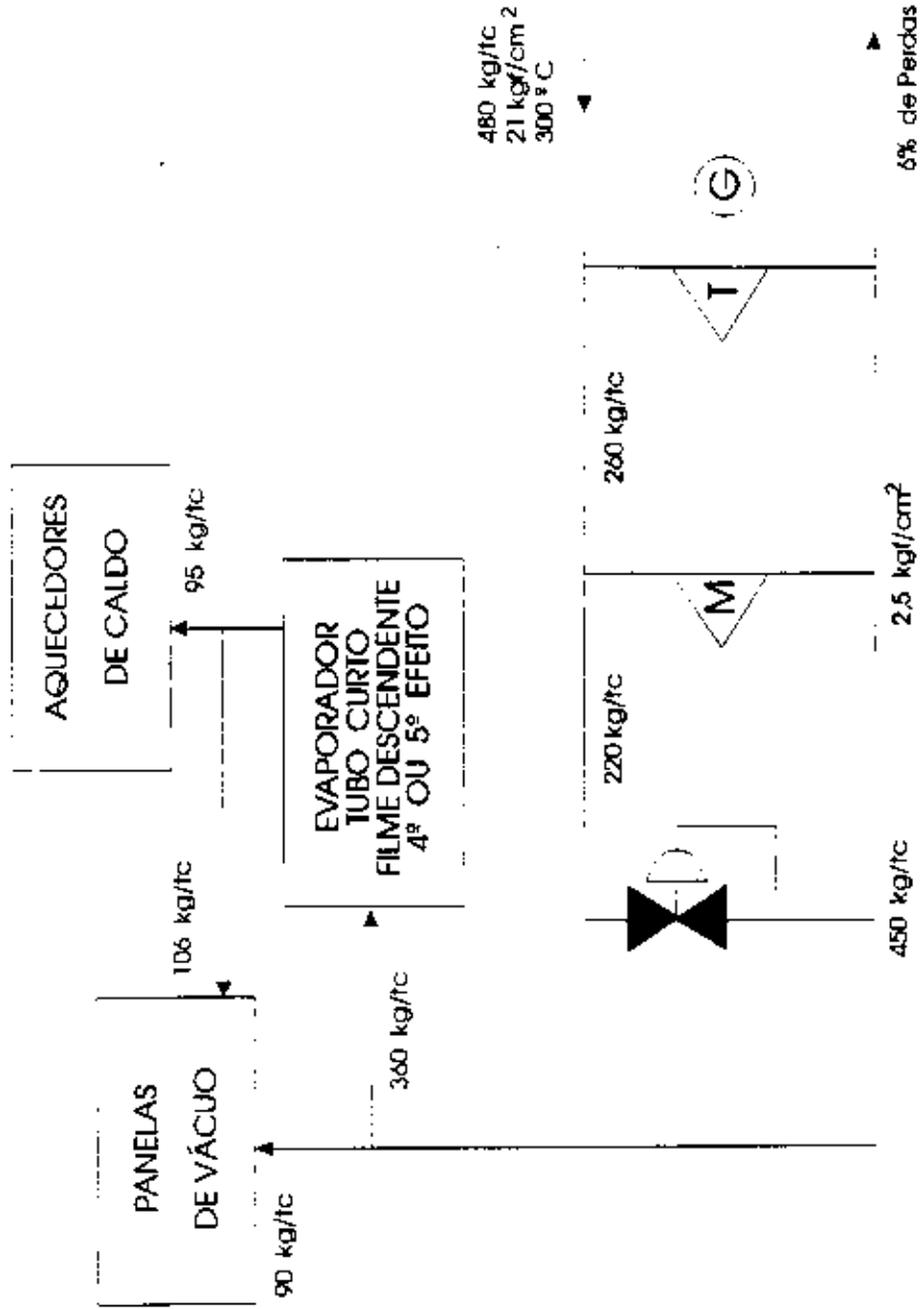
O consumo de vapor observado nos diversos equipamentos da indústria sucroalcooleira possui uma razoável dispersão. Entretanto, objetivando apresentar os valores deste consumo e discutir as perspectivas de sua redução através da modernização dos equipamentos e consequente aumento do potencial de co-geração, optou-se na presente análise pela representação dos ciclos por valores médios. Desta forma, este item descreve a operação atual (e o item seguinte a operação modernizada com economia do vapor de processo e equipamentos mais eficientes) para os três casos verificados: usina de açúcar, usina com destilaria anexa e destilaria autônoma.

A operação anual de uma usina de açúcar é representada na Figura 3.1 com uma demanda de vapor média de 480 kg/tc (tc - tonelada de cana), dos quais cerca de 54% vão para o turbogerador (260 kg/tc) e os 46% restantes para acionar as moendas, facas e desfibradores na preparação de cana (220 kg/tc). O vapor de processo é oriundo do vapor de escape das turbinas (saturado a 2,5 kgf/cm<sup>2</sup>). Deste vapor, cerca de 80% passa no evaporador de onde saem sangrias para o aquecimento do caldo e panelas de vácuo e os 20% restantes vão para o aquecimento direto das panelas de vácuo. O consumo da eletricidade da usina de açúcar pode ser estimado em 20 kWh/tc.

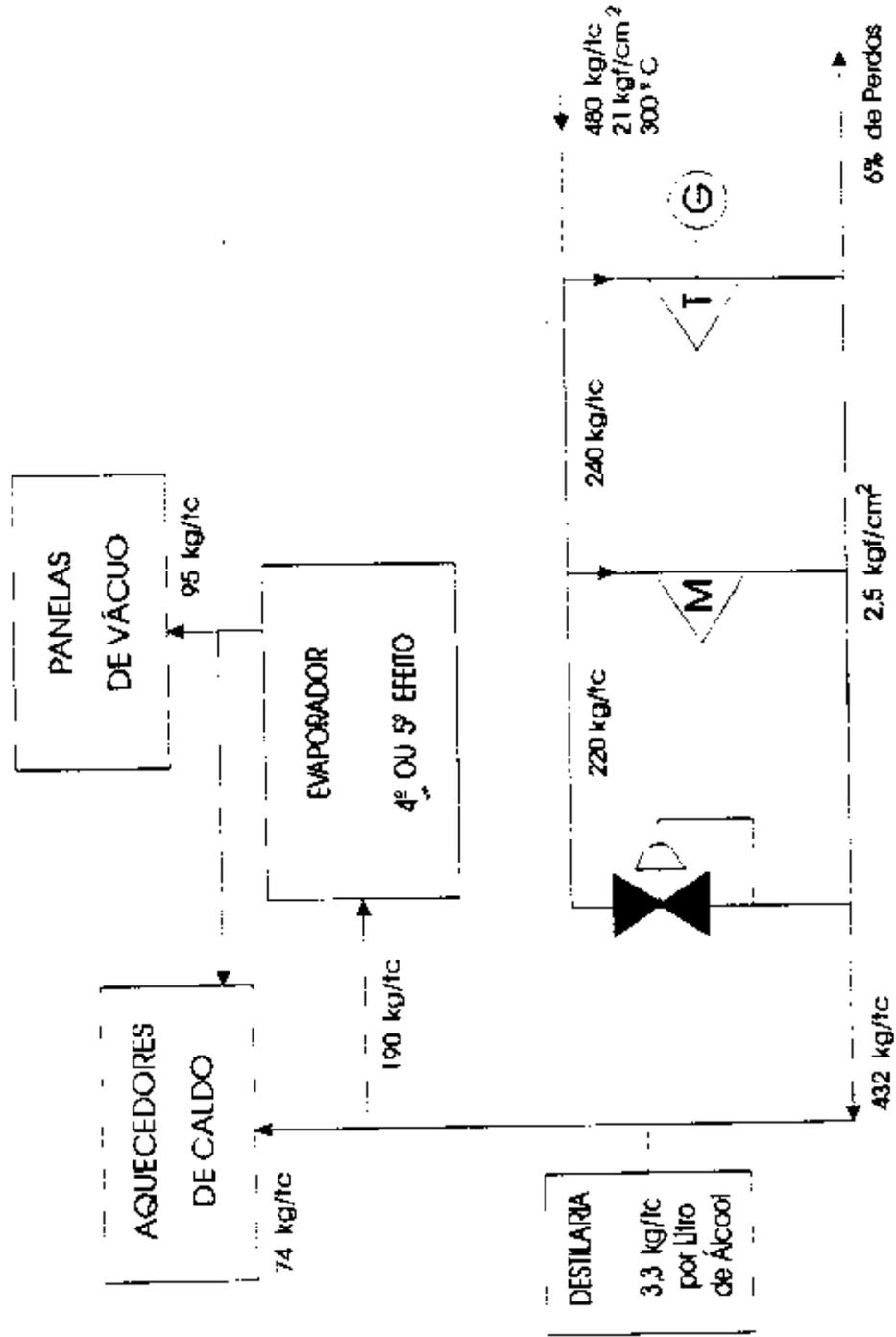
Com relação as usinas de açúcar com destilarias anexas, a demanda média de vapor é de 460 kg/tc, para acionamento dos turbogeradores e turbinas mecânicas (moendas, facas e desfibradores), e o vapor de processo (2,5 kgf/cm<sup>2</sup> saturado) é distribuído pelo evaporador 44%, aquecimento direto de caldo 17%, e destilaria 39%, sendo a demanda de eletricidade de 15 kWh/tc (Figura 3.2).

No caso das destilarias autônomas, a operação é apresentada na Figura 3.3 com a demanda média de vapor da ordem de 460 kg/tc para acionamento dos turbogeradores e equipamentos de preparação da cana (moendas, facas e desfibradores), o vapor de processo (2,5 kgf/cm<sup>2</sup>, saturado) é distribuído pelo evaporador 13%, aquecimento direto do caldo 29%, destilação 56% e desaerador 2%. O consumo da eletricidade é de 13 kWh/tc.

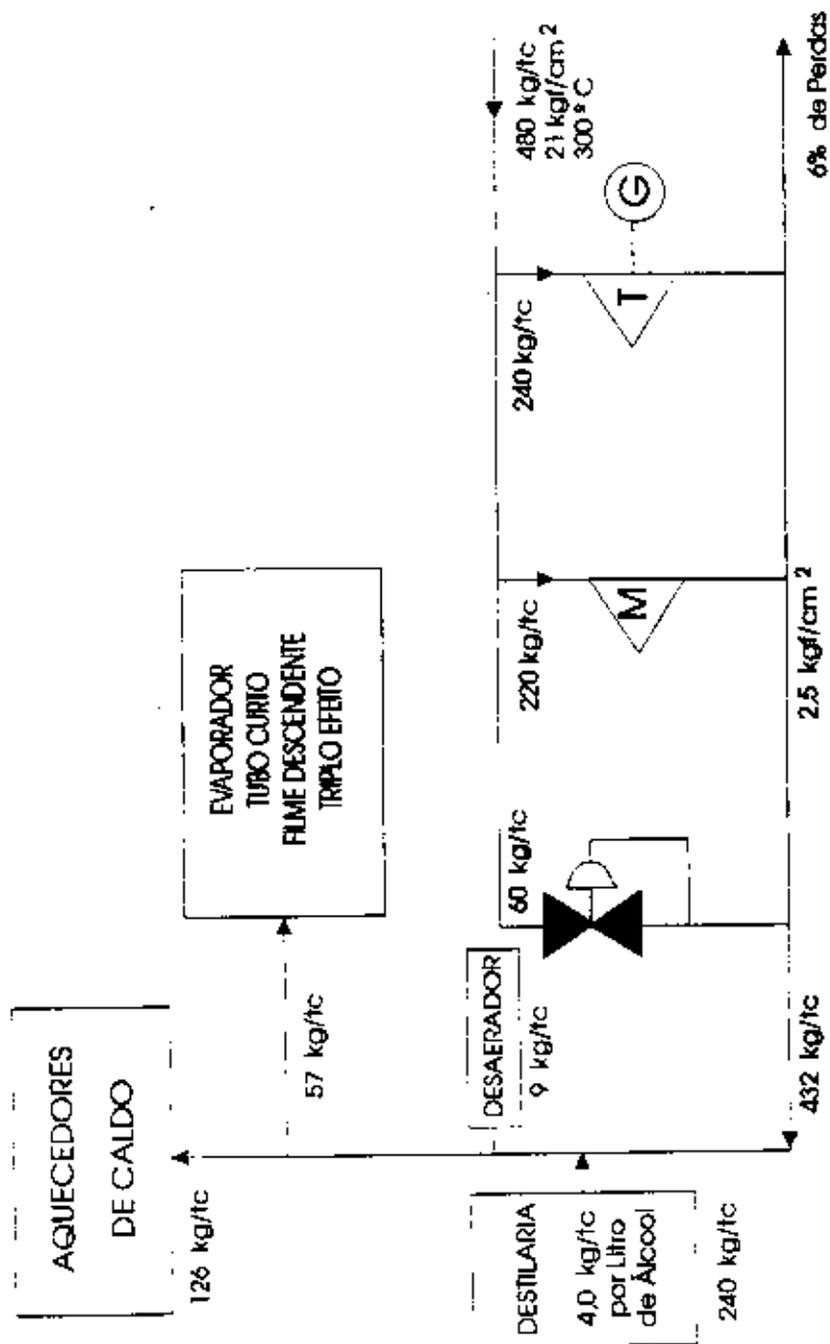
**FIGURA 3.1**  
**FLUXOGRAMA DE UMA USINA DE AÇÚCAR**



**FIGURA 3.2**  
**FLUXOGRAMA DE UMA USINA COM DESTILARIA**



**FIGURA 3.3**  
**FLUXOGRAMA DE UMA DESTILARIA AUTÔNOMA**



As disponibilidades de energia em co-geração são calculadas para os valores do consumo atual de vapor no processo considerando as seguintes alternativas:

**ALTERNATIVA 1.1** - Situação atual, uso de turbinas de contrapressão com a pressão de vapor na saída da caldeira de 21 kgf/cm<sup>2</sup> e temperatura no mesmo ponto de 300°C. Eficiências: Mc = 0,75, Mt = 0,69, Mr = 0,97 e Mg = 0,95 (Mc = rendimento da caldeira, Mt = rendimento da turbina, Mr = rendimento do redutor e Mg = rendimento do gerador).

**ALTERNATIVA 2.1** - Uso de turbina de condensação com extração de vapor para acionamento das moendas e complementação das necessidades de vapor de processo. Condições do vapor na saída da caldeira: pressão = 42 kgf/cm<sup>2</sup> e temperatura = 440°C. Eficiências: Mc = 0,815, Mt = 0,73, Mr = 0,97 e Mg = 0,95.

**ALTERNATIVA 3.1** - Idem alternativa 2.1 com as seguintes condições na saída da caldeira: pressão do vapor = 61 kgf/cm<sup>2</sup> e temperatura do vapor = 480°C.

No Brasil já existem caldeiras com pressão de 80 kgf/cm<sup>2</sup> usando o bagaço como combustível. Esta hipótese não foi considerada nos cálculos deste Trabalho, mas consta dos estudos realizados pelo GT/ELETROBRÁS/COPERSUCAR (5).

Em todas as alternativas, a pressão do vapor para o acionamento das moendas é de 21 kgf/cm<sup>2</sup> (Temperatura = 300°C) e o vapor para o processo tem a pressão de 2,5 kgf/cm<sup>2</sup>, saturado.

A Tabela 3.1, apresenta os resultados dos cálculos das disponibilidades de energia (excedentes) em cada alternativa para dois níveis de umidade do bagaço (50% e 20%). O detalhamento dos cálculos está no Anexo 1.

**TABELA 3.1**  
**DISPONIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM COGERAÇÃO (EXCEDENTE)**

TECNOLOGIA DE GERAÇÃO APLICADA	TIPO INST. INSTALAÇÃO INDUSTRIAL (2)	kWh/tc (1)	
		BAGAÇO COM 50% UMIDADE	BAGAÇO COM 20% UMIDADE
Alternativa 1.1 Pv = 21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 300°C	U	0	8
	U+D	5	13
	D	7	15
Alternativa 2.1 Pv = 42 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 440°C	U	37	49
	U+D	42	54
	D	44	56
Alternativa 3.1 Pv = 61 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 480°C	U	43	56
	U+D	48	61
	D	50	63

Obs.: (1) Considerada, para simplificação dos cálculos, uma demanda de 450 kg vapor por tonelada de cana para todos os tipos de instalação industrial (U - Usina de Açúcar, U+D - Usina com Destilaria Anexa; D - Destilaria Autônoma; tc - Tonelada de Cana).

### 3.2 POSSIBILIDADES DE MODERNIZAÇÃO NAS TECNOLOGIAS COM CICLO A VAPOR CONVENCIONAL

Conforme pode ser visto na Figura 3.4 para uma usina de açúcar, o ciclo de vapor atual pode ser melhorado para co-geração com o aumento da disponibilidade de energia elétrica reduzindo-se o consumo de vapor de processo. Para tanto, pode ser previsto o uso de evaporadores de filme descendente de quintuplo efeito (consumo de vapor reduzido de 35 a 40%), e o uso de painéis de vácuo contínuo (consumo de vapor reduzido de 25%). Desta forma, o vapor de processo sofreria uma redução de até 50%, passando dos atuais 450 kg/tc que deduzidas as perdas de 6%, para cerca de 222 kg/tc, e uma maior geração de energia elétrica seria obtida com a utilização deste excedente em uma turbina de condensação (o escape de vapor das moendas praticamente atende ao vapor para o processo).

No caso das usinas com destilaria anexa, o uso do evaporador de filme descendente de quintuplo efeito com sangrias para a destilaria, aquecimento de caldo e painéis de vácuo, acarretaria uma redução no vapor de processo para um nível de 240 kg/tc (para uma destilaria econômica com cerca de 2 kg vapor/litro de álcool hidratado), conforme pode ser visto na Figura 3.5.

Para as destilarias autônomas, o uso de evaporador de filme descendente de quintuplo efeito com sangria de vapor para aquecimento do caldo e colunas de destilação de baixo consumo de vapor (1,5 kg de vapor por litro de álcool hidratado), o vapor para o processo passa dos atuais 432 kg/tc para cerca de 237 kg/tc, conforme a Figura 3.6, distribuídos em 44% para o evaporador, 54% para a destilação e 2% para a desaeração.

Nos três casos, considera-se que a demanda de eletricidade para consumo próprio permanece a mesma dos níveis atuais (estes valores poderiam ainda ser reduzidos considerando-se procedimentos adequados de conservação de energia elétrica). Tem-se então as situações apresentadas na Tabela 3.2.

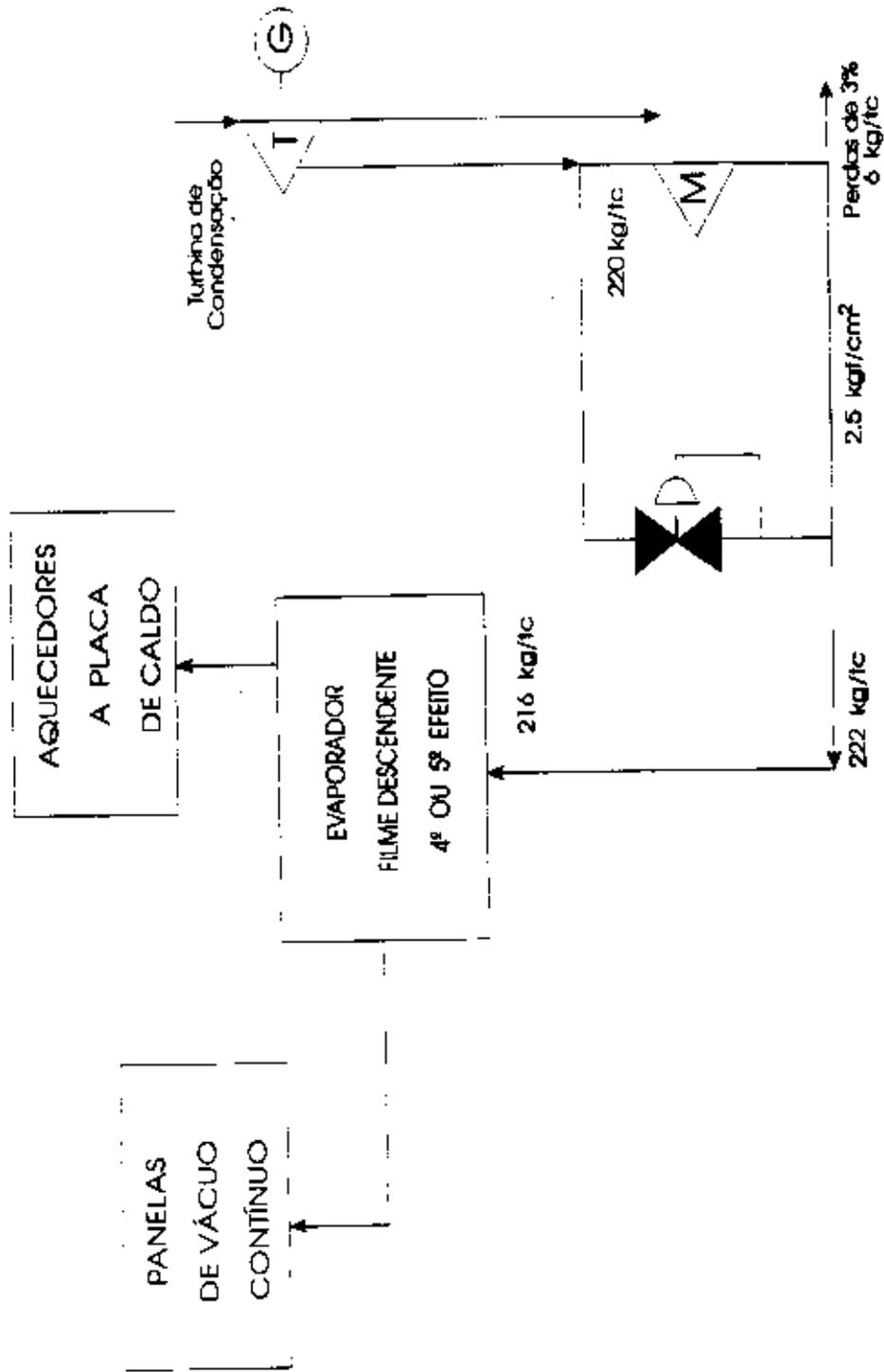
TABELA 3.2

TIPO DE INDÚSTRIA	VAPOR PARA O PROCESSO		CONSUMO DE ENERGIA kWh/tc
	ATUAL (1) kg/tc	MODERNIZADO (2) kg/tc	
Usina de açúcar (U)	480	222	20
Usina com Destilaria Anexa (U+D)	460	240	15
Destilaria Autônoma (D)	460	237	13

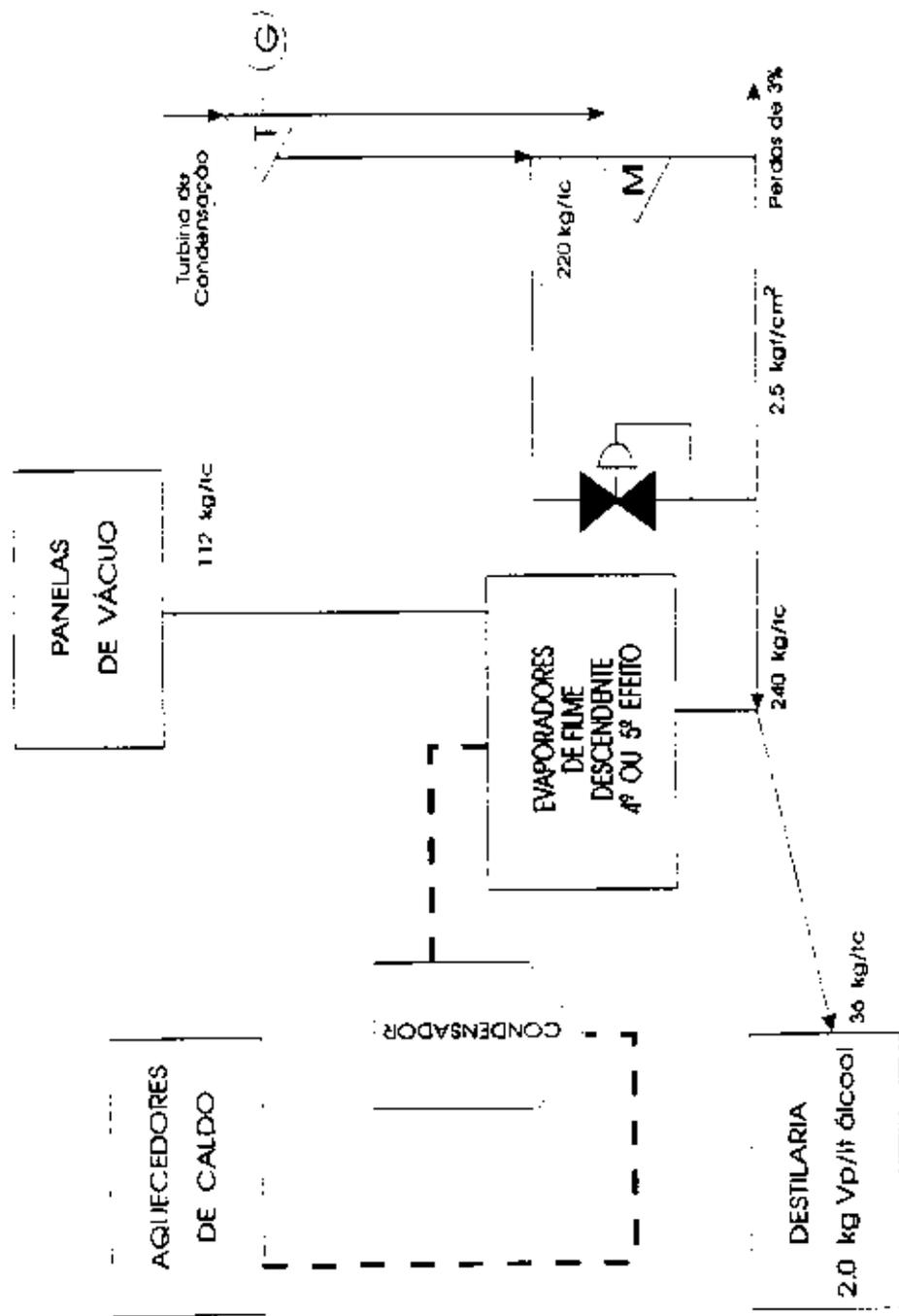
(1) inclui perdas de 6%.

(2) inclui perdas de 3%.

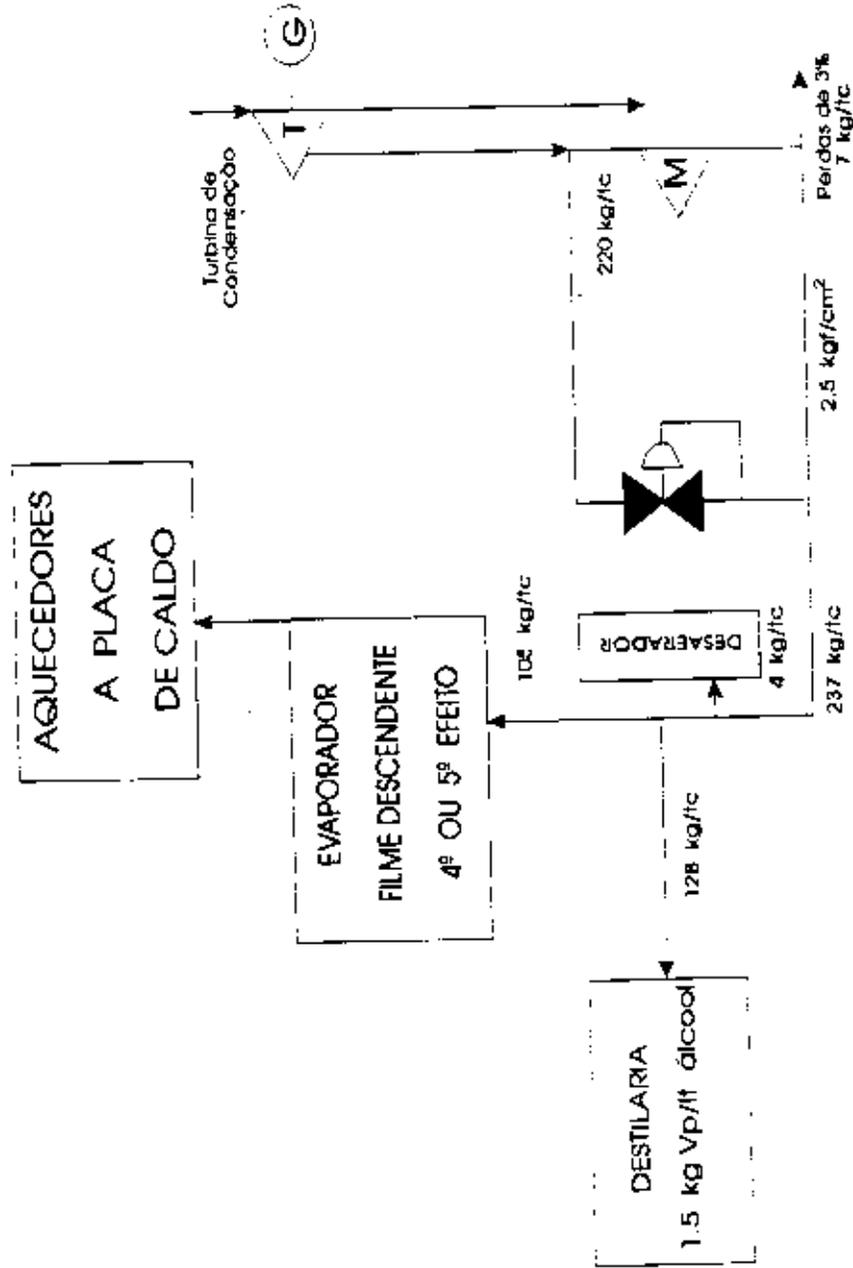
**FIGURA 3.4**  
**FLUXOGRAMA DE UMA USINA DE AÇÚCAR MODERNIZADA**



**FIGURA 3.5**  
**FLUXOGRAMA DE UMA USINA DE AÇÚCAR COM DESTILARIA MODERNIZADA**



**FIGURA 3.6**  
**FLUXOGRAMA DE UMA DESTILARIA AUTÔNOMA MODERNIZADA**



Desta forma, são criadas quatro alternativas adicionais que utilizam nos cálculos a demanda de vapor para o processo reduzida e eficiência dos equipamentos mais elevadas:

ALTERNATIVA 1.2 - Condições do vapor idênticas a Alternativa 1.1 ( $P_v = 21 \text{ kgf/cm}^2$  e  $T_v = 300^\circ\text{C}$ ) e eficiências:  $M_c = 0,83$ ,  $M_t = 0,80$ ,  $M_r = 0,985$ ,  $M_g = 0,95$ .

ALTERNATIVA 2.2 - Condições do vapor da Alternativa 2.1 ( $P_v = 42 \text{ kgf/cm}^2$  e  $T_v = 440^\circ\text{C}$ ) e eficiências: idem Alternativa 1.2.

ALTERNATIVA 3.2 - Condições do vapor da Alternativa 3.1 ( $P_v = 61 \text{ kgf/cm}^2$  e  $T_v = 480^\circ\text{C}$ ) e eficiências da Alternativa 1.2.

A disponibilidade de energia com a redução no vapor do processo foi calculada, por simplicidade, considerando o valor único de 240 kg/tc e as alternativas mencionadas. A Tabela 3.3 apresenta os resultados.

**TABELA 3.3**  
**DISPONIBILIDADE DE CO-GERAÇÃO (EXCEDENTE) DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**COM USO DE EQUIPAMENTOS MAIS EFICIENTES E**  
**ECONOMIA DE VAPOR DE PROCESSO**

TECNOLOGIA DE GERAÇÃO APLICADA	TIPO INSTALAÇÃO INDUSTRIAL (1)	kWh/tc	
		BAGAÇO COM 50% UMIDADE	BAGAÇO COM 20% UMIDADE
Alternativa 1.2 $P_v = 21 \text{ kgf/cm}^2$ $T_v = 300^\circ\text{C}$	U	22	30
	U+D	27	35
	D	29	37
Alternativa 2.2 $P_v = 42 \text{ kgf/cm}^2$ $T_v = 440^\circ\text{C}$	U	52	64
	U+D	57	69
	D	59	71
Alternativa 3.2 $P_v = 61 \text{ kgf/cm}^2$ $T_v = 480^\circ\text{C}$	U	59	71
	U+D	64	76
	D	66	78

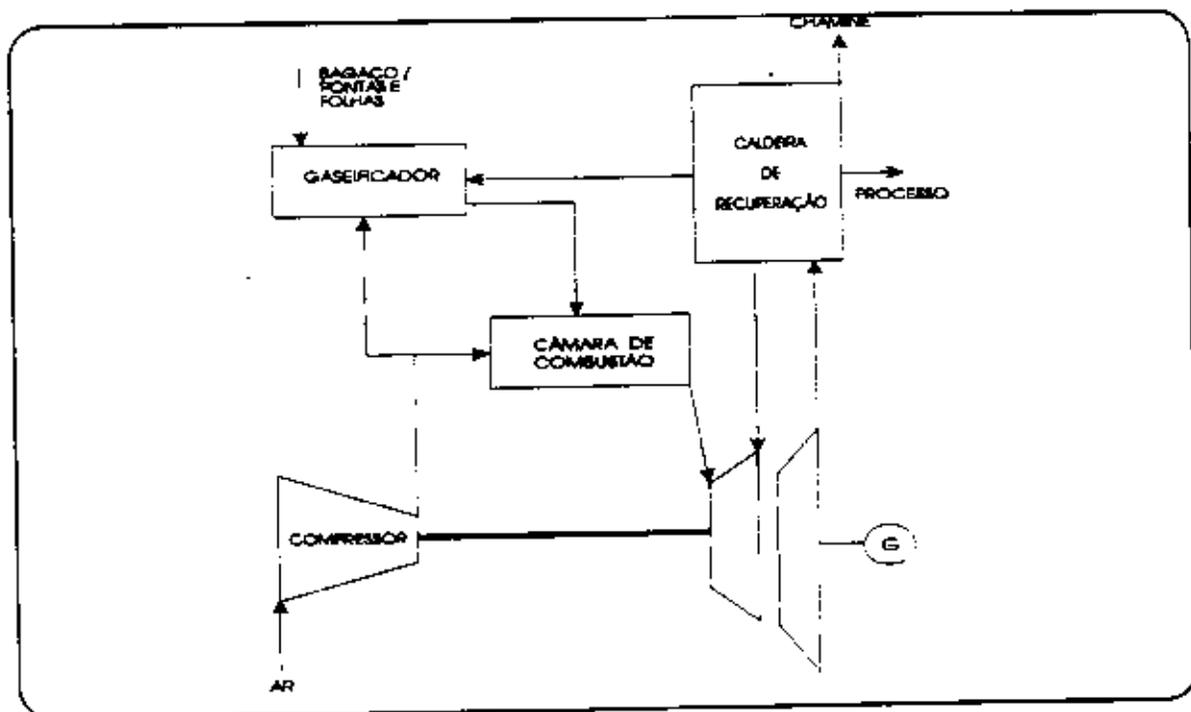
(1) Obs.: U - Usina de Açúcar; U+D - Usina com Destilaria Anexa; D - Destilaria Autônoma.

Observa-se que a modernização nos níveis aqui sugeridos é possível tecnologicamente, mas implica em investimentos consideráveis por parte das usinas e destilarias. De qualquer forma, os resultados são válidos como cenário para projeções futuras de potencial de co-geração.

### 3.3 TECNOLOGIAS EM DESENVOLVIMENTO

Uma tendência tecnológica é o ciclo STIG (Steam Injected Gas Turbine) associado à gaseificação do bagaço de cana (Figura 3.7). Esta tecnologia, denominada GSTIG, é uma variante da turbina a gás de ciclo simples com o vapor de alta pressão oriundo da caldeira de recuperação sendo injetado no combustor onde é aquecido até a temperatura de entrada da turbina.

FIGURA 3.7  
CICLO GSTIG



A injeção de pequenas quantidades de vapor em turbinas a gás estacionárias para o controle da emissão de NOx é uma prática corrente bem estabelecida. Recentemente a injeção de grandes quantidades de vapor atraíram sério interesse comercial, com a finalidade de aumentar a eficiência e a potência da máquina em aplicações estacionárias. O único trabalho extra requerido, quando comparado com uma turbina a gás de ciclo simples, é aquele necessário para bombear a água de alimentação para a pressão da caldeira, que é desprezível comparada com o trabalho requerido para comprimir o fluxo de ar principal (cerca de 60% da potência produzida pela turbina). Esse processo, aliado ao fato de que o calor específico do vapor é o dobro do calor específico do ar, contribui para um grande incremento na eficiência do ciclo e na potência de saída.

Turbinas aeroderivativas são as indicadas para o uso no ciclo GSTIG, porque diferentemente das turbinas industriais ("heavy duty"), estas unidades são desenhadas para acomodar fluxos na turbina além de sua potência nominal, de maneira que um pequeno sobre-esforço é requerido para operá-la como STIG.

Como exemplo, pode-se citar uma turbina aeroderivativa com potência de 33,1 MW, razão de compressão 25:1 e eficiência de 33%, operando com gás natural nas condições ISO. Com injeção de vapor esta turbina oferece uma potência de 51,4 MW e 40% de eficiência.

A tecnologia GSTIG para aplicação na indústria sucroalcooleira, atualmente em pesquisa, irá requerer uma economia substancial no vapor de processo dos 480 kgV/tc atuais para menos de 280 kgV/tc. Isto porque parte do vapor produzido na caldeira de recuperação de calor (HRSG), cerca de 400 kgV/tc, 30% (120 kgV/tc) destina-se ao processo de gaseificação do bagaço, restando 70% (280 kgV/tc) para o processo industrial.

A disponibilidade líquida de produção de energia elétrica com tecnologia GSTIG foi calculada para o bagaço pelotizado com teor de umidade de 15% (PCI = 3.272 kcal/kg (2)) considerando uma demanda média na indústria sucroalcooleira de 30 kWh (1) e o consumo do pelotizador, de 15,0 kWh/tc (5).

Foram analisadas três hipóteses para as eficiências do gaseificador e do ciclo STIG (cálculos no Anexo 1), conforme Tabela 3.4, a seguir:

**TABELA 3.4**  
**DISPONIBILIDADE LÍQUIDA DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**TECNOLOGIA GSTIG**

Hipótese	Eficiências Gaseificador	Ciclo STIG	Global	Tipo Inst. Industrial (1)	Disponib. Líquida (kWh/tc) (2)
GSTIG - I	0,80	0,36	0,28	U	135
				U + D	140
				D	142
GSTIG - II (hipótese CHESF (1))	0,80	0,45	0,36	U	188
				U + D	193
				D	195
GSTIG - III	0,98	0,41	0,40	U	214
				U + D	219
				D	221

(1) Obs.: U - Usina de Açúcar  
U+D - Usina com Destilaria Anexa  
D - Destilaria Autônoma

(2) A disponibilidade líquida exclui o consumo interno na indústria.

A gaseificação da biomassa é em geral mais fácil sob vários aspectos do que a gaseificação do carvão (menores temperaturas e níveis de cinzas e não necessidade de remoção do enxôfre) e pode utilizar tanto o leito fixo como o leito fluidizado. O primeiro oferece maior simplicidade e menor esforço na limpeza de partículas, enquanto o segundo oferece maior flexibilidade no uso do combustível, alta eficiência e menores custos unitários de investimento no gaseificador para a faixa de potência de interesse das turbinas a gás. Entretanto, existem ainda dificuldades a serem contornadas no que se refere ao acoplamento do gaseificador com a turbina a gás (gaseificação pressurizada, remoção do alcatrão e alcalinos, limpeza dos gases quentes) e também quanto à alimentação da biomassa no gaseificador (face à baixa densidade energética da biomassa são exigidas grandes quantidades para a gaseificação).

Na gaseificação, o bagaço de cana seria usado sob a forma de briquetes ou pelota, com umidade entre 12 e 15%. Entretanto, o consumo de energia para a redução da umidade e a dificuldade da escolha do aglomerante ideal para possibilitar a peletização em níveis de umidade reduzidos, faz com que seja recomendável a pesquisa visando o desenvolvimento de gaseificador que utilize o bagaço enfardado com 20% de umidade (processo Bagatex) que apresenta uma boa durabilidade e fácil manuseio.

Embora estudos realizados no Brasil, Estados Unidos, Finlândia, Suécia e Inglaterra tenham indicado a potencialidade do ciclo GSTIG como uma das tecnologias mais competitivas para produção de energia a baixos custos, o avanço no seu desenvolvimento tem sido lento. A transposição das dificuldades anteriormente citadas permite supor que a tecnologia GSTIG com a gaseificação da biomassa não deverá estar disponível comercialmente antes da segunda metade desta década.

Existem ainda outras tecnologias em estudo para a utilização do bagaço de cana gaseificado. Entre elas podem ser citados o ciclo combinado (turbina a gás + turbina a vapor), ISTIG - Intercooled Steam Injected Gas Turbines (similar ao STIG com a inclusão de um intercooler entre estágios do compressor). No presente trabalho somente será considerado o ciclo STIG associado ao gaseificador, tendo como combustível o bagaço ou pontas e folhas peletizados com 15% de umidade.

### 3.4 UTILIZAÇÃO DE PONTAS E FOLHAS

A utilização das pontas e folhas para a produção de eletricidade na entressafra pode ser estimada considerando os seguintes critérios:

- uso somente para a produção de eletricidade;
- teor de umidade de 20% e poder calorífico de 3.000 kcal/kg no ciclo vapor, e 15% e 3.272 kcal/kg, respectivamente, no ciclo GSTIG (2);
- não consideradas as extrações de vapor quando do uso de turbinas de condensação;
- mantidas as condições de eficiência dos equipamentos utilizados para a conversão de energia.

Supondo a utilização deste combustível e as tecnologias citadas, tem-se a seguinte produção de energia elétrica (cálculos no Anexo 2):

**. Ciclo a Vapor Convencional**

	Produção (kWh/tc)
ALTERNATIVA 1.1 - Pv = 21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 300°	36
ALTERNATIVA 2.1 - Pv = 42 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 440°	84
ALTERNATIVA 3.1 - Pv = 61 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 480°	90

Com equipamentos mais eficientes:

	Produção (kWh/tc)
ALTERNATIVA 1.2 - Pv = 21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 300°	64
ALTERNATIVA 2.2 - Pv = 42 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 440°	94
ALTERNATIVA 3.2 - Pv = 61 kgf/cm <sup>2</sup> Tv = 480°	100

**. Ciclo GSTIG**

	Produção (kWh/tc)
GSTIG-I - eficiência global = 0,28	142
GSTIG-II - eficiência global = 0,36	186
GSTIG-III - eficiência global = 0,40	209

#### 4. POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE EM CO-GERAÇÃO

O potencial teórico de produção de eletricidade em co-geração a partir dos resíduos pode ser estimado com base na safra de cana de açúcar de 1986/87 ( $246,3 \times 10^6$ t) e as disponibilidades líquidas citadas no item 3.

Considerando as seguintes participações na indústria sucroalcooleira:

Usina de açúcar	10%
Usina com destilaria anexa	75%
Destilaria autônoma	15%

Obtém-se os potenciais apresentados na Tabela 4.1.

Desta forma, observa-se que o potencial total em co-geração com bagaço varia de 1.182 GWh (tecnologia atual) a 53.890 GWh (ciclo GSTIG-III) conforme a tecnologia adotada para o cálculo. A partir destes dados poderão ser elaborados cenários considerando a participação futura das tecnologias citadas no parque sucroalcooleiro.

O valor máximo do potencial, considerando o ciclo GSTIG, a utilização de pontas e folhas, e a safra 86/87 seria de 105.367 GWh. Naturalmente trata-se de um valor teórico que considera a maior safra obtida no Brasil e a participação de 100% da tecnologia GSTIG, o que exigiria investimentos de elevada ordem. O potencial seria ainda um pouco mais elevado se fosse considerada a utilização do biogás.

Em trabalho recentemente concluído, a COPERSUCAR, juntamente com o setor elétrico analisou diversas possibilidades para equipar uma usina de álcool e açúcar localizada em São Paulo (5). Ela foi tomada como referência por ter uma dimensão típica do setor, e por que precisa reformar, em breve, o sistema de vapor.

O estudo explorou diversas alternativas de produção de energia em co-geração (produção sazonal) e em base anual, considerando as diversas pressões e níveis de conservação na indústria. Concluiu que a alternativa mais interessante para o caso estudado seria a produção em bases anuais (6.000 horas/ano), em pressões elevadas. Embora não fosse o objetivo do trabalho estimar a demanda a um nível global, foi feita uma estimativa considerando a safra de 90. Para a hipótese de co-geração, o potencial é semelhante ao encontrado mais acima, e se as usinas fossem desenvolvidas para produção de energia em bases anuais, o estudo estima que seria possível produzir, com tecnologia convencional, até 16.000 GWh/ano em um programa de 10 a 15 anos.

**TABELA 4.1**  
**DISPONIBILIDADE LÍQUIDA DE CO-GERAÇÃO (GWh) EM CADA TECNOLOGIA**  
**CONSIDERANDO A SAFRA DE 1986/87 (1)**

RESIDUO	TECNOLOGIA CONVENCIONAL			USO DE EQUIPAMENTOS MAIS EFICIENTES E ECONOMIA DE VAPOR NO PROCESSO		
	ALT 1.1 Pv=21 kg/cm <sup>2</sup> Tv=300 °C	ALT 2.1 Pv=42 kg/cm <sup>2</sup> Tv=440 °C	ALT 3.1 Pv=61 kg/cm <sup>2</sup> Tv=480 °C	ALT 1.2 Pv=21 kg/cm <sup>2</sup> Tv=300 °C	ALT 2.2 Pv=42 kg/cm <sup>2</sup> Tv=440 °C	ALT 3.2 Pv=61 kg/cm <sup>2</sup> Tv=480 °C
<b>BAGAÇO</b>						
30%	1.182	10.295	11.775	6.601	13.990	15.714
20%	3.153	13.251	14.975	8.571	16.945	18.670
<b>PONTAS E FOLHAS</b>						
	8.867	20.689	22.617	15.763	23.152	24.630
<b>Ciclo GSTIG</b>						
	<b>Eficiência</b>	<b>Disponibilidade Líquida (GWh)</b>				
	<b>Global</b>	<b>Bagaço (2)</b>	<b>Pontas e Folhas</b>			
GSTIG-I	0,28	34.433	34.975			
GSTIG-II	0,36	47.487	45.812			
GSTIG-III	0,40	53.890	51.477			

- (1) Já descontado o consumo interno na indústria.  
 (2) Bagaço pelotizado com teor de umidade de 15%.

## 5. CUSTOS DE GERAÇÃO

Para a estimativa dos custos de geração a partir do bagaço de cana é importante observar que as instalações atuais do parque sucroalcooleiro foram concebidas considerando o uso do bagaço apenas para alimentar o vapor do processo e produzir a eletricidade para atendimento ao consumo próprio. A necessidade do aumento da competitividade da cana de açúcar como energético levou à pesquisa de novos usos para o bagaço e do aproveitamento das pontas e folhas.

O presente item mostra o cálculo dos custos de geração e seus componentes, para as tecnologias citadas.

### 5.1 CUSTO DE INVESTIMENTO

A parcela referente ao custo do investimento para as tecnologias que utilizam o ciclo a vapor, foi estimada pela CHESF (1), a preços de abril 90, para potências instaladas em torno de 10 MW. Os valores apresentados na Tabela 5.1, a seguir, foram atualizados para Dezembro/91, pela inflação do dólar americano (conforme CHESF), e estão detalhados no Anexo 3:

TABELA 5.1

Alternativa	Características	Investimento (US\$/kW)
1a	Pv=21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=300°C Caldeira reformada Turbina de contrapressão	700
1b	Pv=21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=300°C Caldeira nova Turbina de contrapressão	1.030
2	Pv=42 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=440°C Caldeira instrumentalizada Turbina de condensação	1.382
3	Pv=61 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=480°C Caldeira instrumentalizada Turbina de condensação	1.526

Na presente análise foram utilizados os custos de investimento acima citados tanto para as alternativas 1.1, 2.1 e 3.1, como para as alternativas modernizadas 1.2, 2.2 e 3.2. Desta forma, foi feita apenas uma estimativa do "investimento marginal" para a produção de energia elétrica em cada alternativa, e não foram considerados os investimentos necessários na planta industrial para a redução do consumo de vapor de processo (no caso das alternativas modernizadas) e ampliação do setor de bagaço.

Os ciclos GSTIG e ISTIG para a biomassa são similares em diversos aspectos aos ciclos STIG e ISTIG utilizando o carvão. Nos Estados Unidos, a nível de projeto detalhado, o custo de capital para uma usina de 100 MW com gaseificadores de carvão em leito fluidizado e turbinas a gás General Electric LM-5000 em ciclo STIG foi estimado em US\$1.290/kW (eficiência de 35,6%), a preços de 1987 (3).

A estimativa mais precisa a nível de projeto do custo de capital de usinas com gaseificadores a biomassa no ciclo GSTIG ainda não foi realizada, porém existe a possibilidade de que os custos sejam inferiores aos ciclos a carvão por diversas razões: não requisitam de remoção a quente do enxofre (15 a 20% do custo estimado do capital), existência de condições menos severas nas reações químicas para a gaseificação da biomassa, possível substituição da tecnologia de gaseificação a leito fluidizado pela que utiliza leito fixo, etc...

Nos cálculos, considerou-se para o custo do ciclo GSTIG, incluindo a nacionalização de parte do equipamento necessário o valor de: 1.240 US\$/kW, a preços de Dezembro/91, conforme estimado pela Copersucar (5).

## 5.2 CUSTO DO COMBUSTÍVEL

O cálculo do consumo de bagaço para a produção de energia elétrica em regime de cogeração durante a safra foi realizado considerando a quantidade de vapor efetivamente utilizada (descontando o vapor para o uso industrial). Durante a entressafra, todo o combustível disponível é usado para a produção de eletricidade. Os cálculos detalhados são apresentados no Anexo 4.

Pode ser obtido então um custo médio de combustível considerando os valores para a safra e entressafra da seguinte forma:

$$C_m = \frac{C_s \cdot h_s \cdot P_s + C_{Es} \cdot h_{Es} \cdot P_{Es}}{h_s + h_{Es}} \quad (\text{US\$/MWh})$$

$C_s$  e  $C_{Es}$  → consumo de combustível (kg/kWh) na safra e na entressafra, respectivamente.

$h_s$  e  $h_{Es}$  → número de horas de produção de eletricidade na safra e na entressafra.

$P_s$  e  $P_{Es}$  → custo do combustível na safra e na entressafra (US\$/t).

Foram adotados dois casos:

- 1) Considerando somente o bagaço (da própria indústria) na safra com teor de umidade de 50%, nas tecnologias que utilizam o ciclo vapor, e 15% no ciclo GSTIG.
- 2) Considerando o bagaço na safra (com teor de umidade de 50% no ciclo vapor e 15% no GSTIG), e pontas e folhas na entressafra.

Com relação aos custos unitários, para o bagaço a 50% foram feitas três hipóteses: 0, 5 e 10 US\$/t (este último o utilizado no relatório do Convênio Copersucar/Setor Elétrico (5)). No caso do bagaço com teor de umidade de 15%, foram utilizados os mesmos custos do bagaço com 50% porque a secagem e a peletização foram incluídos no investimento do ciclo. O custo unitário adotado para as pontas e folhas foi de 17 US\$/t, também baseado no relatório da Copersucar (5).

Os resultados obtidos para todos os casos estudados são apresentados nas Tabelas do Anexo 5, podendo assim serem resumidos na Tabela 5.2, a seguir, (Ref.: Dez/91):

TABELA 5.2

TECNOLOGIA	Geração somente na Safra		Geração na Safra e Entressafra	
	(Caso 1) US\$/MWh		(Caso 2) US\$/MWh	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
<b>Vapor</b>				
1.1	0,0	43,9	36,6	61,8
2.1	0,0	18,5	15,4	26,1
3.1	0,0	16,7	14,4	24,1
1.2	0,0	46,0	20,4	46,9
2.2	0,0	26,8	13,9	29,3
3.2	0,0	24,5	12,9	27,0
<b>GSTIG-I</b>	0,0	16,3	8,3	17,7
<b>GSTIG-II</b>	0,0	12,6	6,4	13,7
<b>GSTIG-III</b>	0,0	11,3	5,8	12,3

### 5.3 CUSTO DE O & M

O custo de O e M foi considerado de 27 US\$/kW.ano (1). Para o ciclo GSTIG foi considerado 2% do investimento.

### 5.4 CUSTO TOTAL

Os valores detalhados das diversas parcelas e do custo total de geração para as diversas alternativas tecnológicas e hipóteses de custo adotadas são apresentados nos quadros do Anexo 6.

Os principais resultados obtidos são resumidos na Tabela 5.3, a seguir:

TABELA 5.3

Tecnologia	Produção Líquida de E. Elétrica (kWh/te) (1)		Características Principais	Custo Total de Geração (3) (US\$/MWh - Dez/91)			
	Bagaço(2) (safra)	Pontas e Folhas (entressafra)		Geração somente na Safra (CASO 1)		c/Geração Safra Entressafra (CASO 2)	
				Min.	Máx.	Min.	Máx.
<b>Ciclo Rankine (Vapor)</b>							
1.1a	5	36	Pv=21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=300°C Caldeira reformada Turb. contrapressão	32	76	55	80
1.1b	5	36	Pv=21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=300°C Caldeira nova Turb. contrapressão	43	87	61	87
2.1	42	84	Pv=42 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=440°C Cald. instrum. Turb. condensação	55	74	47	58
3.1	48	90	Pv=61 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=480°C Cald. instrum. Turb. condensação	60	77	49	59
<b>Ciclo Rankine (Vapor) c/Econ. de Vapor no Processo e Equip. mais Eficientes</b>							
1.2a	27	64	Pv=21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=300°C Caldeira reformada Turb. contrapressão	32	78	39	65
1.2b	27	64	Pv=21 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=300°C Caldeira nova Turb. contrapressão	43	89	45	72
2.2	57	94	Pv=42 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=440°C Cald. instrum. Turb. condensação	55	82	46	61
3.2	64	100	Pv=61 kgf/cm <sup>2</sup> Tv=480°C Cald. instrum. Turb. condensação	60	85	48	62
GSTIG-I	140	142	Efic. Total=28%	51	67	38	47
GSTIG-II	193	186	Efic. Total=36%	51	64	36	43
GSTIG-III	219	209	Efic. Total=40%	51	62	35	42

Obs.: (1) Considerando o bagaço com teor de umidade de 50% e as pontas e folhas com 20% nos ciclos a vapor e teor de umidade de 15% para ambos no ciclo GSTIG.

(2) Valores referentes a uma usina de açúcar com destilaria anexa.

(3) Os custos de geração consideram as disponibilidades líquidas, já descontado o consumo interno na indústria.

## 5.5 CRITÉRIOS ADOTADOS PARA O CÁLCULO

No cálculo do custo da energia gerada a partir do bagaço de cana foram adotados os seguintes critérios:

. potência instalada	10 MW (vapor) e 53 MW(STIG)
. vida útil das instalações	25 anos
. horas de produção de eletricidade na safra	3.528 horas (210 dias com $F_c=0,7$ )
. horas de produção de eletricidade na entressafra	2.604 horas (155 dias com $F_c=0,7$ )
. taxa de atualização	10% a. ano
. juros durante a construção	11,4% GSTIG (6) 10% ciclo vapor
. teor de umidade do bagaço	50% e 15%
. teor de umidade pontas e folhas	20% e 15%
. poder calorífico inferior	
- bagaço	1.800 (50%)(1) e 3.272(15%) kcal/kg(2)
- pontas e folhas	3.000 (20%) e 3.272(15%) kcal/kg(2)

Nos cálculos realizados, as quantidades de bagaço e pontas e folhas por tonelada de cana foram as seguintes.

bagaço a 50% de umid.	300 kg/tc (1)
bagaço a 15% de umid.	173,5 kg/tc (2)
pontas e folhas a 20% de umid.	180 kg/tc (2)
pontas e folhas a 15% de umid.	147 kg/tc (2)

Estudos recentes da Copersucar utilizam 265 kg/tc para o bagaço a 50%, consequência do menor teor de fibra da cana de açúcar na região Sudeste. No presente trabalho, por simplificação, optou-se por utilizar um valor único de 300 kg/tc. Cabe observar que o desenvolvimento da co-geração (e o consequente plantio da cana com maiores teores de fibra), poderá levar a quantidade de bagaço por tonelada de cana a atingir valores superiores aos adotados.

## 6. ASPECTOS INSTITUCIONAIS E FONTES DE RECURSOS

O DNAEE em 1989, expediu duas portarias (94 e 95) fixando os princípios para a compra de excedentes de energia elétrica por autoprodutores. Essas portarias estabelecem que o preço máximo a ser pago pela concessionária ao produtor deve tomar como referência os custos marginais do setor (de longo prazo ou curto prazo, conforme o caso). Nesses termos foram assinados dois contratos de longo prazo, um com uma usina de açúcar (Alagoas) e outro com uma fábrica de papel e celulose (Santa Catarina).

Históricamente, a venda para as concessionárias da eletricidade produzida a partir de resíduos da cana de açúcar teve certa expressão na área da CHESF em 1986 e 1987, na época do racionamento. Neste caso, e nas experiências realizadas em São Paulo pela CPFL, o resultado foi positivo do ponto de vista operacional (chegando mesmo a melhorar a qualidade do fornecimento em alguns locais), apesar da quantidade de energia vendida ter sido de pouca expressão em termos relativos.

Os contratos celebrados pela CPFL ilustram o relacionamento entre o Setor Elétrico e o Sucroalcooleiro. Inicialmente, estes contratos eram de troca de energia (as usinas entregavam energia co-gerada durante a safra e recebiam a mesma quantidade na entressafra), negócio considerado vantajoso para o Setor Elétrico em função das defasagens das sazonalidades hidrológica e da safra de cana. Por outro lado as usinas que tinham, inicialmente, dimensionado a geração para atender exclusivamente suas necessidades, aproveitaram folgas do processo para exportar energia, reduzindo despesas durante a entressafra.

Em um segundo estágio, o negócio foi considerado prejudicial à CPFL pois significava na prática que a empresa estava comprando energia da usina pelo preço de venda (na época em torno de 60 US\$/MWh), quando a energia da supridora custava menos de um terço deste valor. Com a regra do custo marginal de curto prazo, os valores de referência caíram para níveis abaixo de 10 US\$/MWh, devido aos períodos de hidráulidade favorável e à redução de expectativa de crescimento do mercado (o que tem levado as empresas do setor a sistematicamente, verter água).

A complexidade dos fluxos econômico-financeiros internos ao setor elétrico não garantem a distribuição adequada das economias/deseconomias das empresas interligadas. Assim, a CPFL estaria impedida de contratar a energia de uma usina a longo prazo pelo custo marginal de expansão de longo prazo enquanto sua(s) supridora(s) garantir(em) o fornecimento a um custo inferior. A legislação permite que a usina negocie diretamente com a supridora, mas na prática não há notícias de negócios nesta base.

Em síntese, os princípios das portarias do DNAEE dão regras coerentes com a sistemática global de planejamento do setor elétrico fornecendo uma sinalização adequada para uma expansão economicamente desejável. A experiência em outros países revela entretanto, a necessidade de aperfeiçoamentos contínuos na legislação pois existem muitos casos específicos que precisam ser definidos. Como não ocorreram testes importantes no que tange a questão de contratos de longo prazo, pode-se dizer que a legislação existente não é impeditiva para o desenvolvimento do potencial sucroalcooleiro e de outros setores.

Os dados mencionados nos Capítulos 4 e 5 e os resultados dos estudos realizados para a Usina São Francisco (5), cujo resumo e principais conclusões estão apresentados no Anexo 7, revelam que existe

um potencial expressivo para a produção de eletricidade a partir dos resíduos da cana, empregando tecnologia já disponível e a custos competitivos. Além disso, existe a expectativa de um salto qualitativo substancial no aumento de eficiência da transformação da biomassa em eletricidade quando estiver disponível a tecnologia GSTIG. O aumento do potencial acarretado por esta tecnologia poderá transformar a venda de eletricidade na principal atividade das usinas e destilarias. Para que seja desenvolvido o potencial, a questão básica é de natureza empresarial, tanto do Setor Elétrico quanto do setor de cana.

Para o Setor Elétrico, o potencial desenvolvido externamente (que inclui outros setores, como o siderúrgico) pode cumprir um papel importante permitindo o ingresso de novos investimentos para atender a demanda de eletricidade. A principal dificuldade é que isto exigirá uma modificação da forma tradicional como faz o seu planejamento, hoje voltada para unidades centralizadas e que deverá incorporar um número grande de unidades descentralizadas. Para tanto, serão necessários esquemas flexíveis de negociação, associações e engenharia de negócios com soluções que podem variar caso a caso.

Para uma usina o desenvolvimento do potencial de co-geração de energia elétrica representa uma atividade importante se comparada com os negócios tradicionais. No caso da usina São Francisco, estudado mais a fundo, a receita de vendas representaria mais que a receita com açúcar e, se utilizadas as turbinas a gás, representaria a maior receita. Trata-se, portanto, de uma forte modificação cultural que exigirá investimentos significativos em atividades com retornos a mais longo prazo e talvez indique, como tem ocorrido em outros países, a conveniência de associação com terceiros (inclusive com a concessionária) para gerir o negócio.

Portanto, é necessário um processo adaptativo de ambos os lados, para que se possa iniciar um programa com a criação de um mercado inicial de compra da energia elétrica produzida, a ser ampliado à medida que se sedimente a experiência empresarial. A idéia de estabelecer um mercado inicial tem a vantagem complementar de sinalizar para a indústria um certo nível de encomendas, o que tenderia a reduzir os investimentos iniciais e, o custo da produção da eletricidade em regime de co-geração. Uma das principais virtudes de um programa de eletricidade a partir de resíduos de cana é que ele envolve a iniciativa privada com acesso a fontes de crédito vedadas ao Setor Elétrico.

O desenvolvimento de um programa de, por exemplo, 2 a 3 GW instalados em 10 anos, envolveria recursos de ordem de 3,0 a 4,5 bilhões de dólares (considerando um custo médio de investimento de 1.500 US\$/kW), e créditos para empréstimos e capital de risco em condições compatíveis com o tipo de empreendimento. Uma possível fonte para a formação de uma carteira inicial poderia ser o BNDES junto com alguns fabricantes. A ELETROBRÁS poderia participar minoritariamente de empreendimentos, usando a sua estrutura de planejamento, análise e seleção de alternativas. Existe ainda o interesse demonstrado por bancos em participar deste tipo de empreendimento.

Outra possibilidade seria novos recursos externos, como as conversões da dívida e outras fontes. Esta linha de recursos pode ser trabalhada considerando dois aspectos de um programa de eletricidade a partir da cana: a questão ambiental e a abertura do Setor ao capital privado. Em recente reunião sobre energia da cana, realizada no Hawai, diversas agências de fomento internacionais e entidades de crédito privadas mostraram um grande interesse em participar da questão. Uma outra alternativa seria atrair empresas do exterior (ou estimular sua criação no Brasil) que colocam capital de risco neste tipo de empreendimento. Nos EUA há diversas empresas deste tipo, operando com sucesso.

## 7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A produção de energia elétrica utilizando os resíduos de cana de açúcar como combustível se apresenta como uma alternativa promissora em termos de competitividade com outras fontes de geração, quando operando em regime de base. Nesse sentido, sugere-se a criação de mecanismos que incentivem às concessionárias a compra de energia elétrica de produtores independentes já que sua aquisição limitada ao custo marginal de expansão sinaliza um benefício para o Setor Elétrico como um todo.

A disponibilidade imediata do combustível e a possibilidade da utilização do ciclo a vapor, cuja tecnologia é de amplo domínio, sinalizam favoravelmente. O aumento da co-geração com resíduos de cana no curto prazo, dependerá basicamente da criação de condições comerciais e institucionais objetivando regulamentar o relacionamento das usinas/destilarias com o Setor Elétrico em bases seguras e confiáveis. De qualquer forma, a negociação de tarifas de suprimento por parte das concessionárias deverá utilizar como referência o custo marginal de expansão do sistema elétrico, uma vez que os custos de geração aqui calculados são apenas indicativos e não consideram as condições específicas de cada usina/destilaria quanto ao estado atual das instalações (e consequente necessidade de investimentos adicionais), condições de suprimento e custos do bagaço e pontas e folhas, custos operacionais, etc..

No médio e longo prazos, as tecnologias que utilizam a gaseificação da biomassa deverão apresentar as melhores perspectivas, tanto nos aspectos de custo de geração como na disponibilidade de energia por tonelada de cana. O fator limitador neste caso são os elevados investimentos para a aquisição de equipamentos e modernização do processo industrial (face à necessidade de substancial redução no consumo de vapor).

Um possível ponto de partida para incrementar a co-geração utilizando os resíduos de cana de açúcar poderia ser a aquisição, pelo Setor Elétrico, de um bloco de energia de pequenas proporções (100 a 200 MW), mas de porte suficiente para sinalizar favoravelmente ao setor sucroalcooleiro (incorporando diversas usinas ao projeto) e fabricantes de bens de capital (reduzindo os investimentos iniciais com ganhos de escala). Paralelamente, recomenda-se o desenvolvimento de projeto piloto utilizando a tecnologia GSTIG, objetivando o teste desta tecnologia e o conhecimento de seus parâmetros técnicos, custos e limitações.

Do ponto de vista dos recursos, sugere-se a criação de uma carteira para financiamento dos projetos, com o envolvimento dos principais interessados (fabricantes, BNDES, Eletrobrás, etc.), bancos e entidades internacionais (incluindo órgãos de apoio à preservação do meio ambiente), além da possibilidade de se atrair capitais de risco por empresas nacionais ou estrangeiras participando do empreendimento em regime de sociedade.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] "Bagaço de Cana - Potencial Nacional para Geração de Energia Elétrica", Leão, A.C., Ribeiro Filho, A.P., Silva, S.P.R., CHESF, Diretoria de Planejamento e Operação, Novembro/90 (documento distribuído na 5ª Reunião do GTLP em 16/05/91).
- [2] "An Assessment of Sustainable Bioenergy in Brazil: National Overview and Case Study for the Northeast", Carpentieri, E., Princeton University/CEES Working Paper nº 119, April 1991.
- [3] "Biomass Gasification for Gas Turbine Power Generation", Larson E. D., Svenningsson P. e Bjerie, I., Lund University Press.
- [4] "Cogeneration Applications of Biomass Gasifier/Gas Turbine Technologies in the Cane Sugar and Alcohol Industries" Ogden I.M., Williams R. H., Fulmer M.E., Conference on Global Warming and Sustainable Development, São Paulo, Brasil, junho 1990.
- [5] "Geração de Energia Elétrica em Usinas e Destilarias - Estudo da Usina São Francisco" - Relatório do Grupo de Trabalho criado pelo Convênio ECV-446/89 de 8/11/89, entre a Copersucar, Eletrobrás, Cesp, CPFL, Eletropaulo e o BNDES, com interveniência do DNAEE, novembro/91.
- [6] "Derivados do Petróleo e Gás Natural" - Estudos Básicos do Plano 2015, Eletrobrás
- [7] Amorim, G - Artigos publicados em:
- |                                    |                |
|------------------------------------|----------------|
| Jornal da Tarde .....              | 11/3/91, pg.22 |
| Estado de São Paulo/Economia ..... | 23/4/91, pg. 6 |
| Estado de São Paulo/Economia ..... | 26/4/91, pg.24 |
| Folha de São Paulo .....           | 30/4/91, pg. 6 |
| Folha de São Paulo .....           | 01/5/91, pg. 7 |
| Gazeta Mercantil .....             | 24/4/91, pg.22 |

## 9. EQUIPE

Jorge Trinkenreich	- DPE/Coordenador
Moacyr Eduardo May Carmo	- DPE
Rubem Bastos Sanches de Brito	- DPE
Jayme Buarque de Hollanda	- DP
Eduardo Garcia	- DPA
Idel Frydman	- DPG
Equipe da CESP, CEMIG e CHESF , que participam do GTLP.	

### EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues	- DPS/GCPS
-------------------------------------	------------

**ANEXO 1**  
**BAGAÇO**  
**DISPONIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM CO-GERAÇÃO**

ANEXO 1

1. Determinação da demanda de vapor no acionamento das moendas na extração do caldo de cana de açúcar

Premissas adotadas:

a) *Condições do vapor*

$P_{vm} = 21 \text{ kgf/cm}^2$ ;  $H_{vm} = 720,6 \text{ kcal/kg}$ ;  $T_{vm} = 300^\circ\text{C}$ .

Pressão descarga turbina -  $2,5 \text{ kgf/cm}^2$ , saturado -  $H_{cp} = 648,7 \text{ kcal/kg}$ .

b) *Extração do caldo*

4 termos de moenda; Potência distribuída como segue:

1º termo - 4.4 cv/tch; 2º ao 4º termo - 3.0 cv/tch; totalizando 13.4 cv/tch ( tch = tonelada de cana moída por hora).

Cálculo do consumo do vapor:

$$Q_v = \frac{P_m}{AH \times M}$$

$P_m$  = potência total das moendas;  $AH$  = saldo entálpico do vapor;  $M$  = eficiência das turbinas.

$$Q_v = \frac{13,4 \text{ cv/tch} \times 632 \text{ kcal/cv}}{(720,6 - 648,7) \text{ kcal/kg} \times 0,544} = 216,51 \text{ kg/tch}; Q_v = 220 \text{ kgV/tch}$$

2. Determinação da disponibilidade de energia elétrica, em co-geração na indústria canavieira.

Alternativa 1.1 - Situação atual

Premissas:

a) *Uso de turbina de contra pressão no acionamento do gerador.*

b) *Condições do vapor:*

$$P_v = 21 \text{ kgf/cm}^2; h_1 = 720,6 \text{ Kcal/kg}; T_v = 300 \text{ graus C.}$$

$$P_{cp} = 2,5 \text{ kgf/cm}^2, \text{ saturado} \text{ — } h_2 = 648,7 \text{ kcal/kg}$$

onde:  $h_1$  e  $h_2$  são, respectivamente as entalpias do vapor na admissão e na descarga.

c) *Eficiências médias dos equipamentos envolvidos:*

$$\text{Caldeira} - M_c = 0,75; \text{Turbina} - M_t = 0,69; \text{Gerador} - M_g = 0,95; \text{Redutor} - M_r = 0,97.$$

d) *Teor médio de fibra de cana, 15% — 300 kgB/tc* (B - bagaço e tc- tonelada de cana).

Cálculo do consumo de bagaço por kg de vapor:

a) *Bagaço a/50% Umidade*

$$CB = \frac{W_{cv}}{M_c \times PCI_b} = \frac{h_1 - h_2}{M_c \times PCI_b}$$

onde:  $PCI_b$  = Poder calorífico inferior do bagaço = 1.800 kcal/kg; CB = Consumo de bagaço/kg Vapor.

$$CB = \frac{720,6 - 50}{0,75 \times 1800} = 0,4967 \text{ kgB/kg V ou } 2 \text{ kgV/kgB}$$

Cálculo da produção de kWh/tc

$$\text{kWh/tc} = (M_v - M_m) (h_1 - h_2) \times \frac{1}{860} \times M_t \times M_g \times M_r$$

$$\text{kWh/tc} = (600 - 220) (720,6 - 648,7) \times \frac{1}{860} \times 0,69 \times 0,95 \times 0,97 = 20,2; \text{kWh/tc} = 20.$$

Considerando-se que para as unidades industriais teríamos os consumos abaixo indicados, a disponibilidade de energia elétrica é:

	Excedente
Usina de açúcar - U-20	0 kWh/tc
E.E. 380 - 20 kWh Usina c/destilaria	U+D-15 - 5 kWh/tc
Destilaria autônoma	D-13 - 7 kWh/tc
1tc - 300 kg B - 600 kgV - 220 kgV (moendas)	

*b) Bagaço c/20% Umidade*

$$M_c = 0,83; M_t = 0,69; M_g = 0,95; M_r = 0,97$$

$$C_a = \frac{720,6 - 50}{0,83 \times 3250} \quad 0,2486 \text{ kgB/kgV} \quad \text{ou} \quad 4,02 \text{ kgV/kg B}$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{(750-220) (720,6-648,7)}{860} \times 0,69 \times 0,95 \times 0,97 = 28,2 \text{ kWh/tc}$$

	Excedente
	U-20 - 8 kWh/tc
E.E. 530 kgV - 28 kWh	U+D-15 - 13 kWh/tc
	D-13 - 15 kWh/tc
1tc - 187,5 kg B - 750 kgV - 220 kg (moendas)	

Alternativa 2.1

Uso de turbinas de condensação, com extração de vapor para acionamento das moendas e atendimento complementar às necessidades do processo.

Premissas adotadas:

- Vapor

$P_v = 42 \text{ kgf/cm}^2$ ;  $H_v = 789,1 \text{ kcal/kg}$ ;  $T_v = 440 \text{ graus C}$ ;  $P_{vm} = 21 \text{ kgf/cm}^2$ ;  $H_{vm} = 720,6 \text{ kcal/kg}$ ;  $T_{vm} = 300 \text{ graus C}$ ;  $P_{cp} = 2,5 \text{ kgf/cm}^2$ , saturado -  $H_{vp} = 648,7 \text{ kcal/kg}$ ;  $P_c = 0,05 \text{ kgf/cm}^2$   
 -  $H_{vc} = 611,5 \text{ kcal/kg}$ .

- Eficiências:

$M_c = 0,815$ ;  $M_t = 0,73$ ;  $M_r = 0,97$ ;  $M_g = 0,95$

- Demanda de vapor no processo:

U - 480 kg/tc Tomaremos como demanda  
 U+D - 460 kg/tc média de vapor, p/fins de  
 D - 400 kg/tc cálculo 450 kg/tc

a) Bagaço com 50% U

$$C_B = \frac{789,1 - 50}{0,815 \times 1800} = 0,5038 \text{ kgB/kgV ou } 1,98 \text{ kgV/kgB}$$

$$\text{kWh/tc} = M_v (h_v - h_{vm}) + (M_v - M_m) (h_{vm} - h_{vp}) + (M_v - M_p) (h_{vp} - h_{vc}) \times \frac{M_t \times M_g \times M_r}{860} =$$

$$= \frac{594 (789,1 - 720,6) + (594 - 220) (720,6 - 648,7) + (594 - 450) (648,7 - 611,5)}{860} \times 0,73 \times 0,97 \times 0,95 = 57,05$$

kWh/tc = 57

Excedente

- U-20 - 37 kWh/tc

E.E. 57 kWh - U+D-15 - 42 kWh/tc

D-13 - 44 kWh/tc

1tc - 300 kg B - 594 kgV - 220 kg (moendas)

b) Bagaço com 20% U

1tc - 187,5kg B - 684 kgV/tc

$$CB = \frac{789,1 - 50}{0,83 \times 3.250} = 0,274 \text{ kgB/kgV} \text{ ou } 3,65 \text{ kgV/kgB}$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{684(789,1-720,6) + (684-220)(720,6-648,7) + (684-450)(648,7-611,5)}{860} \times 0,673$$

kWh/tc = 69

Excedente

- U-20 - 49 kWh/tc

1tc - 684 kgV - 69 kWh - U+D-15 - 54 kWh/tc

- D-13 - 56 kWh/tc

Alternativa 3.1

Idêntico ao caso 2.1, porém com temperatura de vapor a 480 graus °C e pressão de 61 kgf/cm².

Pv = 61 kgf/cm² e Tv = 480 graus °C; hv = 805,6 kcal/kg

a) Bagaço com 50% U

$$C_b = \frac{805,6-50}{0,815 \times 1.800} = 0,515 \text{ kgB/kgV} \text{ ou } 1,94 \text{ kgV/kgB}$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{582(805,6-720,6) + (582-220)(720,6-648,7) + (582-450)(648,7-611,5)}{860} \times 0,673$$

kWh/tc = 63

Excedente

- U-20 - 43 kWh/tc

1TC - 582 kgV - 63 kWh - U+D - 15 - 48 kWh/tc

- D-13 - 50 kWh/tc

b) Bagaço com 20%U

$$C_b = \frac{805,6-50}{0,83 \times 3.250} = 0,2801 \text{ kgB/kgV ou } 3,57 \text{ kgV/kgB}$$

1tc - 187,5 kgB - 669 kgV

$$\text{kWh/tc} = \frac{669(805,6-720,6) + (669-220)(720,6-648,7) + (669-450)(648,7-611,5)}{860} \times 0,673$$

kWh/tc = 76

Excedente

- U-20 - 56 kWh/tc

ITC - 76kWh - U+D - 15 - 61 kWh/tc

- D-13 - 63 kWh/tc

**3. Determinação da disponibilidade de energia elétrica em co-geração na indústria canavieira considerando a economia de vapor no processo industrial e equipamentos de geração de energia elétrica mais eficientes.**

Premissas adotadas:

Eficiências: Mc = 0,83; Mt = 0,80; Mr = 0,985; Mg = 0,95

Temperatura da água de alimentação - 50 °C.

### Alternativa 1.2

Situação atual (com turbina de condensação)

Pv = 21 kgf/cm<sup>2</sup>; Tv - 300 °C ..... Hv = 720,6 kcal/kg

Pvm = 21 kgf/cm<sup>2</sup>; Tv - 300 °C ..... Hvm = 720,6 kcal/kg

PV = 2,5 kgf/cm<sup>2</sup>, saturado ..... Hvp = 648,7 kcal/kg

PVc = 0,05 kgf/cm<sup>2</sup> ..... Hvc = 611,5 kcal/kg

Demanda de vapor do processo: 240 kgV/tc

a) Bagaço com 50% U

$$C_b = \frac{720,6-50}{0,83 \times 1.800} = 0,448 \text{ kgB/kgV ou } 2,33 \text{ kgV/kgB}$$

1tc ----- 300 kgB ----- 669 kgV

$$\text{kWh/tc} = \frac{(669-220)(720,6-648,7) + (669-240)(648,7-611,5)}{860} \times 0,7486 = 41,99$$

kWh/tc = 42

- U - 20 - 22 kWh/tc  
1tc - 42kWh - U+D - 15 - 27 kWh/tc  
- D - 13 - 29 kWh/tc

b) Bagaço com 20% U

$$C_b = \frac{720,6-50}{0,83 \times 3.250} = 0,2486 \text{ kgB/kgV ou } 4,02 \text{ kgV/kgB}$$

1tc - 187,5 kgB - 754 kgV

$$\text{kWh/tc} = \frac{(754-220)(720,6-648,7) + (754-240)(648,7-611,5)}{860} \times 0,7486 = 50,06$$

kWh/tc = 50

Excedente

- U-20 - 30 kWh/tc  
1tc - 50kWh - U+D - 15 - 35 kWh/tc  
- D-13 - 37 kWh/tc

Alternativa 2.2

Pv = 42 kgf/cm<sup>2</sup>

Hv = 789,1 kcal/kg

Tv = 440 graus C

$$P_{vm} = 21 \text{ kgf/cm}^2$$

$$H_{vm} = 720,6 \text{ kcal/kg}$$

$$T_{vm} = 300 \text{ graus C}$$

$$P_{vp} = 2,5 \text{ kgf/cm}^2, \text{ saturado} - H_{vp} = 648,7 \text{ kcal/kg}$$

$$P_c = 0,05 \text{ kgf/cm}^2 \quad \text{-----} \quad H_{vc} = 611,5 \text{ kcal/kg}$$

- Demanda de vapor processo - 240 kgf/tc

a) Bagaço com 50% U

$$C_B = \frac{789,1 - 50}{0,83 \times 1.800} = 0,4947 \text{ kgB/kgV ou } 2,02 \text{ kgV/kgB}$$

$$1tc = 300 \text{ kgB} = 606 \text{ kgV}$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{606(789,1-720,6) + (606-220)(720,6-648,7) + (606-240)(648,7-611,5)}{860} \times 0,7488 = 72,14$$

$$\text{kWh/tc} = 72$$

Excedente

- U-20 - 52 kWh/tc

1TC - 72kWh - U+D - 15 - 57 kWh/tc

- D -13 - 59 kWh/tc

b) Bagaço com 20% U

$$C_B = \frac{789,1 - 50}{0,83 \times 3.250} = 0,274 \text{ kgB/kgV ou } 3,65 \text{ kgV/kgB}$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{684(789,1-720,6) + (684-220)(720,6-648,7) + (684-240)(648,7-611,5)}{860} \times 0,7488 = 84,20$$

$$\text{kWh/tc} = 84$$

Excedente

- U-20 - 64 kWh/tc

tc - 84kWh - U+D - 15 - 69 kWh/tc

- D -13 - 71 kWh/tc

Alternativa 3.2

Pv = 61 kgf/cm<sup>2</sup>; Tv = 480 °C ..... Hv = 805,6 kcal/kg

Pvm = 30 kgf/cm<sup>2</sup> e Tvm = 300 °C ..... hvm = 720,6 kcal/kg

Pvp = 2,5 kgf/cm<sup>2</sup>, saturado ..... hvp = 648,7 kcal/kg

Pvc = 0,05 kgf/cm<sup>2</sup> saturado ..... hvc = 611,5 kcal/kg

Eficiências:

Mc = 0,83; Mt = 0,80; Mr = 0,985 e Mg = 0,95

a) Bagaço com 50% U

$$C_b = \frac{805,6 - 50}{0,83 \times 1.800} = 0,5057 \text{ kgB/kgV ou } 1,98 \text{ kgV/kgB}$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{594(805,6 - 720,6) + (594 - 220)(720,6 - 648,7) + (594 - 240)(648,7 - 611,5)}{860} \times 0,7486 = 78,82$$

kWh/tc = 79

Excedente

- U-20 - 59 kWh/tc

1TC - 79kWh - U+D - 15 - 64 kWh/tc

- D-13 - 66 kWh/tc

b) Bagaço com 20% U

$$C_b = \frac{805,6 - 50}{0,83 \times 3.250} = 0,2801 \text{ kgB/kgV ou } 3,57 \text{ kgV/kgB}$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{669(805,6-720,6) + (669-220)(720,6-648,7) + (669-240)(648,7-611,5)}{860} \times 0,7486 = 91,49$$

kwh/tc = 91

Excedente

- U-20 - 71 kWh/tc

1tc - 91kWh - U+D - 15 - 76 kWh/tc

- D-13 - 78 kWh/tc

#### 4. Ciclo GSTIG

Premissas adotadas (2):

- combustível: bagaço pelotizado com umidade = 15%.
- PCI = 3.272 kcal/kg
- 1 tonelada de cana = 173,5 kg bagaço a 15%
- demanda média de energia na indústria sucroalcooleira: 30 kWh/tc (1)
- consumo do peletizados: 85,4 kWh/tB => 15,0 kWh/tc (5)

##### 4.1 - GSTIG - Hipótese 1 (pessimista)

- eficiência do gaseificador : 80%
- eficiência do ciclo STIG : 36%
- eficiência total : 28%

1tc -> 173,5 kgB - 567.692 kcal

$$\frac{567.692 \times 0,28}{860} = 184,8 \text{ kWh/tc} \rightarrow 185 \text{ kWh/tc}$$

		Consumo (kWh/tc)	Excedente (kWh/tc)
Produção líquida:	U	50	135
	U+D	45	140
	D	43	142

4.2 - GSTIG - Hipótese 2 (hipótese média) (1)

- eficiência do gasificador ..... 80%
- eficiência do ciclo STIG ..... 45%
- eficiência total ..... 36%

$$\text{produção de energia elétrica: } \frac{567.692 \times 0,36}{860} = 237,6 \text{ kWh/tc} \rightarrow 238 \text{ kWh/tc}$$

		Consumo (kWh/tc)	Excedente (kWh/tc)
Produção líquida:	U	50	188
	U+D	45	193
	D	43	195

4.3 - GSTIG - Hipótese 3 (otimista)

- eficiência do gasificador: 98%
- eficiência do ciclo STIG : 41%
- eficiência total : 40%

$$\text{produção de energia elétrica: } \frac{567.692 \times 0,40}{860} = 264,0 \text{ kWh/tc}$$

		Consumo (kWh/tc)	Excedente (kWh/tc)
Produção líquida:	U	50	214
	U+D	45	219
	D	43	221

**ANEXO 2**

**PONTAS E FOLHAS  
DISPONIBILIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM CO-GERAÇÃO**

ANEXO 2

PF = Pontas e Folhas

PCI = 3.000 kcal/kg

180 kg pontas e folhas por ton.de cana

Alternativa 1.1

$$C_{PF} = \frac{720,6 - 50}{0,83 \times 3.000} = 0,269 \text{ kgPF/kgV} \rightarrow 3,72 \text{ kgV/kgPF}$$

$$\text{kg Vapor/tc} = 3,72 \times 180 = 669,6$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{669,6 \times (720,6 - 648,7) \times 0,69 \times 0,95 \times 0,97}{860} = 35,60$$

Alternativa 2.1

$$C_{PF} = \frac{789,1 - 50}{0,83 \times 3.000} = 0,297 \text{ kgPF/kgV} \rightarrow 3,37 \text{ kgV/kgPF}$$

$$\text{kg Vapor/tc} = 3,37 \times 180 = 606,6$$

$$\text{kWh/tc} = \frac{606,7 \times (789,1 - 611,5)}{860} \times 0,673 = 84,3 \text{ kWh/tc}$$

Alternativa 3.1

$$C_{PF} = \frac{805,6 - 50}{0,83 \times 3.000} = 0,303 \text{ kgPF/kgV} \rightarrow 3,30 \text{ kgV/kgPF}$$

Alternativa 1.2 (com condensação)

$$\text{kWh/tc} = \frac{669,6 \times (720,8 - 611,5) \times 0,7486}{860} = 63,6 \text{ kWh/tc}$$

Alternativa 2.2

$$\text{kWh/tc} = \frac{606,7 \times (789,1 - 611,5)}{860} \times 0,7486 = 93,8 \text{ kWh/tc}$$

Alternativa 3.2

$$\text{kWh/tc} = \frac{594,0 \times (805,6 - 611,5)}{860} \times 0,7486 = 100,4 \text{ kWh/tc}$$

Ciclo GSTIG

Premissas adotadas (2):

- pontas e folhas peletizadas com teor de umidade reduzido a 15%
- PCI = 3.272 kcal/kg
- 1 tonelada de cana = 147 kg de pontas e folhas
- demanda do peletizador = 15 kWh/tc

. Hipótese 1 - eficiência total = 28%

1tc - 147 kgPF - 480.984 Kcal

$$\text{produção de energia elétrica: } \frac{480.984 \times 0,28}{860} = 156,6 \Rightarrow 157 \text{ kWh/tc}$$

$$\Rightarrow \text{excedente líquido} = 157 - 15 = 142 \text{ kWh/tc}$$

. Hipótese 2 - eficiência total = 36%

$$\text{produção de energia elétrica: } \frac{480.984 \times 0,36}{860} = 201,3 \Rightarrow 201 \text{ kWh/tc}$$

$$\Rightarrow \text{excedente líquido} = 201 - 15 = 186 \text{ kWh/tc}$$

. Hipótese 3 - eficiência total = 40%

$$\text{produção de energia elétrica: } \frac{480.984 \times 0,40}{860} = 223,7 \Rightarrow 224 \text{ kWh/tc}$$

$$\Rightarrow \text{excedente líquido} = 224 - 15 = 209 \text{ kWh/tc}$$

**ANEXO 3**

**CUSTOS DO INVESTIMENTO NO CICLO A VAPOR**

**Fonte: CHESF (1)**

**ANEXO 3**

-ALTERNATIVA 1

Situação atual, uso de caldeira reformada, pressão de vapor  $P_v = 21 \text{ kgf/cm}^2$ , temperatura do vapor  $T_v = 300^\circ\text{C}$ , turbina de contrapressão de múltiplo estágio.

Considerada apenas a aquisição do turbogerador e a ampliação da SE elevadora, a usina/destilaria dispõe de vapor em excesso para ser usado na geração adicional de energia elétrica e padrão dos equipamentos com a mínima instrumentação para a produção de energia no nível de qualidade gerada para o consumo próprio.

Caldeira reformada .....	50 US\$/kW
Turbina, estágios múltiplos .....	270 US\$/kW
(contra pressão)	
SE elevadora + painéis .....	60 US\$/kW
Gerador .....	125 US\$/kW
Acessórios diversos .....	20 US\$/kW
Obras Civas + montagens .....	120 US\$/kW
TOTAL a preços de Abril/90 .....	645 US\$/kW
TOTAL atualizado para Dezembro/91 (x 1,1059) .....	713 US\$/kW

-ALTERNATIVA 1b

Idem ao anterior, porém com uso de uma caldeira nova.

Caldeira e periféricos .....	300 US\$/kW
Turbina, estágios múltiplos .....	270 US\$/kW
(contra pressão)	
Acessórios .....	20 US\$/kW
Gerador .....	125 US\$/kW
SE elevadora + painéis .....	60 US\$/kW
Obras civis + montagem .....	155 US\$/kW
TOTAL a preços de Abril/90 .....	930 US\$/kW
TOTAL atualizado para Dezembro/91 (x1,1059) .....	1.028 US\$/kW

-ALTERNATIVA 2

Caldeira instrumentalizada, adequada aos padrões de qualidade exigido pelo setor elétrico.

Caldeiras e periféricos .....	470 US\$/kW
Turbogerador .....	500 US\$/kW
SE elevadora .....	60 US\$/kW
Obras civis + montagem .....	220 US\$/kW
TOTAL a preços de Abril/90 .....	1.250 US\$/kW
TOTAL atualizado para Dezembro/91 (x1,1059) .....	1.382 US\$/kW

Obs.: Adicionado um custo de 60% ao custo da caldeira, devido aos requisitos de instrumentação.

-ALTERNATIVA 3

Uso de caldeiras novas,  $P_v = 61 \text{ kgf/cm}^2$  e  $T_v = 480^\circ\text{C}$ , (turbogerador a condensação, padrão de geração compatível com o setor elétrico). Devido ao nível de pressão, os tubos das caldeiras, chapas dos tubulões entre outros componentes, não são fabricados no Brasil, acarretando um acréscimo de custo de ordem de 25 e 30%, sendo um valor de 27,5% considerado.

Custo Total do investimento ..... 1.380 US\$/kW  
Total atualizado para Dezembro/91 ( $\times 1,1059$ ) ..... 1.526 US\$/kW

Obs.: Estes custos não consideram a racionalização do setor de fabricação e a ampliação do setor de bagaço (silo, transportadores, etc.).

**ANEXO 4**  
**CÁLCULO DO CONSUMO DE BAGAÇO**  
**NA SAFRA (CO-GERAÇÃO)**



Alternativa 3.1 (analogamente)

Bagaçõ com 50% Umidade

$$\begin{aligned} Q_{BI} &= 194,4 \text{ kg/tc} \\ Q_{BEE} &= 105,6 \text{ kg/tc} \\ P &= 63,0 \text{ kWh/tc} \rightarrow Ce = 105,6/63,0 = 1,67 \text{ kg/kWh} \end{aligned}$$

Alternativa 1.2

Bagaçõ com 50% Umidade

$$Q_{BI} = \frac{220 \times (720,6-648,7) + 240 \times (648,7-50)}{0,75 \times 1.800} = 106,8 \rightarrow 106,8 \text{ kg/tc}$$

$$Q_{BEE} = 300 - 106,8 = 193,2 \text{ kg/tc}$$

$$P = 42 \text{ kWh/tc} \Rightarrow Ce = 193,2/42,0 = 4,60 \text{ kg/kWh}$$

Alternativa 2.2 (analogamente)

Bagaçõ com 50% Umidade

$$\begin{aligned} Q_{BI} &= 106,8 \text{ kg/tc} \\ Q_{BEE} &= 193,2 \text{ kg/tc} \\ P &= 72,1 \text{ kWh/tc} \rightarrow Ce = 193,25/72,1 = 2,68 \text{ kg/kWh} \end{aligned}$$

Alternativa 3.2

Bagaçõ com 50% Umidade

$$\begin{aligned} Q_{BI} &= 106,8 \text{ kg/tc} \\ Q_{BEE} &= 193,2 \text{ kg/tc} \\ P &= 78,8 \text{ kWh/tc} \rightarrow Ce = 2,45 \text{ kg/kWh} \end{aligned}$$

GSTIG

. Hipótese 1 - eficiência total = 28%

1 tc — 300 kg de bagaço com 50% de Umidade --- 173,5 kg de bagaço com 15% de Umidade  
 --- 184,8 kWh/tc

$$C_{EE} = 1,63 \text{ kg/kWh}$$

. Hipótese 2 - eficiência total = 36%

$$C_{EE} = \frac{300}{237,6} = 1,26 \text{ kg/kWh}$$

. Hipótese 3 - eficiência total = 40%

$$C_{EE} = \frac{300}{264,0} = 1,13 \text{ kg/kWh}$$

#### CÁLCULO DO CONSUMO DE PONTAS E FOLHAS NA ENTRESSAFRA

1 tc → 180 kg

ALTERNATIVA 1.1 :  $C_c = 180/35,6 = 5,08 \text{ kg/kWh}$

ALTERNATIVA 2.1 :  $C_c = 180/84,3 = 2,14 \text{ kg/kWh}$

ALTERNATIVA 3.1 :  $C_c = 180/90,2 = 2,00 \text{ kg/kWh}$

ALTERNATIVA 1.2 :  $C_c = 180/63,6 = 2,83 \text{ kg/kWh}$

ALTERNATIVA 2.2 :  $C_c = 180/93,8 = 1,92 \text{ kg/kWh}$

ALTERNATIVA 3.2 :  $C_c = 180/100,4 = 1,79 \text{ kg/kWh}$

Ciclo GSTIG - hipótese 1 -  $180/156,6 = 1,15 \text{ kg/kWh}$

Ciclo GSTIG - hipótese 2 -  $180/201,3 = 0,89 \text{ kg/kWh}$

Ciclo GSTIG - hipótese 3 -  $180/223,7 = 0,80 \text{ kg/kWh}$

**ANEXO 5**

**QUADROS DETALHADOS DO CUSTO DO COMBUSTÍVEL**

**ANEXO 5**

**CUSTO DO COMBUSTIVEL (US\$/MWh-Dez/91)  
BAGAÇO NA SAFRA E PONTAS E FOLHAS NA ENTRESSAFRA (1)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	TEOR DE UMIDADE BAGAÇO	PRODUÇÃO BRUTA SAFRA kWt/c	CONSUMO BAGAÇO SAFRA kg/kWh	PRODUÇÃO BRUTA ENTRESSAFRA kWt/c	CONSUMO PTAS E FOLH. ENTRESSAFRA kg/kWh	CUSTO MÍNIMO US\$/MWh
ALTERNATIVA 1.1	50	20	4,39	36	5,06	36,53
ALTERNATIVA 2.1	50	57	1,85	84	2,14	15,45
ALTERNATIVA 3.1	50	63	1,67	90	2,00	14,44
<b>COM ECONOMIA DE VAPOR</b>						
ALTERNATIVA 1.2	50	42	4,60	64	2,83	20,43
ALTERNATIVA 2.2	50	72	2,68	94	1,92	13,86
ALTERNATIVA 3.2	50	79	2,45	100	1,79	12,92
GSTIG 1	15	185	1,63	157	1,15	8,30
GSTIG 2	15	238	1,26	201	0,89	6,43
GSTIG 3	15	264	1,13	224	0,80	5,78

(1) Considerando teor de umidade das pontas e folhas de 20% (vapor) e 15% (GSTIG).

	SAFRA	ENTRESSAFRA
Preço do bagaço 50%:	0 US\$/t	17 US\$/t

**CUSTO DO COMBUSTIVEL (US\$/MWh-Dez/91)  
BAGAÇO NA SAFRA E PONTAS E FOLHAS NA ENTRESSAFRA (1)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	TEOR DE UMIDADE BAGAÇO	PRODUÇÃO BRUTA SAFRA kW/tc	CONSUMO BAGAÇO SAFRA kg/kWh	PRODUÇÃO BRUTA ENTRESSAFRA kW/tc	CONSUMO PTAS E FOLH. ENTRESSAFRA kg/kWh	CUSTO MÍNIMO US\$/MWh
ALTERNATIVA 1.1	50	20	4,39	36	5,06	49,16
ALTERNATIVA 2.1	50	57	1,85	84	2,14	20,77
ALTERNATIVA 3.1	50	63	1,67	90	2,00	19,24
<b>COM ECONOMIA DE VAPOR</b>						
ALTERNATIVA 1.2	50	42	4,60	64	2,83	33,66
ALTERNATIVA 2.2	50	72	2,68	94	1,92	21,57
ALTERNATIVA 3.2	50	79	2,45	100	1,79	19,97
GSTIG 1	15	185	1,63	157	1,15	12,99
GSTIG 2	15	238	1,26	201	0,89	10,05
GSTIG 3	15	264	1,13	224	0,80	9,03

(1) Considerando teor de umidade das pontas e folhas de 20% (vapor) e 15% (GSTIG).

	SAFRA	ENTRESSAFRA
Preço do bagaço 50%:	5 US\$/t	17 US\$/t

**CUSTO DO COMBUSTIVEL (US\$/MWh-Dez/91)  
BAGAÇO NA SAFRA E PONTAS E FOLHAS NA ENTRESSAFRA (1)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	TEOR DE UMIDADE BAGAÇO	PRODUÇÃO BRUTA SAFRA kWh/c	CONSUMO BAGAÇO SAFRA kg/kWh	PRODUÇÃO BRUTA ENTRESSAFRA kWh/c	CONSUMO PTAS E FOLH ENTRESSAFRA kg/kWh	CUSTO MÁXIMO US\$/MWh
ALTERNATIVA 1.1	50	20	4,39	36	5,06	61,79
ALTERNATIVA 2.1	50	57	1,85	84	2,14	26,09
ALTERNATIVA 3.1	50	63	1,67	90	2,00	24,05
<b>COM ECONOMIA DE VAPOR</b>						
ALTERNATIVA 1.2	50	42	4,60	64	2,83	46,90
ALTERNATIVA 2.2	50	72	2,68	94	1,92	29,28
ALTERNATIVA 3.2	50	79	2,45	100	1,79	27,02
GSTIG 1	15	185	1,63	157	1,15	17,68
GSTIG 2	15	238	1,26	201	0,89	13,67
GSTIG 3	15	264	1,13	224	0,80	12,28

(1) Considerando teor de umidade das pontas e folhas de 20% (vapor) e 15% (GSTIG).

	SAFRA	ENTRESSAFRA
Preço do bagaço 50%:	10 US\$/t	17 US\$/t

**CUSTO DO COMBUSTÍVEL (US\$/MWh-Dez/91)  
BAGAÇO SOMENTE NA SAFRA**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	TEOR DE UMIDADE BAGAÇO	PRODUÇÃO BRUTA SAFRA kWt/c	CONSUMO BAGAÇO SAFRA kg/kWh	CUSTO MÍNIMO US\$/MWh
ALTERNATIVA 1.1	50	20	4,39	0,00
ALTERNATIVA 2.1	50	57	1,85	0,00
ALTERNATIVA 3.1	50	63	1,67	0,00
COM ECONOMIA DE VAPOR				
ALTERNATIVA 1.2	50	42	4,60	0,00
ALTERNATIVA 2.2	50	72	2,68	0,00
ALTERNATIVA 3.2	50	79	2,45	0,00
GSTIG 1	15	185	1,63	0,00
GSTIG 2	15	238	1,26	0,00
GSTIG 3	15	264	1,13	0,00

Preço do bagaço 50%: 0 US\$/t

**CUSTO DO COMBUSTÍVEL (US\$/MWh-Dez/91)  
BAGAÇO SOMENTE NA SAFRA**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	TEOR DE UMIDADE BAGAÇO	PRODUÇÃO BRUTA SAFRA kWh/c	CONSUMO BAGAÇO SAFRA kg/kWh	CUSTO US\$/MWh
ALTERNATIVA 1.1	50	20	4,39	21,95
ALTERNATIVA 2.1	50	57	1,85	9,25
ALTERNATIVA 3.1	50	63	1,67	8,35
COM ECONOMIA DE VAPOR				
ALTERNATIVA 1.2	50	42	4,60	23,00
ALTERNATIVA 2.2	50	72	2,68	13,40
ALTERNATIVA 3.2	50	79	2,45	12,25
GSTIG 1	15	185	1,63	8,15
GSTIG 2	15	238	1,26	6,30
GSTIG 3	15	264	1,13	5,65

Preço do bagaço 50%: 5 US\$/t

**CUSTO DO COMBUSTÍVEL (US\$/MWh-Dez/91)  
BAGAÇO SOMENTE NA SAFRA**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	TEOR DE UMIDADE BAGAÇO	PRODUÇÃO BRUTA SAFRA kWh/tc	CONSUMO BAGAÇO SAFRA kg/kWh	CUSTO US\$/MWh
ALTERNATIVA 1.1	50	20	4,39	43,90
ALTERNATIVA 2.1	50	57	1,85	18,50
ALTERNATIVA 3.1	50	63	1,67	16,70
COM ECONOMIA DE VAPOR				
ALTERNATIVA 1.2	50	42	4,60	46,00
ALTERNATIVA 2.2	50	72	2,68	26,80
ALTERNATIVA 3.2	50	79	2,45	24,50
GSTIG 1	15	185	1,63	16,30
GSTIG 2	15	238	1,26	12,60
GSTIG 3	15	264	1,13	11,30

Preço do bagaço 50%: 10 US\$/t

**ANEXO 6**

**QUADROS DETALHADOS DO CUSTO TOTAL**

**CUSTO DE ENERGIA (US\$/MWh - Dez/91)**  
**(Bagaço somente na safra)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.1	24,0	0,0	7,7	31,7
- ALTERNATIVA 1.1b	35,4	0,0	7,7	43,0
- ALTERNATIVA 2.1	47,5	0,0	7,7	55,1
- ALTERNATIVA 3.1	52,4	0,0	7,7	60,1
COM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.2	24,0	0,0	7,7	31,7
- ALTERNATIVA 1.2b	35,4	0,0	7,7	43,0
- ALTERNATIVA 2.2	47,5	0,0	7,7	55,1
- ALTERNATIVA 3.2	52,4	0,0	7,7	60,1
CICLO GSTIG				
GSTIG 1	43,1	0,0	7,8	51,0
GSTIG 2	43,1	0,0	7,8	51,0
GSTIG 3	43,1	0,0	7,8	51,0

INVESTIM. ALTERNATIVA	s/JDC (US\$/kW)	c/JDC (US\$/kW)	PREÇO BAGAÇO:	0 US\$/t
1a	700	770		
1b	1.030	1.133		
2	1.382	1.520.2		
3	1.526	1.678.6		
GSTIG	1.240	1.381,36		
fator de capac = 0,40	HORAS SAFRA =	3.528		
custo O&M = 27	H. ENTRESAFRA =	0		
custo O&M (STIG) =	2% invest.			
JDC = 1,1				

**CUSTO DA ENERGIA (US\$/MWh - Dez/91)**  
**(Bagaço somente na safra)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.1	24,0	22,0	7,7	53,6
- ALTERNATIVA 1.1b	35,4	22,0	7,7	65,0
- ALTERNATIVA 2.1	47,5	9,3	7,7	64,4
- ALTERNATIVA 3.1	52,4	8,4	7,7	68,4
COM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.2	24,0	23,0	7,7	54,7
- ALTERNATIVA 1.2b	35,4	23,0	7,7	66,0
- ALTERNATIVA 2.2	47,5	13,4	7,7	68,5
- ALTERNATIVA 3.2	52,4	12,3	7,7	72,3
CICLO GSTIG				
GSTIG 1	43,1	8,2	7,8	59,1
GSTIG 2	43,1	6,3	7,8	57,3
GSTIG 3	43,1	5,6	7,8	56,6

INVESTIMENTO	s/JDC	c/JDC	PREÇO BAGAÇO :	5 US\$/t
alternat.	(US\$/kW)	(US\$/kW)		
1a	700	770		
1b	1.030	1.133		
2	1.382	1.520,2		
3	1.526	1.678,6		
GSTIG	1.240	1.381,36		
fator de capac = 0,40	HORAS SAFRA =	3.528		
custo O&M = 27	H. ENTRESAFRA	0		
custo O&M (STIG) =	2% invest.			
JDC = 1,1				

**CUSTO DE ENERGIA (US\$/MWh - Dez/91)**  
**(Bagaço somente na safra)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.1	24,0	43,9	7,7	75,6
- ALTERNATIVA 1.1b	35,4	43,9	7,7	86,9
- ALTERNATIVA 2.1	47,5	18,5	7,7	73,6
- ALTERNATIVA 3.1	52,4	16,7	7,7	76,8
COM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.2	24,0	46,0	7,7	77,7
- ALTERNATIVA 1.2b	35,4	46,0	7,7	89,0
- ALTERNATIVA 2.2	47,5	26,8	7,7	81,9
- ALTERNATIVA 3.2	52,4	24,5	7,7	84,6
CICLO GSTIG				
GSTIG 1	43,1	16,3	7,8	67,3
GSTIG 2	43,1	12,6	7,8	63,6
GSTIG 3	43,1	11,3	7,8	62,3

INVESTIMENTO	s/JDC	c/JDC	PREÇO BAGAÇO :	10 US\$/t
alternat.	(US\$/kW)	(US\$/kW)		
1a	700	770		
1b	1.030	1.133		
2	1.382	1.520,2		
3	1.526	1.678,6		
GSTIG	1.240	1.381,36		
fator de capac=	0,40	HORAS SAFRA =		3.528
custo O&M =	27	H. ENTRESAFRA =		0
custo O&M (STIG) =	2% invest.			
JDC =	1,1			

**CUSTO DA ENERGIA (US\$/MWh - Dez/91)**  
**(Bagaçona safra e pontas e folhas na entressafra)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.1	13,8	36,5	4,4	54,8
- ALTERNATIVA 1.1b	20,4	36,5	4,4	61,3
- ALTERNATIVA 2.1	27,3	15,4	4,4	47,2
- ALTERNATIVA 3.1	30,2	14,4	4,4	49,0
COM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.2	13,8	20,4	4,4	38,7
- ALTERNATIVA 1.2b	20,4	20,4	4,4	45,2
- ALTERNATIVA 2.2	27,3	13,9	4,4	45,6
- ALTERNATIVA 3.2	30,2	12,9	4,4	47,5
CICLO GSTIG				
GSTIG 1	24,8	8,3	4,5	37,6
GSTIG 2	24,8	6,4	4,5	35,7
GSTIG 3	24,8	5,8	4,5	35,1

INVESTIM. alternat.	s/JDC (US\$/kW)	c/JDC (US\$/kW)	PREÇO BAGAÇO :	0 US\$/t
1a	700	770	PREÇO PONTAS E FOLHAS:	17 US\$/t
1b	1.030	1.133		
2	1.382	1.520,2		
3	1.526	1.678,6		
GSTIG	1.240	1.381,36		
fator de capac = 0,70	HORAS SAFRA =	3.528		
custo O&M = 27	H. ENTRESAFRA =	2.604		
custo O&M (STIG) = 2% invest.				
JDC = 1,1				

**CUSTO DA ENERGIA (US\$/MWh - Dez/91)**  
**(Bagaço na safra e pontas e folhas na entressafra)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
ALTERNATIVA 1.1	13,8	49,2	4,4	67,4
ALTERNATIVA 1.1b	20,4	49,2	4,4	73,9
ALTERNATIVA 2.1	27,3	20,8	4,4	52,5
ALTERNATIVA 3.1	30,2	19,2	4,4	53,8
<b>COM ECONOMIA DE VAPOR</b>	<b>INVESTIMENTO</b>	<b>COMBUSTIVEL</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>TOTAL</b>
ALTERNATIVA 1.2	13,8	33,7	4,4	51,9
ALTERNATIVA 1.2b	20,4	33,7	4,4	58,4
ALTERNATIVA 2.2	27,3	21,6	4,4	53,3
ALTERNATIVA 3.2	30,2	20,0	4,4	54,5
<b>CICLO GSTIG</b>				
GSTIG 1	24,8	13,0	4,5	42,3
GSTIG 2	24,8	10,0	4,5	39,4
GSTIG 3	24,8	9,0	4,5	38,3

INVESTIM. alternat.	s/JDC (US\$/kW)	c/JDC (US\$/kW)	PREÇO BAGAÇO: 5 US\$/t
1a	700	770	PREÇO PONTAS E FOLHAS: 17 US\$/t
1b	1.030	1.133	
2	1.382	1.520,2	
3	1.526	1.678,6	
GSTIG	1.240	1.381,36	
fator de capac = 0,7	HORAS SAFRA =	3.528	
custo O&M = 27	H. ENTRESAFRA =	2.604	
custo O&M (STIG) = 2% invest.			
JDC = 1,1			

**CUSTO DA ENERGIA (US\$/MWh - Dez/91)**  
**(Bagaçona safra e pontas e folhas na entressafra)**

SEM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.1	13,8	61,8	4,4	80,0
- ALTERNATIVA 1.1b	20,4	61,8	4,4	86,5
- ALTERNATIVA 2.1	27,3	26,1	4,4	57,8
- ALTERNATIVA 3.1	30,2	24,0	4,4	58,6
<b>COM ECONOMIA DE VAPOR</b>				
COM ECONOMIA DE VAPOR	INVESTIMENTO	COMBUSTIVEL	O & M	TOTAL
- ALTERNATIVA 1.2	13,8	46,9	4,4	65,1
- ALTERNATIVA 1.2b	20,4	46,9	4,4	71,7
- ALTERNATIVA 2.2	27,3	29,3	4,4	61,0
- ALTERNATIVA 3.2	30,2	27,0	4,4	61,6
<b>CICLO GSTIG</b>				
GSTIG 1	24,8	17,7	4,5	47,0
GSTIG 2	24,8	13,7	4,5	43,0
GSTIG 3	24,8	12,3	4,5	41,6

INVESTIM. alternat.	s/JDC (US\$/kW)	c/JDC (US\$/kW)	PREÇO BAGAÇO: 10 US\$/t
1a	700	770	
1b	1.030	1.133	
2	1.382	1.520,2	PREÇO PONTAS E FOLHAS: 17 US\$/t
3	1.526	1.678,6	
GSTIG	1.240	1.381,36	
fator de capac = 0.7	HORAS SAFRA =	3.528	
custo O&M = 27	H. ENTRESSAFRA =	2.604	
custo O&M (STIG) = 2% invest.			
JDC = 1,1			

**ANEXO 7**  
**UM ESTUDO DE CASO**  
**A USINA SÃO FRANCISCO**

ANEXO 7

Sumário e conclusão do trabalho desenvolvido pela ELETROBRÁS, COPERSUCAR, BNDES, CESP, CPFL e ELETROPAULO - e apoio do DNAEE para estudar a viabilidade de otimizar a produção de eletricidade em uma usina de açúcar e álcool no Estado de São Paulo.

1. GERAL

Até 1974, a agroindústria de cana importava parte da energia usada nos processos sob a forma de óleo, madeira e eletricidade. A partir da crise do petróleo, substituiu aqueles combustíveis pelo bagaço que fornece o vapor e a maior parte da eletricidade necessários ao processo. Além disso, deixou de ser exclusivamente produtora de alimentos para ser exportadora de energia sob a forma de álcool e, mais recentemente, de bagaço para uso como combustível.

Não obstante estes avanços, o setor sucro-alcóoleiro ainda tem potencial para exportar energia em quantidades expressivas. A energia dos produtos de cana se aproxima da contida no petróleo produzido no Brasil o álcool - principal produto energético - corresponde a uma pequena fração do uso final.

Como os resíduos da cana - bagaço, pontas e palhas e vinhaça - têm baixa densidade energética, um dos melhores modos para aumentar sua utilização energética é transformá-los em eletricidade perto da Usina. Com tecnologia conhecida é possível aumentar a produtividade média, hoje em torno de 7 kWh/Tonelada-de-Cana, em até quinze vezes. O ciclo de turbina-a-gás/gaseificação-do-bagaço, que deve ficar operacional na corrente década, eleva esta produtividade para até 300 kWh/Tonelada-de-Cana.

Como ordem de grandeza, no Estado de São Paulo, conservadoramente, 16% da eletricidade demandada em 1990 poderia ser suprida por esta fonte usando tecnologia disponível.

O aumento da produção nas proporções acima só tem sentido se houver mercado para o excedente de eletricidade.

Para o setor elétrico, essa nova eletricidade, se disponível a custo competitivo, adia investimentos públicos, aumentando a participação da iniciativa privada na produção. As unidades de geração estão perto dos consumidores, são de pequeno porte e podem ser construídas em dois anos, o que aumenta a confiabilidade de suprimento e reduz incertezas de planejamento.

Para o setor sucro-alcóoleiro este desenvolvimento representa uma diversificação de negócios, obtida pelo aumento da eficiência, e introduz uma atividade com ciclo anual que reforça sua vocação energética.

Esta forma de produção reduz a concentração de dióxido de carbono na biosfera, o que diminuiria os riscos do "aquecimento global". Entidades de crédito e agências de desenvolvimento internacionais ressaltam esta característica, além da privatização, como importante para aportar novos recursos externos em condições atraentes.

2. PROJETO

A regulamentação pelo DNAEE, em 1989, da compra de excedentes de eletricidade pelas concessionárias, levou ao desenvolvimento do presente estudo. O objetivo é estudar a viabilidade de otimizar a produção de eletricidade em uma usina cujo desenvolvimento serviria como demonstração.

A Usina São Francisco-USF, associada da COPERSUCAR, localizada em Sertãozinho, na área de concessão da CPFL, foi selecionada como a referência.

As complexas interações econômico-financeiras internas ao setor elétrico não distribuem adequadamente as economias/deseconomias do sistema devido ao modelo institucional obsoleto e que está sendo questionado. A análise de uma concessionária isolada portanto fica dificultada e distorce resultados.

Características da

Usina São Francisco

AÇÚCAR .....	400 t/dia
ÁLCOOL .....	400 m <sup>3</sup> /dia
MOAGEM .....	300 TC/h
POT. ELÉTRICA .....	3 MW
CALDEIRAS .....	2 x 21 kgf/cm <sup>2</sup> 2 x 14 kgf/cm <sup>2</sup>
SAFRA .....	3600 horas
PROD. EN. ELETR. ....	10,1 kWh/TC
PROD. EN. MECÂN. ....	12,2 kWh/TC
DEMANDA VAPOR .....	479 kgV/TC

Para evitar estes problemas, trabalhou-se com o agregado das concessionárias como se houvesse uma única empresa. Uma solução de expansão atraente para esta entidade abstrata - o setor elétrico - será, necessariamente, para as concessionárias.

3. CONCLUSÕES

Foram estudadas dezenas de configurações. A mais atraente para as partes, instala 16,6 MW, com investimentos da ordem de 1000 US\$/kW. Opera o ano inteiro, 80% do tempo e pára um mês para manutenção. Na entressafra usa como combustível resíduos de cana adquiridos durante a safra.

O custo da energia apurado com metodologia e parâmetros do setor elétrico é de 36 US\$/MWh, inferior ao projetado pelo setor elétrico para atendimento futuro na região ("custo marginal de expansão"). Vale dizer que se o setor elétrico tivesse a possibilidade de desenvolver ele mesmo o potencial, este projeto teria prioridade. Note-se que o custo calculado com metodologia do setor sucro-alcooleiro seria mais elevada: as principais diferenças são devidas à taxa de atratividade do capital, metodologia cálculo da depreciação, taxas de captação de recursos, etc.

Considerando a energia comprada pela concessionária pelo custo marginal de 55 US\$/MWh, o empreendimento acima, e algumas variantes, mostra-se atraente para a USF se atendidos alguns requisitos considerados viáveis pelo GT: existência de excedentes de bagaço na safra, redução do investimento inicial e alavancagem financeira de recursos de terceiros. A legislação sobre comércio de excedentes de energia a longo prazo dá o suporte necessário à realização do negócio.

Para a USF, o projeto representa uma importante modificação de natureza empresarial pois a receita de eletricidade seria equivalente à da venda do açúcar. O investimento na nova atividade - muito capital intensiva - é elevado se comparado com o das atividades tradicionais.

Para o setor elétrico, em termos energéticos, este projeto tem pequena expressão. Como o potencial de produção elétrica independente deste tipo - a partir da cana e em outros setores - é expressivo, o projeto tem a grande importância simbólica de modificar a forma tradicional de produção, baseada em poucas unidades de grande porte. Para desenvolver este potencial, o setor elétrico necessita de uma estrutura de decisão ágil, adaptativa e descentralizada, capaz de estruturar negócios que variam caso a caso. No setor sucro-alcooleiro, por exemplo, são centenas de usinas em variados estágios de maturação empresarial, econômica e tecnológica.

O Grupo de Trabalho entende que se o objetivo é desenvolver de modo racional o potencial existente neste setor, estão em jogo questões amplas. Assim, o efeito demonstração necessário hoje é, fundamentalmente, de natureza gerencial e empresarial para os dois setores. Para tanto, é preciso um programa articulado e abrangente.

O financiamento da expansão do potencial supõe a existência de créditos compatíveis com a atividade e uma capacidade financeira para investir da ordem de 2 a 3 bilhões de dólares em uma década. Valor que poderia ser bem maior quando dominadas as novas tecnologias. A perspectiva de um programa de compras e padronização de encomendas também reduz custos de produção dos equipamentos, diminuindo investimentos em geração e, portanto o custo da eletricidade.

A proposta do GT é que uma primeira fase, que poderia ocorrer a curto prazo, o setor elétrico (ELETROBRÁS através de suas controladas e/ou associadas às concessionárias estaduais)

ofereça e contrate a compra de uma quantidade de energia reduzida, considerando suas projeções de demanda. Deve ser, no entanto, razoavelmente elevada para incorporar diversas usinas, permitindo uma demonstração abrangente e obtendo a redução de investimentos iniciais pela escala apresentada aos fabricantes. A compra desta energia, para um bloco de, digamos, 100 MW, seria feita tomando como referência de preço o custo marginal de expansão.

Estabelecido este mercado inicial, será importante estruturar mecanismos para suporte creditício ao desenvolvimento e "funding" dos projetos. Isto poderia ocorrer a partir de uma carteira articulação dos principais interessados que, em um primeiro momento, poderia reunir fabricantes, BNDES e outras entidades de crédito, além da ELETROBRÁS. Em uma segunda etapa seriam convidadas entidades de crédito internacionais que manifestam interesse em apoiar projetos dessa natureza, considerando efeitos ambientais positivos e privatização no setor elétrico.

Com a experiência sedimentada, em uma segunda etapa, a compra dos blocos de energia seria feita em um sistema de leilões tomando como preço de referência superior, o custo marginal.

O GT considera, ainda, importante, que o aproveitamento das pontas e folhas - que tem implicações ambientais e de natureza trabalhista - seja motivo de pesquisa e aperfeiçoamento tecnológico.

Além disso, o trabalho indica ser fundamental o suporte às iniciativas para desenvolver a tecnologia de gaseificação da biomassa/turbina a gás. A disponibilidade desse equipamento pode alterar qualitativamente a produção de eletricidade a partir da biomassa e pode ter uma importância especial o Brasil.

Finalmente, é preciso ter claro que os estudos consideraram adaptações a uma usina que não foi projetada para otimizar o uso da energia disponível. O estudo também admite a manutenção das condições de produção agroindustriais atuais. Novos projetos, concebidos de modo otimizado, deverão reduzir mais ainda as perdas e aumentar o potencial de exportação de eletricidade com redução de custos. A se manterem os aumentos de produtividade observados nos últimos anos, é possível esperar custos decrescentes para produzir eletricidade.

#### 4. ALTERNATIVAS

As configurações foram estudadas considerando a disponibilidade de bagaço na safra e combinando ações para aumentar a eficiência energética: reduzir o consumo de vapor no processo; fazer cogeração até o limite das necessidades de vapor; usar caldeiras com pressões de 21, 60 e 80 kgf/cm<sup>2</sup>; usar turbinas de extração/condensação para operar na entressafra; e aproveitar a vinhaça, através do gás da biodigestão ou da queima direta.

Essas alternativas correspondem a tecnologias dominadas. Em adição, considerou-se o uso das pontas e folhas como combustível suplementar e o emprego do ciclo de gaseificação da biomassa/turbinas a gás. A tecnologia para colher cana verde existe, não está otimizada, o que deve ocorrer

a médio prazo. O ciclo baseado na turbina a gás deve tornar-se comercial ao longo da década. A análise desta solução (energia e custos) foi incluída dado o potencial de aumento da produtividade e porque os principais componentes existem no mercado e têm performance técnica e custos conhecidos.

A principal variável para avaliar a economicidade do projeto é o preço de compra da eletricidade. Foi considerado no estudo o preço máximo que poderia ser pago pela concessionária, correspondente ao custo a longo prazo para fornecer o serviço na região (custo marginal). Como ele é crescente durante os 20 anos do estudo, foi usado o custo entre o sexto e o décimo anos. Este custo é calculado periodicamente, tendo-se adotado o vigente em julho de 89, de 55 US\$/MWh (48 US\$/MWh da geração + 7 US\$/MWh da transmissão evitada). O preço do bagaço considerado é o praticado hoje em São Paulo, de 10 US\$/Tonelada(s/ICMS).

Para o setor elétrico, a compra de energia a um custo abaixo do custo marginal seria desejável em qualquer quantidade, até o limite da demanda. Para a usina, no entanto, os resultados variam muito, dependendo da solução técnica, pois há diversos níveis de investimento, variações de custos, de eficiência e riscos envolvidos que afetam a expectativa de resultado.

A seleção da USF para o projeto teve como consideração importante a substituição de suas caldeiras de 14 kgf/cm<sup>2</sup>. Como ela hoje é auto-suficiente em eletricidade, em condições normais substituiria as caldeiras antigas por unidades de 21 kgf/cm<sup>2</sup> sem aumentar a geração de eletricidade, um investimento de US\$4 milhões. Esta hipótese é tomada como referência pois seria feita de qualquer modo. Os estudos consideram que os investimentos excedentes deste mínimo existem exclusivamente para atender à exportação de energia.

O caso mais simples analisado foi a obtenção de excedentes de bagaço reduzindo o consumo de vapor. O investimento nesta solução é reduzido e tem uma taxa retorno elevada para a pressão de 21 kgf/cm<sup>2</sup>, ficando inviável nas pressões elevadas. A solução envolveria ampliar o mercado para excedentes de bagaço. Esta solução, no entanto, deve ser perseguida em algumas usinas na solução sugerida, que cria mercado para o bagaço excedente.

A co-geração pura mostra-se atraente na pressão de 21 kgf/cm<sup>2</sup>. O excedente de eletricidade na USF, porém, é mínimo (3 kWh/TC) e sem grande importância para o setor elétrico. A atratividade deste solução prende-se, na verdade, aos excedentes de bagaço produzidos. Nas pressões mais altas, os excedentes de eletricidade e/ou bagaço aumentam, mas as soluções são inviáveis, pois os investimentos ficam ociosos a maior parte do ano (durante a entressafra).

A produção de energia em 11 meses por ano (fator de carga de 80%) exige o uso de combustível complementar na entressafra, que tanto pode ser fóssil (gas, óleo ou carvão) quanto resíduos de cana acumulados na safra. Considerando a busca da máxima utilização da cana, o trabalho explora esta última hipótese, que movimenta a economia regional. Esta solução exige maiores investimentos, em sistemas com turbinas de extração/condensação e instalações de manuseio e estocagem de bagaço e/ou pontas e palhas para uso na entre-safra.

Os estudos mostram resultados econômicos atraentes. Como esperado, altas pressões aumentam a eficiência e favorecem a viabilidade econômica. Para um sistema com caldeiras de 80 kgf/

cm<sup>2</sup>, a potência instalada é de 16,6 MW, a produção anual de 101 GWh/ano, e o investimento marginal de 16,4 US\$ milhões. A taxa de retorno, considerando o emprego de capital próprio e a compra dos equipamentos fora de regime de concorrência, é estimada em 13% aa, um pouco abaixo da considerada como mínima desejável, 15,2% aa. A possibilidade de alavancagem financeira com recursos de terceiros e da redução dos investimentos iniciais em ambiente de concorrência torna, no entanto, esta possibilidade atraente.

A solução que complementa a anterior com biogás da vinhaça reduz um pouco o retorno do investimento esperado. Considerando que esta hipótese aumenta a produção de energia e as incertezas quanto a custos neste estágio do estudo, esta possibilidade deve ser aprofundada na hipótese de um projeto executivo. O biogás pode ser usado para aumentar a potência durante a safra ou para deslocar o bagaço para uso na entressafra sendo que a última hipótese pode ser construída em uma segunda etapa.

Do ponto de vista empresarial, a solução considerada mais atraente representa uma modificação qualitativa para a USF, que transformaria a atividade de produzir eletricidade na segunda receita da empresa, acima do tradicional açúcar.

Apesar dos resultados muito preliminares, o estudo da solução com a turbina de gás é o mais completo já realizado. Mostra existir viabilidade técnica e econômica com dados disponíveis hoje. Há expectativa de melhorar os resultados se forem mantidas as tendências históricas de redução de preços das turbinas a gás e dos gaseificadores e de aumento da eficiência global do ciclo. Em termos empresariais, representaria uma revolução da atividade do setor canavieiro. Na USF, por

exemplo, a potência instalada seria de 62 MW, investimentos de 66 US\$ milhões e a receita com eletricidade atingiria 13 US\$ milhões/ano, cerca de metade da receita atual. Para atingir esta etapa, será importante um processo de adaptação cultural do setor que deve ter início logo com a adoção das tecnologias convencionais.

Considerando a natureza da proposta, é importante ter uma idéia do potencial elétrico mais geral. A inferência a partir do estudo da USF, deve ser feita com grande cautela, pois as condições próprias desta usina nem sempre se reproduzem. Outros locais, também, podem apresentar soluções específicas mais produtivas. Deve-se considerar que nem todo o resíduo da cana de pode ser utilizado e que o momento propício para adaptar uma usina para a nova atividade é o momento em que os equipamentos de vapor precisam ser substituídos. A estimativa a seguir deve ser vista como uma ordem de grandeza onde se considera uma implantação gradativa e as hipóteses conservadoras que a produção de cana e sua produtividade permanecerão constantes.

Finalmente, a hipótese de operação na entressafra exige que algumas usinas exportem bagaço durante a safra. Esta hipótese pode operar de modo transiente enquanto alguma usina não utiliza plenamente o seu bagaço para produzir eletricidade. A produção elétrica generalizada (sem importar combustíveis) só é possível com o efetivo aproveitamento das pontas e folhas.

POTENCIAL ESTIMADO  
(safra 90) (GW)

	COPERSUCARS, PAULO BRASIL			IMPLANTAÇÃO
CO-GERAÇÃO <sup>1</sup>	0,1	0,2	0,3	até 5 anos
GERAÇÃO COM EXTRA- ÇÃO/CONDENSAÇÃO <sup>2</sup>	0,7	1,5	2,5	10 a 15 anos
TURBINA A GÁS <sup>2</sup>	2	4	6	até 15 anos

(1) Operando 2.900 horas/ano

(2) Operando 6.400 horas/ano



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 4  
A Oferta de Energia Elétrica  
● Biomassa Florestal

---

# PLANO 2015

## PROJETO 4

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

BIOMASSA FLORESTAL

ÍNDICE

<b>1. OBJETIVO DO TRABALHO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. ASPECTOS GERAIS .....</b>	<b>2</b>
2.1 Histórico da Utilização .....	2
2.2 Características Gerais da Madeira .....	3
2.3 Vantagens .....	4
2.4 Desvantagens .....	4
2.5 Unidades Utilizadas .....	4
2.6 Características da Madeira como Combustível .....	5
2.7 Conversões Térmicas a partir da Biomassa Florestal .....	6
2.7.1 Queima Direta .....	7
2.7.2 Carbonização .....	7
2.7.3 Gaseificação .....	7
2.7.4 Hidrólise .....	7
2.8 A Utilização da Madeira para a Produção de Energia Elétrica .....	8
<b>3. POTENCIAL FLORESTAL .....</b>	<b>10</b>
3.1 Reservas Naturais .....	10
3.2 Florestas Plantadas .....	10
3.2.1 Experiência Internacional .....	10
3.2.2 Experiência Nacional .....	11
3.2.2.1 Reflorestamento Existente .....	11
3.2.2.2 Potencial de Reflorestamento .....	13
3.2.2.3 Potencial de Reflorestamento para a Produção de Energia Elétrica por Região .....	13
3.2.2.4 Conclusões .....	16
3.2.3 Produtividade .....	16
3.3 Custos Florestais .....	19
<b>4. TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO .....</b>	<b>22</b>
4.1 Introdução .....	22
4.2 Produção a partir de Florestas Energéticas .....	23
4.2.1 Dimensão Física dos Módulos .....	23
4.2.2 Gaseificador .....	24
4.2.3 Geração de Energia .....	25
4.2.3.1 Ciclo Simples (Ciclo Aberto) .....	25
4.2.3.2 Ciclo Combinado .....	26
4.2.3.3 Gaseificação Associada à Injeção de Vapor (Ciclo STIG) .....	27
4.3 Produção por Carbonização Contínua .....	27
<b>5. CUSTOS DE GERAÇÃO .....</b>	<b>34</b>
5.1 Produção a partir de Florestas Energéticas .....	34
5.1.1 Custos de Investimento .....	34
5.1.1.1 Gaseificador .....	34

5.1.1.2 Produção de Energia Elétrica .....	34
5.1.1.3 Custos Totais de Investimento .....	34
5.1.2 Custos de Combustível .....	35
5.1.3 Custos de Operação e Manutenção .....	36
5.1.4 Custo Total .....	36
5.2 Co-geração a partir de Carbonização Contínua .....	37
5.2.1 Introdução e Metodologia .....	37
5.2.2 Custos de Investimento .....	38
5.2.2.1 Investimento para Carbonização .....	38
5.2.2.2 Investimento para a Produção de Energia Elétrica .....	38
5.2.3 Custos de Combustível .....	39
5.2.3.1 Madeira .....	39
5.2.3.2 Óleo Combustível .....	39
5.2.3.3 Custo Total de Combustível .....	39
5.2.4 Custos de Operação e Manutenção .....	39
5.2.4.1 Forno de Carbonização .....	39
5.2.4.2 Produção de Energia Elétrica .....	39
5.2.5 Preço do Carvão Vegetal .....	40
5.2.6 Custo da Energia Elétrica .....	40
5.3 Produção a partir de Rejeitos Industriais .....	41
5.4 Sumário dos Custos de Produção .....	42
<b>6. ASPECTOS INSTITUCIONAIS E FINANCIAMENTO .....</b>	<b>43</b>
6.1 Aspectos Gerais .....	43
6.2 Testes em Escala Comercial .....	43
6.3 Produção Florestal .....	44
<b>7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>45</b>
<b>8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>46</b>
<b>9. EQUIPE .....</b>	<b>47</b>

## 1. OBJETIVO DO TRABALHO

O presente trabalho tem como objetivos avaliar o potencial e os custos da utilização da biomassa florestal para a geração de energia elétrica no Brasil. Ela inclui uma discussão das tecnologias disponíveis e das perspectivas de evolução futura, tanto na área de produção do combustível (gerenciamento de florestas) como na conversão e geração de energia elétrica. Além disso, são discutidos aspectos sócio-econômicos e ambientais referentes à utilização da madeira como recurso energético.

O capítulo 2 trata das características da madeira como combustível e de seus usos alternativos; o capítulo 3 descreve o potencial florestal existente. O capítulo 4 tem como tema as tecnologias de conversão disponíveis e em desenvolvimento. O capítulo 5 contém um cálculo dos custos de produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal, com base nos resultados dos capítulos 3 e 4. No capítulo 6 são tratados impactos sócio-econômicos e ambientais; o capítulo 7 trata de aspectos institucionais e das possíveis fontes de financiamento; o capítulo 8 contém conclusões e recomendações.

## 2. ASPECTOS GERAIS

### 2.1 HISTÓRICO DA UTILIZAÇÃO

A madeira vem sendo ao longo dos séculos utilizada para a geração de energia através do processo mais simples, que é a sua queima direta. Outros usos que também remontam de séculos são a construção de estruturas, de moradias, de mobiliário, utensílios e outras aplicações similares. Mais recentemente, com o desenvolvimento de novas tecnologias, a madeira tem uma maior abrangência de uso nos diversos setores da economia, tais como a produção de papel.

Apesar da queima de madeira ser uma das atividades mais antigas da humanidade, ela foi durante muito tempo considerada não-prioritária como fonte alternativa de energia. Isto ocorreu devido à oferta abundante de carvão mineral e de petróleo, a qual sustentou o desenvolvimento industrial nos últimos 150 anos. Desta forma, o aproveitamento eficiente da energia térmica com base nestes energéticos foi intensamente estudado, enquanto que a biomassa e, particularmente, a madeira, foi tecnologicamente abandonada neste período.

Esta situação permanece até hoje, mesmo com o advento da crise do petróleo: o carvão mineral e a energia nuclear passaram a ser as alternativas para a produção de energia elétrica nos países desenvolvidos, sendo as áreas florestais existentes mantidas em geral como locais para exploração e beneficiamento da madeira para uso industrial e na construção ou simplesmente como reservas.

No Brasil a biomassa tem participação relativamente alta como fonte primária de energia. Ao contrário de outros países, onde a componente de biomassa na energia primária se dá quase que exclusivamente em bases extrativas, no Brasil parte importante desta energia é comercialmente explorada com finalidade energética. Ela é utilizada sob a forma de álcool, para acionar motores, queima direta do bagaço e como carvão vegetal na indústria siderúrgica e, em menor proporção, na indústria cimenteira. A cana utilizada é totalmente plantada, e, no caso do carvão vegetal cerca de 70% da madeira usada tem origem extrativa e 30% de florestas plantadas.

A utilização da cana de açúcar como fonte energética deriva de uma política de governo relativamente antiga para regular a produção da cana em anos de super-produção. Após o choque do petróleo, esta política foi consideravelmente ampliada com o PROALCOOL, com o objetivo de substituir a gasolina por álcool. O uso do carvão vegetal na siderurgia é uma herança aperfeiçoada da tecnologia antigamente usada na Europa. Os incentivos fiscais ao reflorestamento das décadas de 60/70 explicam a criação de florestas para fins energéticos.

A economicidade destas políticas de uso tão intensivo da biomassa tem sido posta em dúvida devido aos preços baixos do petróleo que, nos últimos anos, voltaram, em termos reais, aos praticados antes do primeiro choque do petróleo.

O principal problema destas fontes é que a eficiência energética global (energia para uso final/energia primária) é muito baixa. Devido à baixa densidade energética da biomassa, ela precisa ser transformada perto do local de produção. Para tanto, é preciso aumentar a densidade energética

(cana → álcool; cavaco → carvão) para usar os sistemas de distribuição existentes, ou então transformá-la em eletricidade perto do local de produção e distribuí-la pelas linhas de transmissão.

Sendo esta uma disponibilidade típica das regiões tropicais, quase toda localizada em países do terceiro mundo, poucos investimentos têm sido feitos em tecnologias para melhorar sua eficiência. O potencial de aumento de eficiência no Brasil é bem elevado. Além do aumento da produtividade de biomassa (ton/ha), há um grande potencial para aumentar a eficiência de sua transformação em eletricidade, seja a partir da biomassa diretamente, seja através da associação à produção de vapor e/ou carvão, mesmo com tecnologias convencionais.

Existem casos de países, tais como as Filipinas, que optaram pela geração de energia termoeétrica com vasto programa de implantação de usinas térmicas de pequeno porte utilizando lenha como combustível. Neste caso, o projeto está sendo executado de acordo com o plano elaborado pelo Governo Filipino [1]. Nos países produtores de papel e celulose, há um importante parque instalado usando resíduos de florestas e industriais para produzir eletricidade em usinas de co-geração.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DA MADEIRA

A madeira é um recurso renovável. Ela é composta basicamente pelos polímeros naturais celulose, hemicelulose e lignina, na proporção aproximada de 45:29:24. As quantidades relativas destes componentes variam conforme o tipo, espécie e idade da madeira. Os demais componentes da madeira, presentes em menor quantidade, são compostos de baixo peso molecular. Eles são denominados "extrativos", e são encontrados principalmente na casca: óleos essenciais, resinas, fenóis, fenínicos, graxas e corantes.

Os principais constituintes dos polímeros que compõem a madeira são o carbono, o hidrogênio e o oxigênio. Apesar de existirem algumas variações com relação à análise elementar da madeira, dependendo da espécie vegetal, sua idade e tipo de terreno em que está plantada, os valores médios geralmente encontrados são os seguintes:

Hidrogênio-----	6,0%
Carbono-----	50,0%
Nitrogênio-----	0,1%
Oxigênio -----	43,5%
Cinzas -----	0,4%

O modo mais simples e rápido de produzir energia a partir da biomassa florestal é através da combustão da própria madeira ou de seus rejeitos. Ela também pode ser utilizada como matéria prima para fontes secundárias de energia, tais como carvão, etanol, e eletricidade.

### 2.3 VANTAGENS

A madeira combustível possui basicamente as vantagens de ser renovável, de ter baixo teor de cinzas e teor ínfimo de enxofre. São enumeradas a seguir as principais vantagens da biomassa florestal em relação aos combustíveis tradicionais:

- recurso natural renovável;
- emprega mão-de-obra não qualificada, gerando empregos e fixando o homem no campo;
- possibilidade de utilização de terras sem valor econômico para a agricultura;
- possibilidade de armazenagem em espaço livre e aberto;
- é neutra em relação ao efeito estufa;
- possui baixo teor de cinzas e enxofre;
- pode contribuir significativamente na economia de produtos derivados de petróleo;
- recurso nacional.

### 2.4 DESVANTAGENS

São enumeradas, a seguir, as desvantagens da biomassa florestal em relação aos combustíveis clássicos:

- longo período de maturação;
- recurso sujeito a intempéries naturais (pragas, alterações climáticas, etc);
- baixa densidade energética, provavelmente incompatível com os sistemas de distribuição de energia existentes, e com manuseio mais complexo que os combustíveis convencionais.

Um conhecimento do potencial e versatilidade da madeira como fonte de energia é um pré-requisito indispensável à análise econômica dos projetos que envolvam a conversão ou utilização de florestas para a produção de energia.

### 2.5 UNIDADES UTILIZADAS

Considerando os diversos usos da madeira, as medidas de volume e/ou massa de madeira produzidas variam muito dependendo da referência utilizada, o que dificulta as comparações nos estudos. Anotam-se as principais medidas adotadas e as relações entre elas:

#### - ESTÉREO (ST)

É a unidade usual de medida de volume de madeira. Sua abreviatura é "st" ou "stm". Um estéreo corresponde a um volume de 1m<sup>3</sup> ocupado por madeira empilhada, tendo sido cortada em pedaços de comprimento igual a 1 metro.

É fácil notar que se trata de uma unidade de medida pouco confiável, pois o conteúdo de madeira em 1 st pode variar, dependendo do modo de empilhar, da tortuosidade da madeira, da espessura, etc. O estéreo é utilizado onde a prática de pesagem é custosa ou impossível.

**- VOLUME SÓLIDO (M<sup>3</sup>S)**

É o volume real ocupado pela madeira, deduzindo-se os espaços vazios entre toras. Em termos médios 1,52 estèreo (stm<sup>3</sup>) = 1 metro cúbico sólido (m<sup>3</sup>s). Este fator de conversão, válido para a madeira de eucalipto, será utilizado no restante deste trabalho

**- PESO ESPECÍFICO (T/M<sup>3</sup>S)**

Peso específico da madeira é o peso de um volume sólido desta madeira, normalmente expresso em t/m<sup>3</sup>s. O peso específico sofre, obviamente, influência direta do teor de umidade, e cai à medida em que a madeira vai secando.

A umidade é o teor de água existente nos poros da madeira, medida percentualmente segundo dois critérios: "base seca" e "base úmida".

**base seca:** contém apenas água de constituição da madeira, que vai de zero a 6% de seu peso;

**base úmida:** além da água de constituição, é levada em conta a água decorrente de teor de umidade da madeira.

**2.6 CARACTERÍSTICAS DA MADEIRA COMO COMBUSTÍVEL**

Uma análise detalhada da madeira permite avaliar seu comportamento como combustível no interior da caldeira, já que a matéria volátil contida na mesma influencia os mecanismos de queima, além de também influir no volume da fornalha e no arranjo das superfícies de troca térmica.

Como elementos ativos na produção de calor tem-se o carbono e o hidrogênio que, numa combustão completa produzem [1]:

- H<sub>2</sub>O (água) gerando 34.000 kcal/kg (142 GJ/t) de hidrogênio (H<sub>2</sub>)
- CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) gerando 8.100 kcal/kg (34 GJ/t) de carbono (C)

Sob o aspecto combustível, é importante analisar-se o conteúdo energético da madeira, traduzido pelo poder calorífico (kcal/kg ou GJ/t) da mesma. Para isto, é preciso distinguir o poder calorífico superior (PCS) e o inferior (PCI).

O poder calorífico superior corresponde a totalidade do calor liberado na combustão: é o poder calorífico teórico, e varia com a composição química do combustível. Está em torno de 4.500 a 5.000 kcal/kg.

O poder calorífico inferior (PCI) corresponde ao PCS deduzido o calor necessário para vaporizar a umidade própria do combustível e a umidade resultante da combustão do hidrogênio. Em outras palavras: corresponde à quantidade de calor útil liberado na queima de um combustível. Deduz-se portanto que, o PCI varia com o teor de umidade do combustível, que pode atingir até 100% do peso da madeira seca.

O PCI pode ser calculado empiricamente pela seguinte fórmula [1]:

$PCI = PCS \cdot (1 - Wu) - 5,72 \cdot [9 \cdot (H2) \cdot (1 - Wu) + 100 \cdot Wu]$ , onde:

PCI = poder calorífico inferior (kcal/kg);

PCS = poder calorífico superior (kcal/kg);

H2 = teor de hidrogênio na madeira (%)

Wu = teor de umidade na madeira (pu - base úmida)

Assim, para um PCS = 4.500 kcal/kg, H2 = 6% e Wu = 0,35 tem-se um valor de PCI = 2.524 kcal/kg.

Estes dados revelam a influência da umidade no poder calorífico da madeira. A medida que o PCI diminui, a temperatura e o tempo de permanência na câmara de combustão, necessários para provocar ignição, aumentam e, dependendo da instalação, será necessária a queima simultânea de outro combustível de maior poder calorífico para manter a operação. O limite em que a madeira deixa de ser considerada como combustível situa-se em torno de 65% de umidade em base úmida, mas para o aproveitamento eficiente, este valor deve ser inferior a 45%. Por este motivo, a madeira extraída de uma floresta deve ser mantida algum tempo em estoque, para secagem natural. Este tempo é difícil de precisar, pois depende da espécie, do local de origem, da própria forma em que a madeira será transformada e dos limites de umidade aceitáveis para cada instalação e/ou processo.

## 2.7 CONVERSÕES TÉRMICAS A PARTIR DA BIOMASSA FLORESTAL

As conversões térmicas são aquelas em que a biomassa sofre alterações na sua estrutura química causadas por uma elevação acentuada da temperatura. Estas conversões são realizadas com a finalidade de transformar a biomassa em um combustível adequado ao consumo em equipamentos ou facilitar o seu manuseio, armazenamento e transporte.

As conversões térmicas abrangem tecnologias que utilizam temperaturas elevadas transformando biomassa em:

- Calor (energia térmica);
- Gás combustível;
- Carvão vegetal;
- Produtos químicos (metanol, etanol etc).

Para fins energéticos, a madeira permite as seguintes técnicas de transformação:

- queima direta;
- carbonização;
- gaseificação;
- hidrólise.

Estas transformações são discutidas a seguir.

### **2.7.1 Queima Direta**

A queima direta consiste em obter energia pelo método mais simples, resultante da combustão da madeira em fornalha sob as formas de serragem, cavaco, achas ou toras. O calor assim obtido presta-se para secagem ou para o aquecimento de uma caldeira de geração de vapor. Atualmente, o processo da queima direta é o mais difundido no Brasil, e o parque industrial brasileiro está apto a fornecer todos os equipamentos necessários para instalações deste tipo.

### **2.7.2 Carbonização**

A carbonização consiste em transformar a madeira em carvão vegetal, através de secagem e pirólise. Esta transformação possibilita uma maior relação poder calorífico/peso. Atualmente, o carvão vegetal, com produção em alta escala, é utilizado por empresas siderúrgicas em alto-fornos. A madeira utilizada provém em parte de projetos de reflorestamento pré-implantados de propriedade dos próprios usuários. A tecnologia para a transformação de madeira em carvão vegetal tem sido desenvolvida por diversas empresas, entre as quais a Acesita Energética e a Agro Florestal Santa Bárbara do grupo Beigo-Mineira. Esta tecnologia tem bons resultados práticos, destacando-se a recuperação do alcatrão, sub-produto da carbonização, que anteriormente era um poluente lançado na atmosfera e atualmente pode ser recuperado para substituir os óleos combustíveis derivados de petróleo. Os equipamentos necessários para a carbonização podem ser produzidos inteiramente pelo parque nacional.

### **2.7.3 Gaseificação**

A gaseificação consiste basicamente na transformação da madeira em combustível gasoso para ser usado em queimadores de fornos, geradores de vapor, turbinas e motores, além de poder constituir-se em insumo químico básico para a produção de gás de síntese do metanol, ácido acético, amônia e outros produtos químicos. A gaseificação, que apresenta maior diversificação de uso, é justamente o processo menos desenvolvido quanto a equipamentos industrializados. Atualmente existem apenas gaseificadores de pequeno porte, na faixa de 5 Gcal/h. As instalações gaseificadoras existentes no Brasil têm a operação voltada para a geração do vapor.

### **2.7.4 Hidrólise**

O processo de hidrólise consiste no ataque de uma solução ácida sobre os componentes celulósicos da madeira, os quais são convertidos em açúcares. Após a separação da lignina insolúvel, a solução de açúcares é submetida a fermentação para produzir etanol, liberando dióxido de carbono.

Como esta transformação não é interessante do ponto de produção de energia elétrica, seus produtos não serão considerados neste trabalho.

## 2.8 A UTILIZAÇÃO DA MADEIRA PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A madeira pode ser utilizada como combustível para a produção de energia elétrica através das três primeiras transformações energéticas descritas no item anterior, ou seja:

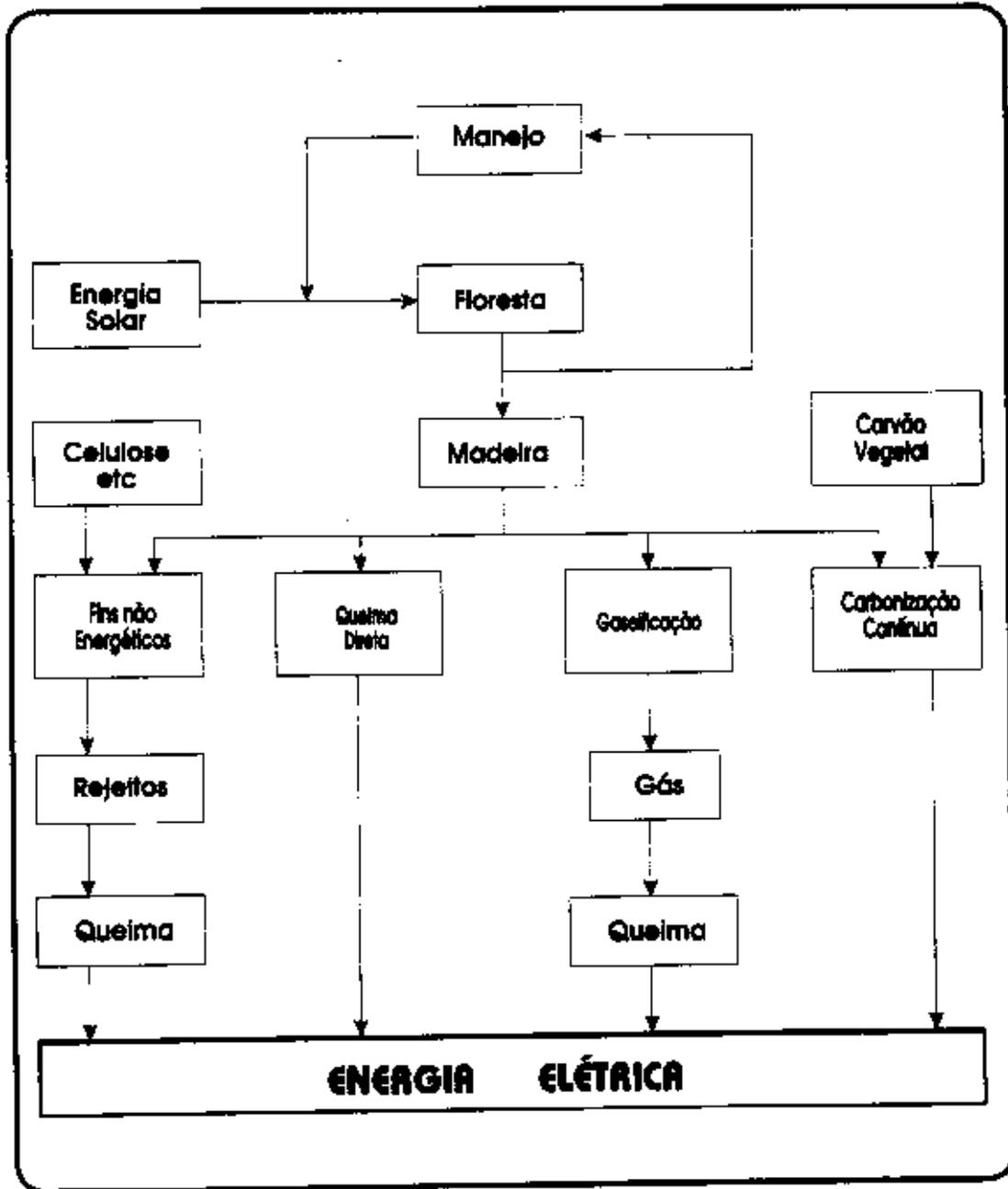
- queima direta;
- carvoejamento;
- gaseificação.

A Figura 2.1, a seguir, ilustra estes processos.

A queima direta pode se ter como combustível tanto a madeira como rejeitos de processos industriais que a utilizem, tais como a produção de papel e celulose.

No passado, as usinas de geração de energia elétrica a partir da biomassa florestal planejadas no Brasil eram localizadas preferencialmente na região Amazônica. Nesta concepção, a madeira seria proveniente de florestas nativas e de reflorestamentos, e ela seria utilizada em unidades de queima direta. A maioria das localidades isoladas da região Norte do Brasil, assim como algumas da região Centro-Oeste, são abastecidas com energia produzida por grupos diesel-elétricos, abrangendo potências instaladas desde 30 até cerca de 3.000 kVA. A utilização da energia de biomassa para substituir o óleo utilizado nestas usinas térmicas permitiria uma economia do óleo diesel consumido diretamente na produção de energia elétrica bem como no respectivo transporte desde as refinarias até os pontos de consumo. Sob este aspecto, deve-se notar que existem localidades situadas a até 2.900 km das refinarias que as abastecem, gastando uma parcela do combustível em seu próprio transporte.

FIGURA 2.1  
PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DE  
BIOMASSA FLORESTAL



### 3. POTENCIAL FLORESTAL

#### 3.1 RESERVAS NATURAIS

O Brasil possui cerca de 280 milhões de hectares de florestas tropicais. Trata-se da maior parcela de florestas tropicais do planeta, correspondendo a cerca de 30% do total mundial. A maior parte destas florestas está situada na Amazônia.

A maior concentração de florestas naturais encontra-se na região Norte, nas áreas que fazem parte da Amazônia Legal. Nas demais regiões do país a cobertura florestal existente é formada por florestas com as seguintes características:

- baixa densidade florestal, imprópria, em princípio, para utilização energética;
- florestas correspondentes a áreas de preservação permanente e de encostas;
- florestas destinadas à conservação de recursos naturais e de meio ambiente.

Na Amazônia legal, as florestas apresentam uma tipologia variada, existindo áreas de cerrado e áreas de florestas densas, onde a densidade florestal pode chegar a 400 m<sup>3</sup>/ha. A estimativa do potencial para geração de energia elétrica a partir de florestas nativas depende, no entanto, de informações que não se encontram disponíveis, tais como: zoneamento florestal, tipologia, densidade florestal, características dendrométricas, possibilidades de aproveitamento múltiplo, tipo de manejo florestal, etc. Sabe-se, porém que, independentemente da disponibilidade destas informações, a utilização das florestas naturais desta região para geração de energia elétrica, se chegar a ser realizada, estará restrita a pequenos sistemas isolados, e mesmo assim somente após estudos cuidadosos sobre o potencial de cada área e seu manejo correto.

#### 3.2 FLORESTAS PLANTADAS

##### 3.2.1 Experiência Internacional

O cultivo de florestas para obtenção de madeira é uma atividade econômica importante em vários países. A tecnologia correspondente, no entanto, tradicionalmente tem sido voltada para florestas cultivadas com fins não energéticos, tais como obtenção de madeira para construção e para produção de celulose e papel. Neste contexto, a utilização energética da biomassa florestal é encarada como uma atividade secundária, resultante do aproveitamento de resíduos da atividade principal. A referência [3] menciona a produção de 59 TWh de energia na Suécia em 1987 a partir de resíduos florestais e resíduos de indústrias ligadas à exploração florestal, tais como rejeitos líquidos de indústrias de papel e celulose, cascas de árvores e pó de madeira em serrarias. Esta energia foi produzida sob as formas de vapor e de eletricidade, e indica a existência de um imenso potencial para autoprodução e/ou cogeração neste tipo de indústria no Brasil.

O advento da crise do petróleo, a consciência da necessidade de preservação ambiental e a superprodução de alimentos no hemisfério Norte fizeram com que a possibilidade de cultivar florestas com a finalidade específica de obter energia passasse a receber maior atenção. Conseqüentemente, passou a existir uma maior preocupação com o desenvolvimento da tecnologia de cultivo de florestas energéticas. A Tabela 3.1, a seguir, retirada da referência [3], dá uma idéia dos custos obtidos nestas experiências:

**TABELA 3.1**  
**CUSTO DA BIOMASSA FLORESTAL**  
**(EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL)**

LOCAL	CUSTO (US\$(1987)/GJ)
Suécia	2,4 a 3,4
Finlândia	3,1
Havai	1,4 a 2,0
Índia	1,4 a 1,9
Tailândia	1,7 a 1,9
Brasil (MG)	1,4 a 1,5
Haiti	1,4
Filipinas	1,0

Parte das informações da Tabela é resultado de plantações experimentais. A Tabela em si mostra o interesse existente a nível internacional no desenvolvimento de tecnologias de cultivo de florestas energéticas.

### 3.2.2 Experiência Nacional

#### 3.2.2.1 Reflorestamento Existente

Segundo dados do IBDF, no período 1967/1984 foram reflorestados no Brasil 4,4 milhões de hectares. Esta área alcançou cerca de 6 milhões de hectares em 1987 [4]. Duas espécies - Eucalyptus e Pinus - respondiam, em 1984, por cerca de 87% da área reflorestada.

A implantação destas florestas no Brasil foi inicialmente estimulada por três fatores:

- A fundação, no início da década de 1960, da primeira Escola de Florestas no país (atualmente existem 14);
- O Código Florestal Brasileiro, de 1965; e
- Os incentivos fiscais para reflorestamento.

A madeira produzida nestas áreas é utilizada principalmente na produção de carvão vegetal e de papel e celulose. O consumo de carvão vegetal concentra-se principalmente nas regiões Sudeste e Sul. Elas são responsáveis por cerca de 95% do consumo nacional, destacando-se especialmente o estado de Minas Gerais, que em 1989 participou com 76% do consumo nacional de carvão vegetal, utilizando 27,8 milhões de toneladas de madeira na sua fabricação, sendo que deste total apenas 32% provém de reflorestamentos.

A implantação de florestas como atividade econômica exige profundo conhecimento da área a ser plantada em termos de solo, clima e de outros fatores, de forma a permitir a escolha de espécies que se adaptem bem ao local e do tipo de adubação adequado. Da mesma forma, a localização da área em relação ao consumo é importante, especialmente quando se trata de florestas energéticas, dado o conteúdo energético relativamente baixo da madeira e o seu custo de transporte relativamente elevado. A implementação de florestas sem um conhecimento destes fatores pode tornar-se economicamente inviável.

O grande impulso para a implantação de florestas no Brasil dado pelos incentivos fiscais estabelecidos nas décadas de 60/70 atraiu muitas empresas sem tradição madeireira e sem um objetivo definido de utilização. Isto explica o nível elevado de insucessos: dos 6 milhões de hectares de florestas plantadas mencionados, cerca de 2 milhões de hectares foram "perdidos", inclusive por problemas tecnologicamente evitáveis. Dentre estes últimos, pode-se mencionar a destruição por formigas ou fogo, e a simples má localização, que torna inviável a comercialização dos produtos florestais. Destes 2 milhões de hectares "perdidos", cerca de 500 mil hectares foram "recuperados" devido ao déficit de madeira existente no estado de São Paulo, o qual viabilizou várias plantações. Com este quadro, tem-se hoje aproximadamente de 4,5 milhões de hectares de florestas plantadas, dos quais 3,5 milhões de hectares sendo aproveitados e cerca de 1 milhão de hectares no final do ciclo de aproveitamento, necessitando ser reformados (re-plantados).

Como saldo positivo, no entanto, registre-se que as empresas que têm a madeira como insumo básico (papel/celulose e aço) aprofundaram as pesquisas sobre implantação, manuseio, seleção de espécies e adaptação ao solo. Como consequência, o Brasil detém hoje uma tecnologia avançada de produção de madeira, sendo que em algumas regiões são observados os melhores índices de produtividade do mundo. Os resultados das pesquisas nesta área ainda estão amadurecendo, pois os ciclos de produção são muito longos, porém as expectativas dos especialistas são favoráveis.

O fim dos incentivos fiscais em 1988 tornou necessária a utilização de novos mecanismos tanto para a implantação de novas florestas como para a reforma das existentes. Isto se deve ao fato de que o cultivo de florestas, mesmo sendo uma atividade econômica rentável, é um investimento de longa maturação em termos de empresa privada, uma vez que a comercialização inicia-se apenas seis ou sete anos após o plantio.

Não cabe aqui entrar em detalhes quanto às novas formas institucionais encontradas para estimular o plantio de florestas. Deve-se notar apenas que ele tem sido realizado tanto por consumidores de produtos florestais (indústrias siderúrgicas e de celulose e papel, por exemplo) como por pequenos e médios fazendeiros. Estes últimos têm sido estimulados pelas indústrias em associação com entidades governamentais federais e estaduais, existindo também financiamento por parte de organismos internacionais de fomento para este tipo de atividade. Atualmente os planos incluem a

reforma de 1 milhão de hectares de florestas plantadas existentes, a implantação de 800 mil hectares adicionais, e o manejo sustentado de 200 mil hectares cerrado, sendo que estes últimos constituem um trabalho de pesquisa [4].

### *3.2.2.2 Potencial de Reflorestamento*

Este tópico trata especificamente do potencial de reflorestamento que pode ser destinado à produção de energia elétrica.

Inicialmente, cabe observar que a implantação de florestas energéticas deve ser realizada sempre em locais onde não haja competição com outras atividades agropecuárias e tampouco mata nativa destinada à preservação ambiental. Além disso, cada área destinada à implantação de florestas deve ter características mínimas de clima e solo que permitam a viabilização econômica deste tipo de atividade.

As informações contidas no tópico precedente mostram a existência no Brasil da tecnologia necessária à implantação de florestas para uso energético. É necessário levar em conta, no entanto, a demanda de produtos florestais para outros fins que não a produção de energia elétrica, e compará-la com a oferta que pode ser proporcionada por florestas plantadas. Dados obtidos em [4] indicam que o reflorestamento nunca participou com mais do que 30% do consumo de produtos florestais no Brasil, sendo o restante da demanda atendido por matas nativas. No final da década de 80, o país consumia anualmente 270 milhões de m<sup>3</sup> de madeira, dos quais apenas 65 milhões provinham dos reflorestamentos existentes. Este fato, aliado à percepção cada vez maior da necessidade de preservar as florestas naturais, indica para o futuro a possibilidade de uma necessidade crescente de implementação de florestas simplesmente para atender à demanda de madeira. A realização ou não deste cenário dependerá, naturalmente, da relação entre os preços que os vários setores que utilizam produtos florestais possam oferecer pela madeira, e do custo para cada um deles de substituí-la por outros insumos.

### *3.2.2.3 Potencial de Reflorestamento para Produção de Energia Elétrica por Região*

Em termos das diversas regiões do país, pode-se observar, quanto ao potencial de reflorestamento para produção de energia elétrica, que:

#### *(a) Região Norte*

Grande parte da superfície desta região é atualmente ocupada por florestas nativas. Conforme já foi visto anteriormente, a utilização deste tipo de floresta para a produção de energia elétrica, caso seja justificável, só o será para sistemas isolados de pequeno porte, e mesmo assim somente após estudos cuidadosos em cada área com potencial de utilização. Somente após estes estudos seria possível o conhecimento do potencial de cada área e do seu manejo correto.

Cumprindo observar que não existem, para esta região, levantamentos de potencial de reflorestamento.

**(b) Regiões Sudeste e Sul**

Estas regiões concentram hoje a maior parte das florestas plantadas no país. Além disto, elas possuem grandes áreas nas quais poderia haver reflorestamento: os programas já existentes de implantação de florestas em propriedades rurais, tais como o programa "Fazendeiro Florestal", que dentro de um ano deverá ter completado um programa de cinco anos de implantação de 100 mil hectares de florestas em áreas pouco utilizadas de propriedades rurais no estado de Minas Gerais, demonstram este potencial. Não existe, no entanto, nenhum levantamento sistemático deste potencial.

Além disto, conforme já foi mencionado no tópico anterior, estas regiões possuem uma grande demanda de madeira, cuja maior parte é atendida hoje por lenha proveniente de florestas nativas. O esgotamento da mata nativa, aliado à percepção cada vez maior da necessidade de preservação das reservas naturais remanescentes, indicam a possibilidade de que as florestas que possam ser implantadas nestas regiões nos próximos anos sejam utilizadas apenas para substituir a mata nativa no atendimento à demanda por produtos florestais. Em outras palavras: apesar do grande potencial de reflorestamento existente nas regiões Sudeste e Sul, a implantação em larga escala de florestas destinadas exclusivamente à produção de energia elétrica teria de competir com outros usos para a madeira por elas produzida. Dentre estes usos, destaca-se principalmente a produção de carvão vegetal. A necessidade de grandes quantidades de madeira para a produção de carvão vegetal permanece mesmo quando se leva em conta o grande aumento de eficiência obtido nos últimos trinta anos na sua produção e utilização: passou-se, neste período, de uma utilização de 5 m<sup>3</sup> de madeira para a obtenção de cada m<sup>3</sup> de carvão vegetal para 2 m<sup>3</sup> de madeira por m<sup>3</sup> de carvão vegetal, e de 5 m<sup>3</sup> de carvão vegetal por tonelada de gusa para 3,2 m<sup>3</sup>/t, chegando-se em alguns casos a 2,5 m<sup>3</sup>/t [4]. Entretanto, as necessidades de carvão vegetal são tão grandes em relação à oferta disponível proveniente de florestas plantadas que apenas o prosseguimento desta evolução tecnológica terá dificuldades em suplantá-lo o déficit.

Configura-se, assim, a possibilidade de que os reflorestamentos futuros da Região Sudeste sejam utilizados apenas para suprir a demanda de carvão vegetal. Esta possibilidade poderá tornar-se realidade ou não dependendo de fatores de natureza econômica e tecnológica de difícil previsão. Estes fatores incluem os preços relativos da madeira, do carvão vegetal, da energia elétrica e do coque siderúrgico. Se, por exemplo, as tarifas de energia elétrica permitirem ao Setor pagar pela madeira um preço tal que eleve o custo do carvão vegetal a um ponto que viabilize a utilização de carvão mineral ao invés de carvão vegetal em aciarias, então a implantação de florestas para a produção de energia elétrica poderá tornar-se uma atividade economicamente viável na Região.

No entanto, mesmo que ocorra um cenário em que a implantação de florestas para produção de energia elétrica seja inviável nestas regiões, ainda existirão possibilidades de produção desta forma de energia a partir da madeira. Uma destas possibilidades corresponde a uma mudança da tecnologia utilizada na queima de madeira para produzir carvão vegetal descrita na referência [6]. Trata-se de uma área em que são possíveis grandes ganhos de eficiência, dado que no processo mais usual de produção de carvão vegetal no Brasil mais de 50% do conteúdo energético da madeira é desperdiçado sob a forma de gases quentes (fumaça). A referência é um estudo realizado pela CEMIG sobre a produção de carvão vegetal a partir da carbonização contínua da madeira. Nesta tecnologia, o gás de carbonização e os finos de carvão são utilizados para a produção de energia elétrica. Uma unidade típica seria capaz de produzir cerca de 52 mil toneladas de carvão vegetal por ano e 16 MW de energia elétrica um co-

geração. A CEMIG estima um potencial de 2.409 MW com a utilização deste processo em sua área de atuação. Considerando-se que o estado de Minas Gerais concentra 76% do consumo de carvão vegetal do país, isto indicaria para o país um potencial de 3.170 MW os quais, considerando um fator de capacidade anual de 80%, corresponderiam a 2.536 MW.ano por ano obtidos em co-geração na produção de carvão vegetal.

Além da indústria de carvão vegetal, qualquer outra atividade econômica que utilize a madeira como insumo tem um potencial de produção de energia elétrica a partir do aproveitamento de rejeitos industriais. Do valor de 59 TWh mencionado para a Suécia em 1987 no tópico 3.2.1, mais da metade foi obtido a partir de rejeitos líquidos da indústria de papel e celulose. É difícil avaliar o potencial deste tipo de aproveitamento no Brasil, uma vez que não existem informações detalhadas sobre custos. Além disto, deve-se lembrar que uma boa parte da energia produzida na Suécia e em outros países a partir destes rejeitos é gerada sob a forma de calor, e não como energia elétrica. De qualquer forma, este potencial existe de fato. Sua viabilidade é demonstrada pela existência, no Brasil, de unidades termoeletricas aproveitando estes rejeitos em empresas privadas. A referência [9] informa que o aproveitamento de resíduos de madeira na indústria de papel e celulose é prática comum, e menciona uma indústria em Minas Gerais com 40 MW instalados produzindo energia elétrica através da queima de resíduos florestais, cascas de madeira e licor negro, e com planos para modificar o processo de geração de forma a elevar a capacidade instalada para 70 MW.

(c) Região Centro-Oeste

Não existe nenhum estudo sobre o potencial de produção de eletricidade a partir de florestas implantadas na região Centro-Oeste. No entanto, em [4], foi colocado que a madeira produzida atualmente nos reflorestamentos da região é utilizada para cobrir o déficit existente no estado de São Paulo. Este fato indica que nos próximos anos o potencial de reflorestamento deverá ser utilizado da mesma forma que nas regiões Sudeste e Sul.

(d) Região Nordeste

No caso da Região Nordeste, a CHESF realizou um levantamento sistemático do potencial de geração de eletricidade a partir de florestas implantadas para esta finalidade. Este levantamento considerou a implantação de florestas apenas em terras inapropriadas a culturas alimentícias, e levou em conta resultados florestais e condições de solo, climas e espécies florestais adaptáveis à Região. Este levantamento utilizou, entre outros, dados do IBDF e da EMBRAPA, e resultou nos seguintes valores [3]:

- Área total da região:	1.542.945	km <sup>2</sup>
- Área recomendada para uso florestal:	504.574	km <sup>2</sup>
- Potencial anual utilizando até 5% da área de cada estado:	19.673	MW.ano
- Potencial anual utilizando todas as áreas passíveis de utilização (32,7% da área total da Região)	61.113	MW.ano

### 3.2.2.4 Conclusões

Os valores obtidos indicam a existência de um grande potencial de obtenção de energia elétrica a partir de reflorestamento no Brasil. Levando-se em conta apenas um melhor aproveitamento do conteúdo energético da madeira na produção de carvão vegetal e a possibilidade de implantação de florestas energéticas em no máximo 5% da área de cada estado da Região Nordeste, para os quais existem levantamentos específicos, obtém-se 22.209 MW.ano. O potencial é certamente bem maior que este, uma vez que não existem levantamentos relativos ao aproveitamento de rejeitos de indústrias tais como papel e celulose e serrarias, e não foi levada em conta a possibilidade de implantação de florestas energéticas em outras regiões do país.

A principal questão, no entanto, refere-se à competitividade deste potencial. Conforme será visto na discussão subsequente, não existe no Brasil nenhuma instalação em escala comercial para a produção de energia elétrica a partir de florestas implantadas para este fim por qualquer dos processos descritos no capítulo 4. Da mesma forma, não há nenhuma instalação em larga escala de produção de carvão vegetal por carbonização contínua. A ausência de instalações em escala comercial leva à necessidade de confirmar os valores de parâmetros tais como rendimentos, custos de investimento e de manutenção, que são essenciais para a avaliação da competitividade destas formas de geração e para os quais se dispõe no momento apenas de estimativas. Da mesma forma, a produtividade de projetos de reflorestamento varia muito de acordo com a região e espécie utilizada - apenas em Minas Gerais existem dez regiões bioclimáticas - e, além disso, existem estimativas diferentes quanto à evolução desta produtividade no futuro. Estas últimas, especialmente, dificultam a estimação do custo do combustível. Salientamos contudo, que encontra-se em andamento o Projeto, WBP (Brazilian Wood Project) que objetiva avaliar a viabilidade técnico/comercial da utilização da madeira como combustível primário, para geração de eletricidade.

Assim sendo, pode-se concluir pela existência de um grande potencial físico, avaliado de forma sistemática apenas para a Região Nordeste, não existindo dados, no momento, para a medição do potencial competitivo com outras formas de geração de energia elétrica.

### 3.2.3 Produtividade

Conforme mencionado nos itens precedentes, a produtividade de uma floresta depende de inúmeros fatores, tais como solo, clima, espécie plantada, tipo de adubação, espaçamento entre as árvores, e vários outros. Esta produtividade, medida em  $stm^3/ha.ano$  ou em  $m^3/ha.ano$ , tem aumentado significativamente nos últimos anos, devido às pesquisas que têm sido realizadas para a escolha da espécie e tipo de manejo convenientes para cada área. A Tabela 3.2, a seguir, baseado em dados apresentados em [4], dá a idéia desta evolução para uma floresta plantada no oeste da Bahia.

**TABELA 3.2**  
**EVOLUÇÃO DA PRODUTIVIDADE FLORESTAL**

ANO	PRODUTIVIDADE (stm <sup>3</sup> /ha.ano)
Inicial	8
1983	27
1987	30
1990	35

Os dois fatores indicados - variabilidade conforme as condições de clima e solo e perspectivas de evolução futura com a continuidade dos investimentos em pesquisa - tornam extremamente difícil avaliar a produtividade futura de florestas plantadas em um horizonte de médio prazo. A Tabela 3.3, a seguir, contém alguns valores que dão uma noção desta dificuldade.

**TABELA 3.3**  
**ESTIMATIVA DE PRODUTIVIDADE DE FLORESTAS PLANTADAS**

LOCAL	NATUREZA DO DADO (1)	PRODUÇÃO (M <sup>3</sup> /HA.ANO) (2)	FONTE
MG	P	32,3	[2]
BA	P	33,3	[2]
CE(seco)	P	14,7	[2]
NE	X	23	[4]
NE úmido	E	44	[5]
NE sub-úmido/úmido	E	33	[5]
NE sub-úmido/seco	E	28	[5]
NE semi árido	E	15	[5]
NE árido	E	6	[5]
MG	P	16,6	[6]
MG	X	33,2	[6]

(1) P = floresta existente, em produção

X = plantação experimental

E = estimativa para médio prazo

(2) m<sup>3</sup> sólido - os dados originais em stm<sup>3</sup> foram convertidos à razão de 1,52 stm<sup>3</sup> = 1 m<sup>3</sup> sólido

Dada a variabilidade dos valores acima em função de fatores como clima, solo, tecnologia e espécies consideradas, serão analisados quatro índices de produtividade: 6m<sup>3</sup>s/ha.ano, 15 m<sup>3</sup>s/ha.ano, 25 m<sup>3</sup>s/ha.ano, e 35 m<sup>3</sup>s/ha.ano, este último correspondendo a uma perspectiva para a produção em larga escala no futuro.

A questão da produtividade não se esgota, porém, na produção medida em m<sup>3</sup>s/ha.ano: é necessário obter a produtividade em unidades de energia/ha.ano. Isto pode ser realizado através da aplicação sucessiva de dois fatores: a densidade, medida em t/m<sup>3</sup>s; e o poder calorífico, medido em kcal/kg ou em GJ/t. No entanto, estes dois fatores também estão sujeitos a variações com a espécie de madeira,

seu teor de umidade, e outros fatores. Estas questões, estão ligadas, uma vez que tanto a densidade como o poder calorífico dependem do teor de umidade da madeira, sendo esta relação dada pela fórmula estabelecida no tópico 2.6. Utilizando esta fórmula, e admitindo que a madeira seca tenha um densidade entre 0,45 e 0,51 t/m<sup>3</sup>, a análise elementar da madeira descrita no item 2.2, e que o PCS varie entre 4.500 e 5.000 kcal/kg t 13, obtêm-se os seguintes valores de poder calorífico (em Mj/m<sup>3</sup> a)<sup>M</sup>.

**TABELA 3.4**  
**ESTIMATIVAS DE PODER CALORÍFICO**

Densidade (madeira seca) (t/m <sup>3</sup> s)	PCS (1) (kcal/kg)	Teor de Umidade (%)	PCI (2) (kcal/kg)	(MJ/m <sup>3</sup> s)
0,45	4.500	25	3.000	7.377
0,45	4.500	30	2.762	7.110
0,45	4.500	33	2.619	6.923
0,45	4.700	25	3.150	7.747
0,45	4.700	30	2.902	7.471
0,45	4.700	33	2.753	7.277
0,45	5.000	25	3.375	8.300
0,45	5.000	30	3.112	8.012
0,45	5.000	33	2.954	7.809
0,50	4.500	25	3.000	7.848
0,50	4.500	30	2.762	7.515
0,50	4.500	33	2.619	7.290
0,50	4.700	25	3.150	8.241
0,50	4.700	30	2.902	7.896
0,50	4.700	33	2.753	7.663
0,50	5.000	25	3.375	8.830
0,50	5.000	30	3.112	8.467
0,50	5.000	33	2.954	8.223

(1) PCS: Poder calorífico superior  
(2) PCI: Poder calorífico inferior

Dados os valores da Tabela 3.5 a seguir, serão utilizados, no restante deste trabalho, as hipóteses a seguir:

**TABELA 3.5**  
**VALORES DE PODER CALORÍFICO CONSIDERADO**

TEOR DE UMIDADE (%)	PODER CALORÍFICO INFERIOR (GJ/m <sup>3</sup> s)		
	Baixo	Médio	Alto
25	7,5	8,2	8,8
30 ou 33	7,0	7,5	8,2

### 3.3 CUSTOS FLORESTAIS

Ao tratar-se do custo da biomassa florestal para a produção de energia elétrica em florestas plantadas, a primeira questão deve ser sobre a consideração de custo de produção ou de preço de mercado para a madeira. Partindo-se dos princípios de que a madeira é um produto com várias possibilidades de utilização, de que existe a possibilidade de absorção de toda a produção em determinadas regiões do país nos próximos anos, e de que ela pode ser um produto exportável, seria razoável considerar-se o seu preço de mercado em qualquer avaliação econômica. No entanto, existem dois fatores que indicam que o custo de produção deve ser considerado nos casos estudados:

- O fato de que o transporte da madeira por terra é relativamente caro, indicando que a produção em regiões distantes de portos e para as quais outros tipos de consumo estejam atendidos teria como único mercado a produção de energia elétrica;
- A utilização em autoprodução e/ou co-geração da forma especificada no item 3.2.2.3(b), já que nestes casos ou são utilizados rejeitos de um processo industrial (custo de recuperação dos rejeitos) ou então é realizada uma modificação tecnológica no processo de obtenção de carvão vegetal, sendo que o preço da madeira deve ser rateado entre o carvão vegetal e a energia elétrica produzidos.

As avaliações de custos a seguir correspondem a todo o processo de produção da madeira, significando portanto um custo que deve ser atribuído ao produto quando utilizado exclusivamente para a produção de energia elétrica.

Para calcular-se o custo da biomassa florestal, deve-se levar em conta os seguintes fatores:

- Implantação: aquisição de terra; infra-estrutura; preparo do solo; adubação; plantio; viveiro; administração; mão-de-obra.
- Manutenção: conservação de aceiros; roçada mista; combate às pragas e à formiga; desbrota; administração; mão-de-obra.
- Exploração: mão-de-obra; hora de máquina; transporte; administração.

Existem estimativas para estes custos. A Tabela 3.6 a seguir, resume algumas destas estimativas.

**TABELA 3.6**  
**CUSTO DA MADEIRA (US\$/M<sup>3</sup>S)**

REFERÊNCIA	CUSTO (L2)	OBSERVAÇÕES (US\$/m <sup>3</sup> s)
[1]	9,41	- Ciclo de 18 anos com cortes no 6º, 12º e 18º anos - Produtividade de 23 m <sup>3</sup> /ha.ano no 1º corte, 20,7 no 2º corte e 16,56 no 3º corte - Base de cálculo: janeiro de 1990
[5]	23,1 a 35,1	- Produtividade média = 10 m <sup>3</sup> /ha.ano - Variação devida a preço da terra e custo de implantação florestal - Dados originais em US\$/t com densidade = 0,71 t/m <sup>3</sup> - Base de cálculo: junho de 1988
[5]	15,6 a 21,6	- Produtividade média = 20 m <sup>3</sup> /ha.ano - Variação devida a preço da terra e custo de implantação florestal - Dados originais em US\$/t com densidade = 0,71 t/m <sup>3</sup> - Base de cálculo: junho de 1988
[5]	13,1 a 17,1	- Produtividade média = 30 m <sup>3</sup> /ha.ano - Variação devida a preço da terra e custo de implantação florestal - Dados originais em US\$/t com densidade = 0,71 t/m <sup>3</sup> - Base de cálculo: junho de 1988
[5]	11,8 a 14,8	- Produtividade média = 40 m <sup>3</sup> /ha.ano - Variação devida a preço da terra e custo de implantação florestal - Dados originais em US\$/t com densidade = 0,71 t/m <sup>3</sup> - Base de cálculo: junho de 1988
[6]	29,4	- Produtividade de 30 stm <sup>3</sup> /ha.ano no 1º corte, 24 no 2º corte e 21,6 no 3º corte (6º, 12º e 18º anos) - Dados originais em stm <sup>3</sup> , convertidos à razão de 1,52 stm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> s - Transporte = 100 km - Base de cálculo: setembro de 1989
[6]	26,8	- Produtividade de 40 stm <sup>3</sup> /ha.ano no 1º corte, 32 no 2º e 28,8 no 3º corte (6º, 12º e 18º anos) - Dados originais em stm <sup>3</sup> , convertidos à razão de 1,52 stm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> s - Transporte = 100 km - Base de cálculo: setembro de 1989
[6]	24,3	- Produtividade de 60 stm <sup>3</sup> /ha.ano no 1º corte, 48 no 2º corte e 43,2 no 3º corte (6º, 12º e 18º anos) - Dados originais em stm <sup>3</sup> , convertidos à razão de 1,52 stm <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> s - Transporte = 100 km - Base de cálculo: setembro de 1989

Observações Gerais: 1 - Taxa de desconto de 10% ao ano  
2 - Valores convertidos a dezembro de 1991 utilizando IGP e taxa de câmbio

As diferenças entre os valores encontrados nas referências [5] e [6] explicam-se em grande parte pelos custos estimados para o transporte: na referência [5], é mencionado um custo de transporte até 85 km de 3,06 US\$/m<sup>3</sup>s; enquanto a referência [6] utiliza 10,28 US\$/stm<sup>3</sup> para transporte de 100 km.

A consideração de todas estas estimativas leva à constatação da necessidade de um maior conhecimento dos custos de produção florestal. Em termos desta monografia, serão considerados três custos: US\$ 13/m<sup>3</sup>s, US\$ 19/m<sup>3</sup>s e US\$ 25/m<sup>3</sup>s. Estes custos, combinados com as hipóteses de energia por m<sup>3</sup>s mencionadas no item 3.2.3, levam a seguinte Tabela:

**TABELA 3.7**  
**CUSTO DA ENERGIA (US\$/GJ)**

ENERGIA (GJ/m <sup>3</sup> s)	CUSTO (US\$/m <sup>3</sup> s)		
	13	19	25
7,0	1,9	2,7	3,6
7,5	1,7	2,5	3,3
8,2	1,6	2,3	3,0
8,8	1,5	2,2	2,8

Dados os valores acima, serão consideradas, no restante deste monografia, três hipóteses: 1,5 US\$/GJ; 2,5 US\$/GJ e 3,5 US\$/GJ.

Para efeito de comparação, os custos do carvão considerados em [8] correspondem a uma faixa de 0,8 US\$/GJ a 1,8 US\$/GJ.

## 4. TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO

### 4.1 INTRODUÇÃO

A(s) tecnologia(s) selecionada(s) para produzir energia elétrica a partir da biomassa florestal deverá(ão) ter as seguintes características:

- alta eficiência;
- baixo custo de investimento;
- alta confiabilidade;
- flexibilidade de modularização.

É importante frisar que, embora seja difícil prever com antecedência os modelos exatos que virão a ser utilizados, as informações disponíveis permitem conceber os modelos básicos de geração, seu tamanho e forma de organização.

No momento, pode-se antever basicamente a utilização de três tipos de modelos, cada um correspondendo a uma tecnologia distinta:

- (a) Um modelo apropriado para florestas plantadas especificamente para a produção de energia elétrica, a qual seria o principal produto.

Neste caso, o modelo, previsto em [1], baseia-se em módulos de geração (Floresta + Usina) com potência variando entre 50 MW e 100 MW, compostos por unidades de 15 a 25 MW. Estes módulos devem ser, em princípio, circulares, e ter a usina localizada próximo ao seu centro, de forma a minimizar as distâncias de transporte.

A seguir seriam congregados numa mesma região vários módulos de geração formando Pólos de Geração Regionais. A Figura 2 a seguir, mostra a seqüência descrita.

- (b) Um modelo apropriado para a geração de eletricidade a partir da produção de carvão vegetal por carbonização contínua (co-geração).

A proposta existente, no caso, é composta por módulos correspondentes a 52.000 t/ano de carvão vegetal e 16 MW de potência [7].

- (c) Um modelo apropriado para geração a partir de rejeitos de industriais como papel e celulose (co-geração).

Este tipo de usina já existe no Brasil e em outros países. Sua dimensão está ligada, naturalmente, à quantidade e tipo de rejeitos da indústria correspondente. Neste modelo, a usina é localizada junto à indústria. A referência [9] menciona uma usina de 40 MW em operação com expansão planejada para 70 MW.

Com relação à usina propriamente dita, a necessidade de competitividade com as demais alternativas existentes praticamente define a escolha do tipo de unidade a ser usada. Com o resultado da análise das características inerentes às possíveis tecnologia de geração, a alternativa que melhor se adequa aos critérios desejados varia conforme o tipo de geração. No caso de florestas plantadas, as referências [1], [2], [3] e [5] indicam que a melhor alternativa seria a gaseificação da madeira para queima em turbinas a gás ciclo simples (onde houver escassez de água), ciclo combinado ou ainda ciclo combinado com injeção de vapor (STIG).

## 4.2 PRODUÇÃO A PARTIR DE FLORESTAS ENERGÉTICAS

### 4.2.1 Dimensão Física dos Módulos

O modelo descrito na introdução deste capítulo para a geração a partir de florestas plantadas menciona módulos (Usina + Floresta) com uma potência instalada entre 50 MW e 100 MW. Uma questão importante refere-se à área que seria ocupada por cada um destes módulos. Esta questão afeta tanto os custos de operação (transporte da madeira até a usina) como os de investimento (módulos muito grandes poderiam tornar necessários investimentos significativos em transmissão, uma vez que presumivelmente estariam distantes dos centros consumidores).

O tamanho de um módulo depende da área plantada correspondente. Esta, por sua vez, depende da potência da usina, de seu fator de carga esperado, da produtividade da floresta (medida em GJ/ha.a) e do rendimento do processo de conversão. As Tabelas 4.1 e 4.2, a seguir, mostram os tamanhos de módulos correspondentes a usinas de 50 MW e de 100 MW. Para o cálculo dos valores destas tabelas, considerou-se um fator de capacidade constante igual 0,8 e um rendimento global do processo de 0,4. Estes últimos valores são discutidos nos tópicos subseqüentes. Para a produtividade da floresta, foram consideradas as hipóteses extremas de conteúdo energético descritas no item 3.2.3: 7,0 GJ/m<sup>3</sup>s e 8,8 GJ/m<sup>3</sup>s. Estas hipóteses são cruzadas com cada uma das quatro possibilidades de produtividade mencionadas no mesmo item: 6 m<sup>3</sup>/ha.ano; 15 m<sup>3</sup>/ha.ano; 25 m<sup>3</sup>/ha.ano e 35 m<sup>3</sup>/ha.ano.

TABELA 4.1  
ÁREA PLANTADA POR MÓDULO DE 50 MW

Produtividade (m <sup>3</sup> /ha.a)	Conteúdo Energético (PCI em GJ/m <sup>3</sup> s)	Área Plantada (10 <sup>3</sup> ha)(km)	Raio (1) (km)	Raio (2)
6	7,0	75	15	22
	8,8	60	14	19
15	7,0	30	10	14
	8,8	24	8,7	12
25	7,0	18	7,6	11
	8,8	14	6,7	9,6
35	7,0	13	6,4	9,1
	8,8	10	5,7	8,1

- [1] Considerando ocupação de 100% da área por florestas plantadas  
[2] Considerando ocupação de 50% da área por florestas plantadas

**TABELA 4.2**  
**ÁREA PLANTADA POR MÓDULO DE 100 MW**

Produtividade (m <sup>3</sup> s/ha.a)	Conteúdo Energético (PCI em GJ/m <sup>3</sup> s)	Área Plantada (10 <sup>3</sup> ha)	Raio (1) (km)	Raio (2) (km)
6	7,0	150	22	31
	8,8	119	19	28
15	7,0	60	14	20
	8,8	48	12	17
25	7,0	36	11	15
	8,8	29	9,6	14
35	7,0	26	9,1	13
	8,8	20	8,1	11

[1] Considerando ocupação de 100% da área por florestas plantadas.

[2] Considerando ocupação de 50% da área por florestas plantadas.

A primeira observação em relação aos quadros é a de que não é realista considerar a ocupação de 100% dos módulos por florestas plantadas. A ocupação de 100% provavelmente corresponderia sempre a grandes propriedades (o menor módulo mede 10.000 ha), e não considera a área ocupada pela usina, as águas internas, áreas de preservação ambiental e possível agricultura de subsistência. Além disso, ela corresponderia à hipótese de que toda a área de cada módulo não só se prestaria à exploração florestal, como também não teria utilização preferencial para atividades agropecuárias ou outras. Assim sendo, foi suposta a ocupação de apenas 50% da área de cada módulo por florestas plantadas. Trata-se de uma hipótese bastante forte, utilizada para balizamento. A este respeito, a referência [6] menciona um acréscimo de 20% na área plantada para serviços e reserva florestal.

Mesmo considerando a utilização de 50% da área de cada módulo para florestas energéticas, estes têm dimensões coerentes com distâncias menores do que as consideradas para transporte da madeira no cálculo dos custos (70 km em média na referência [1]). Além disso, eles não devem levar, em princípio, a grandes investimentos em transmissão, desde que não estejam muito distantes dos centros de carga.

#### 4.2.2 Gaseificador

As alternativas que estão em estudo no Brasil para produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal utilizando florestas plantadas especialmente para este fim consideram primeiramente a gaseificação da madeira. Isto é justificado pelo fato de que a gaseificação permite, em princípio, um melhor aproveitamento do conteúdo energético da madeira, necessário para a economicidade do empreendimento.

Para aplicação com biomassa, os gaseificadores poderão ser ou de leito fixo ou leito fluidizado. Existem hoje gaseificadores de ambos os tipos operando comercialmente com carvão e com outros combustíveis. No entanto, até o momento a gaseificação da madeira nas quantidades necessárias não foi completamente testada. Os gaseificadores de leito fixo tendem a ser simples e eficientes, enquanto que os de leito fluidizado possuem, em geral, maior flexibilidade quanto às características do combustível em termos de tamanho, densidade e uniformidade, e um custo unitário de investimento no gaseificador inferior para uma capacidade de turbina a gás acima de 15 MW. Seu maior problema em relação aos gaseificadores de leito fixo é a maior quantidade de partículas no gás obtido.

De uma forma geral, espera-se que a gaseificação da madeira seja mais simples e barata do que a do carvão mineral, já que há menos restrições quanto à qualidade do gás, necessidade de temperaturas menores, existem menos cinzas e não há necessidade de remoção de enxofre. Existe ainda a necessidade de demonstrar adequadamente a limpeza de particulados e de produtos alcalinos na gaseificação da madeira. Neste caso, o desenvolvimento de gaseificadores de biomassa florestal deverá aproveitar-se dos resultados já obtidos e das pesquisas que têm sido realizadas na área de gaseificação de carvão mineral. Outros problemas ainda não completamente resolvidos são a alimentação contínua do gaseificador de forma a minimizar perdas e a necessidade de modificações nas turbinas e nos sistemas de controle para permitir a queima do gás proveniente da gaseificação da madeira. Dado que se trata de uma área onde existe pesquisa ativa, com várias plantas em estágio de operação piloto, espera-se que a médio prazo existam no mercado gaseificadores comerciais de grande porte para biomassa florestal.

Como se trata de uma tecnologia ainda não disponível em escala comercial, é necessário estimar o rendimento associado. A referência [5] menciona uma faixa de 80% a 98% para a eficiência. Ambos valores serão considerados no restante deste trabalho. Para o caso do ciclo simples, cuja utilização é prevista apenas em condições de escassez de água, será considerado apenas o valor de 80%.

### 4.2.3 Geração de Energia

#### 4.2.3.1 Ciclo Simples (Ciclo aberto)

Este ciclo está ilustrado pela Figura 3. Ele consiste basicamente um conjunto turbo-gerador acionado a gás. O combustível é queimado na presença do ar pressurizado pelo compressor da turbina, originando uma massa de gás quente que se expande na turbina produzindo trabalho. Os gases de exaustão são descarregados na atmosfera.

A eficiência térmica do ciclo simples utilizando turbina a gás depende da sofisticação do desenho da máquina, da pressão utilizada e da temperatura de queima do combustível. Para este trabalho, serão considerados os valores de 27% e 30%, que são os mencionados na referência [5] para condições ISO multiplicados por 0,9.

Esta faixa de valores, associada a um rendimento de 80% no gaseificador, resulta nos valores da Tabela 4.3, a seguir:

**TABELA 4.3**  
**RENDIMENTO GASEIFICAÇÃO/CICLO SIMPLES**

Rendimento Líquido do Ciclo	0,27	0,30
Rendimento Gaseificador	0,8	0,22
	0,22	0,24

Serão considerados, para o ciclo simples, os valores de 0,22 e de 0,24 para o rendimento global.

#### 4.2.3.2 Ciclo Combinado

Este ciclo está ilustrado na Figura 4. Ele consiste na utilização conjunta de uma turbina a gás e de uma turbina a vapor. Uma usina termoeétrica que opere em ciclo combinado consiste basicamente em um conjunto turbo-gerador a gás (com cerca de 2/3 da potência total da planta) interligado com uma turbina a vapor (com cerca de 1/3 da potência total) acionada pelo calor residual disponível nos gases de exaustão da turbina.

A dissimilaridade existente entre os dois ciclos sugere a necessidade da comparação de algumas características associadas a cada um deles. Uma usina termoeétrica equipada com turbina a gás (ciclo Brayton), quando comparada com uma usina termoeétrica, de mesma potência instalada, equipada com turbina a vapor (ciclo Rankine) apresenta as seguintes vantagens: consumo de água praticamente igual a zero; partida rápida; menor equipe de operação; menor período requerido para instalação. Em contrapartida, o ciclo combinado apresenta as seguintes vantagens: eficiência maior do que os ciclos Rankine e Brayton; partida rápida de 2/3 da potência instalada; consumo de água igual a 1/3 do consumo de um ciclo Rankine em usinas de mesma potência; possibilidade de construção de parte da usina termoeétrica (2/3 de potência total) em uma primeira fase e uma posterior complementação (ciclo Rankine).

Em termos de eficiência, a referência [5] menciona uma faixa de 40% a 45% em condições ISO. Estes valores, multiplicados por 0,9 para reproduzir as condições esperadas de operação, levam a uma faixa de 36% a 41%. Estes valores são coerentes com a referência [8], onde é considerado um rendimento líquido de 41%. A combinação desta faixa com os valores para eficiência do gaseificador especificados no tópico 4.2.2 resultam na Tabela 4.4, a seguir:

**TABELA 4.4**  
**RENDIMENTO GASEIFICADOR/CICLO COMBINADO OU STIG**

Rendimento Líquido do Ciclo	0,36	0,41
Rendimento do Gaseificador		
0,8	0,29	0,32
0,98	0,35	0,40

Dados os valores da Tabela, serão considerados, para o ciclo gaseificação/ciclo combinado, os rendimentos globais de 0,30; 0,35 e 0,40.

#### *4.2.3.3 Gaseificação Associada à Injeção de Vapor (ciclo STIG)*

O desenvolvimento mais significativo obtido recentemente relativo a usinas estacionárias com turbinas a gás aeroderivativas foi a introdução, no início da década de 80, do ciclo STIG (Steam Injected Gas Turbine), uma variante de turbina a gás de ciclo simples na qual o vapor de alta pressão proveniente da caldeira de recuperação é injetado no combustor, sendo aí aquecido até a temperatura de entrada da turbina, onde então é expandido.

A injeção de pequenas quantidades de vapor ou água em turbinas a gás para o controle da emissão de  $\text{NO}_x$  é prática corrente estabelecida. Recentemente, a injeção de grandes quantidades começou a atrair sério interesse comercial com a finalidade de aumentar a potência da unidade e a eficiência da máquina em aplicações estacionárias. O único trabalho extra requerido com a injeção de vapor quando comparado com uma turbina a gás de ciclo simples, é aquele necessário para bombear a água de alimentação para a pressão da caldeira, que é desprezível comparado com o trabalho requerido para comprimir o fluxo de ar principal (cerca de 60% da potência produzida pela turbina). Este processo, aliado ao fato de que o calor específico do vapor é o dobro daquele do ar, contribui para um incremento na eficiência do ciclo e na potência de saída.

O ciclo está ilustrado pela Figura 4.4.

Em relação à eficiência, a referência [5] menciona a mesma faixa de 40% a 45% empregada para o ciclo combinado. Esta faixa também é coerente com os valores da referência [8], e resulta na mesma Tabela 4.4 para a eficiência global do ciclo gaseificação/STIG. Assim sendo, serão considerados, para a eficiência global, os valores 0,30; 0,35 e 0,40.

### **4.3 PRODUÇÃO POR CARBONIZAÇÃO CONTÍNUA**

O tópico 3.2.2.3 (b) deste trabalho menciona que a tecnologia usualmente empregada no Brasil para a produção de carvão vegetal aproveita apenas cerca de 50% do poder calorífico da madeira. O

presente tópico trata de um processo de produção de carvão vegetal, cuja viabilidade tem sido estudada pela CEMIG (referência [6]). Trata-se de uma tecnologia de carbonização contínua, que permite o aproveitamento de parte do poder calorífico desperdiçado sob a forma de carvão vegetal.

O processo consiste nas seguintes etapas:

#### *. PRÉ-TRATAMENTO DA MADEIRA*

Antes da carbonização, a madeira deve ser cortada em pedaços de 50 a 70mm, devendo-se ter o cuidado para que suas fibras não sejam destruídas. Um picador comum tende a cortar e destruir as fibras da madeira, tornando-a pouco resistente à abrasão do forno.

A umidade deve ser inferior a 25%, o que significa um período de secagem ao ar, no Brasil, de 3 a 4 meses. Após o corte, os toretes podem ser mantidos alguns dias ao ar, para posterior secagem. Os gases de combustão, provenientes da caldeira, podem ser usados na secagem.

#### *. TRANSPORTE DA MADEIRA*

Após picada, a madeira é levada, por transportadores, até uma peneira onde os finos são separados. Os finos podem ser queimados na fomalha onde os gases de carbonização são queimados. A matéria-prima, após separada dos finos, é levada até os silos de estocagem onde pode ser pré-secada, se necessário.

#### *. FORNO DE CARBONIZAÇÃO*

A madeira seca é carbonizada em um forno rotativo, em fluxo contra-corrente com relação aos gases de carbonização. A temperatura de carbonização é função das características desejadas para o carvão, podendo variar entre 500 e 900°C. Uma temperatura de carbonização mais alta produz carvão com teor mais alto de carbono fixo.

O calor necessário para a carbonização é obtido, em parte, mediante a queima dos voláteis da madeira, com excesso de ar. O calor adicional é fornecido por queimadores auxiliares, onde podem ser queimados óleo combustível e finos de carvão.

O perfil de temperatura é regulado pelos queimadores auxiliares e sopradores de ar. Além da temperatura de carbonização, o perfil de temperatura é, também, um fator importante para o controle de qualidade do carvão. Para que se consiga uma carbonização adequada, o perfil de temperatura deve-se manter estável durante todo o processo.

#### *. GERAÇÃO DE VAPOR*

Os gases de carbonização, contendo alcatrão e partículas sólidas, são queimados em uma fomalha juntamente com finos de madeira e de carvão. Para manter a combustão, uma chama piloto de óleo combustível é usada.

Os gases de combustão, com temperatura de 1.200 a 1.400°C, fluem para uma caldeira onde é gerado vapor a alta pressão. Esses gases, ao sair da caldeira, com temperatura de 150 a 200°C, ainda possuem energia térmica que pode ser usada para secar a madeira de estocagem. Antes de serem lançados pela chaminé eles passam por um filtro eletrostático para remoção de partículas.

**RESFRIAMENTO E TRANSPORTE DO CARVÃO**

Do forno de carbonização, o carvão é levado para um forno de resfriamento através da injeção de certa quantidade de água. Após o resfriamento, é classificado em peneiras e estocado.

Os finos podem ser briquetados ou usados como combustível nas metalúrgicas ou cimenteiras, se a quantidade produzida for alta. Sendo baixa, podem ser queimados na caldeira.

O processo aqui descrito é utilizado comercialmente na Finlândia desde 1978, tendo como matéria-prima turfa para a produção de coque, energia elétrica e energia térmica. Em princípio, ele pode ser adequado à carbonização da madeira de eucalipto. Neste caso, alguns problemas técnicos ainda necessitam ser solucionados, como a picagem do eucalipto sem a destruição de suas fibras. Nesse sentido, têm sido realizados testes de laboratório junto a uma empresa de Portugal, utilizando um picador de origem sueca. Posteriormente serão realizados testes de carbonização em uma planta piloto na Finlândia.

A Figura 4.5 contém uma estimativa dos rendimentos esperados no processo.

**FIGURA 4.1  
MODELO DE PRODUÇÃO A PARTIR DE  
FLORESTAS ENERGÉTICAS**

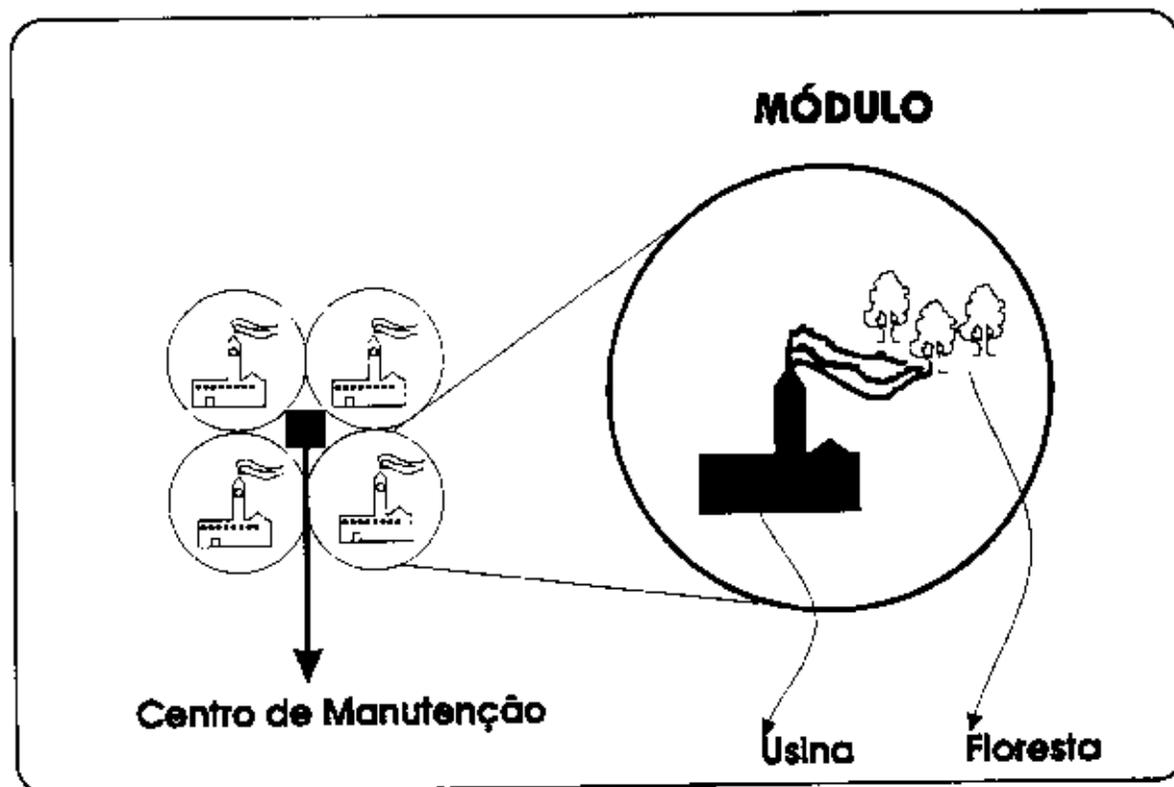
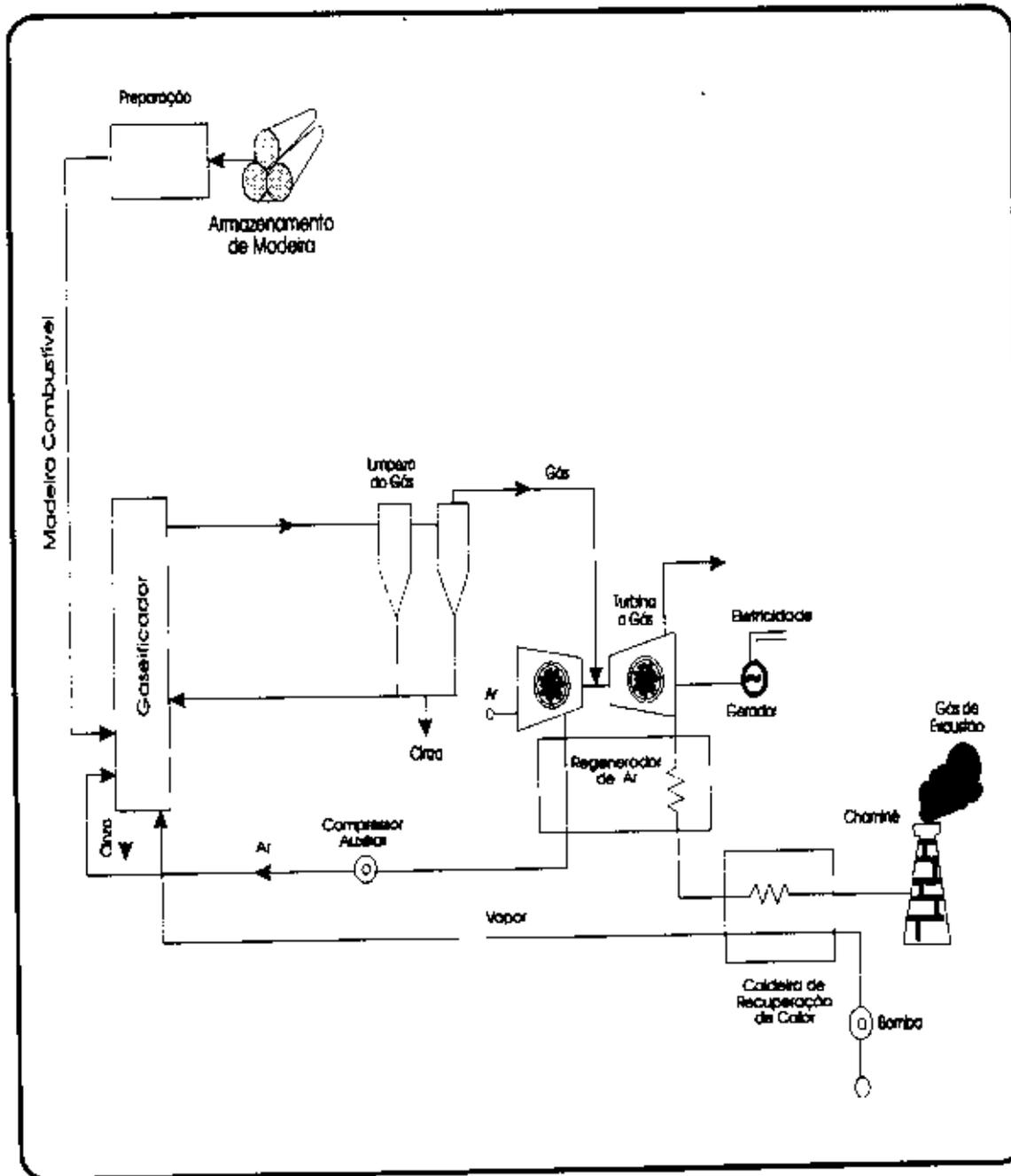
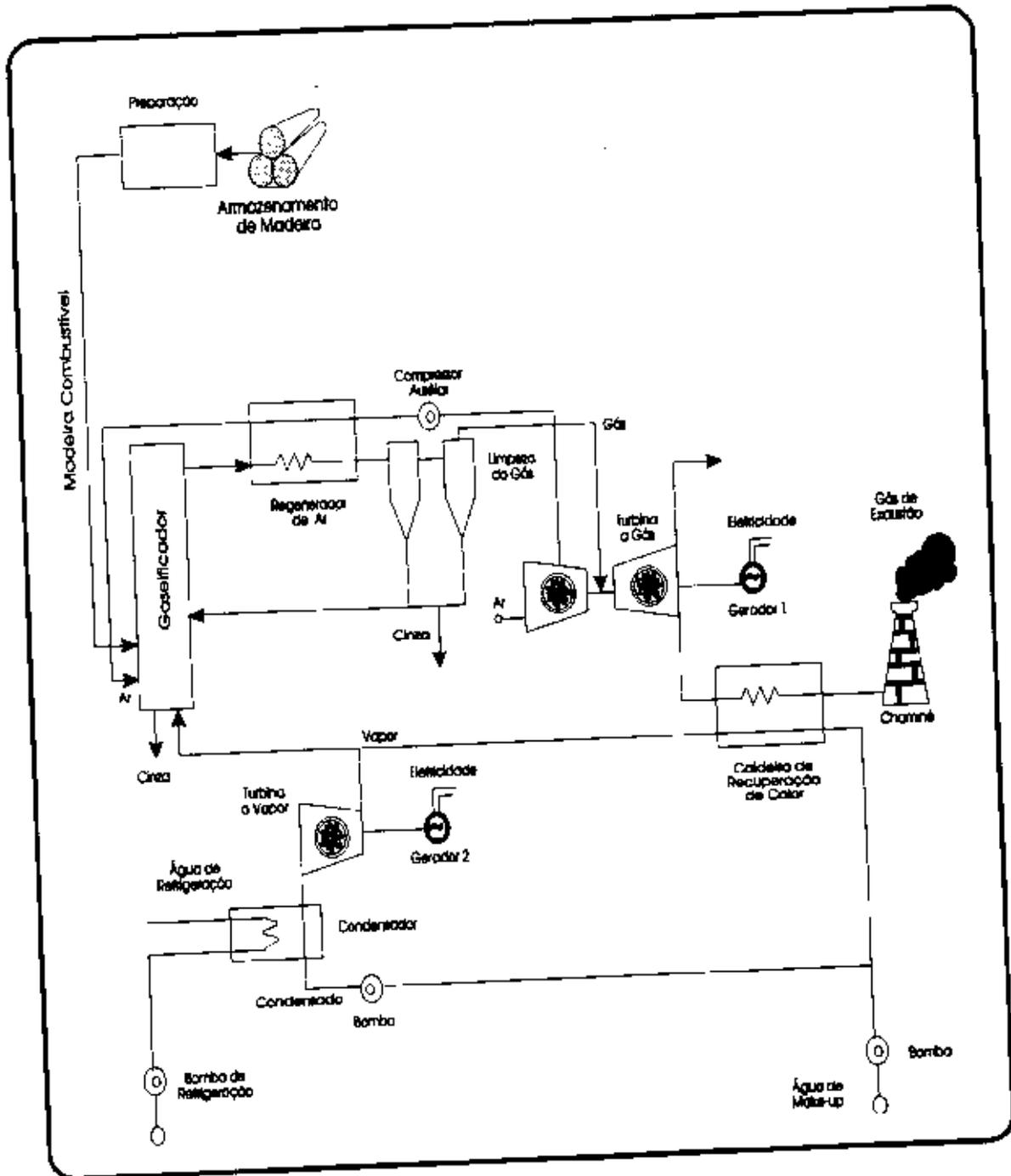


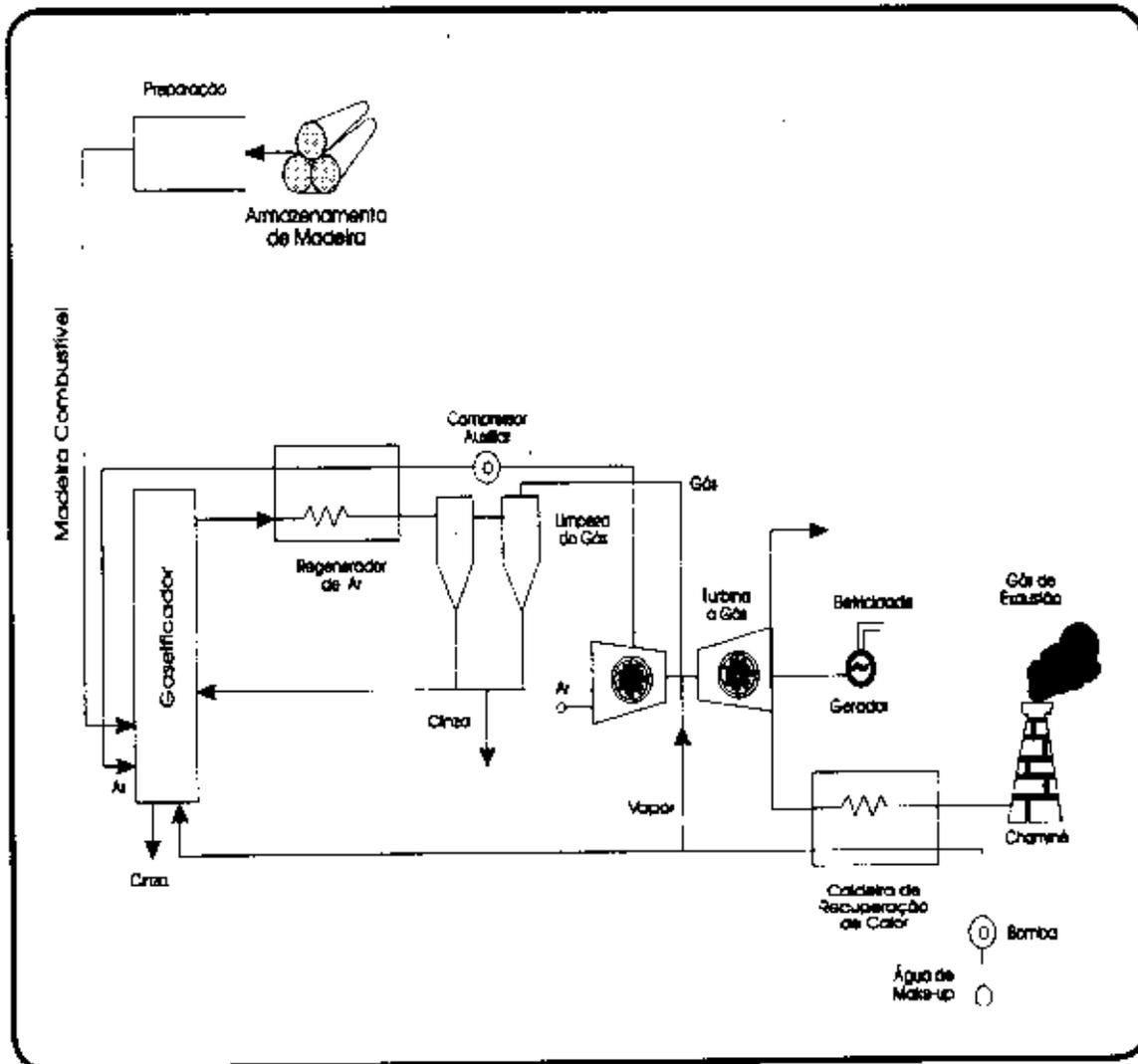
FIGURA 4.2  
 GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA FLORESTAL:  
 TURBINA À GÁS/CICLO ABERTO



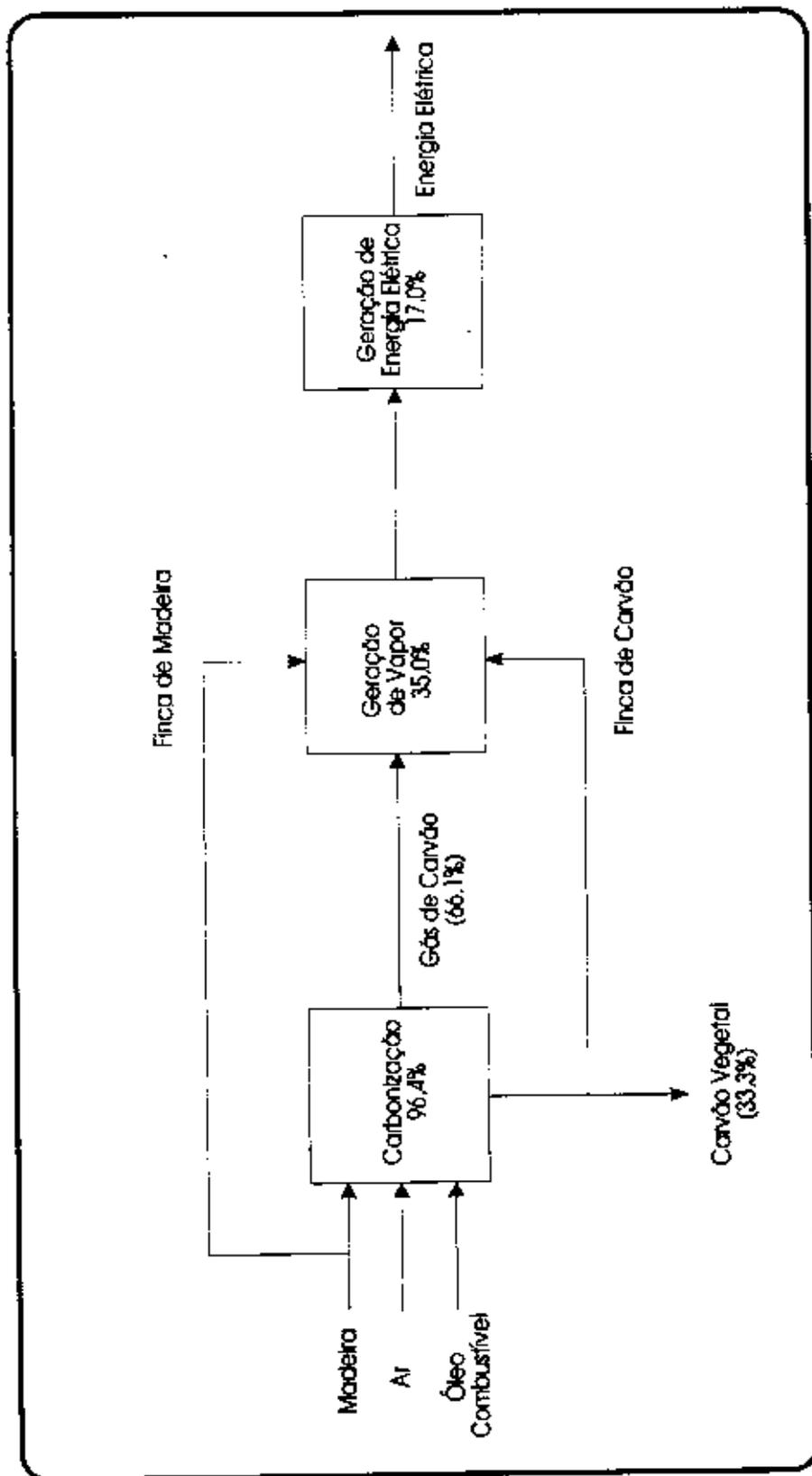
**FIGURA 4.3**  
**GASERIFICAÇÃO DE BIOMASSA FLORESTAL:**  
**TURBINA A GÁS/CICLO COMBINADO**



**FIGURA 4.4**  
**GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA FLORESTAL:**  
**TURBINA A GÁS/CICLO STIG**



**FIGURA 4.5**  
**CARBONIZAÇÃO CONTÍNUA:**  
**ESTIMATIVA DE EFICIÊNCIA**



## 5. CUSTOS DE GERAÇÃO

### 5.1 PRODUÇÃO A PARTIR DE FLORESTAS ENERGÉTICAS

#### 5.1.1 Custos de Investimento

##### 5.1.1.1 Gaseificador

Neste trabalho, serão utilizados como base os custos para os equipamentos de gaseificação o valor especificado na referência [2] (237,5 US\$/kW), o qual, atualizado para valores de 1991 a partir da hipótese de que o equipamento seja produzido no Brasil, resulta em 301 US\$/kW. A este valor serão associados juros durante a construção de 18%, e uma vida útil de 25 anos, ambos provenientes da mesma referência.

##### 5.1.1.2 Produção de Energia Elétrica

Quanto ao custo de investimento na produção de energia elétrica propriamente dita, foram utilizados, para cada ciclo, os valores da referência [8], especificados a seguir:

. Ciclo Simples:	731	US\$/kW
. Ciclo Combinado:	1.020	US\$/kW
. Ciclo STIG:	875	US\$/kW

##### 5.1.1.3 Custos Totais de Investimento

Combinando os custos de produção com o custo do gaseificador, considerando os juros durante a construção da referência [8] para a produção de energia elétrica, uma vida útil de 25 anos e uma taxa de desconto de 10% ao ano, obtem-se os valores da Tabela 5.1, a seguir:

**TABELA 5.1**  
**CUSTOS DE INVESTIMENTO**  
**(VALORES DE DEZEMBRO DE 1991)**

CICLO	CUSTO INVEST. (US\$/kW)	JDC (US\$/kW)	GASEIFICADOR INVEST. (US\$/kW)	JDC (US\$/kW)	TOTAL (US\$/kW)	TOTAL (US\$/MWh)
SIMPLES	(7,0%) 731	51	301	54	1.137	17,8
COMBINADO	(12,5%) 1.020	127	301	54	1.502	23,6
STIG	(11,4%) 875	100	301	54	1.330	20,9

Para a obtenção dos valores finais em US\$/MWh, foi considerada geração na base, com um fator de capacidade esperado de 0,8.

### 5.1.2 Custos de Combustível

Os custos de combustível serão calculados a partir da combinação dos custos de produção da biomassa obtidos no capítulo 3 com os rendimentos calculados no tópico 4.2.

Estas combinações resultam nas Tabelas 5.2 e 5.3, a seguir:

**TABELA 5.2**  
**PRODUÇÃO A PARTIR DE FLORESTAS ENERGÉTICAS**  
**CUSTO DO COMBUSTÍVEL: CICLO SIMPLES**  
**VALORES EM US\$/MWH**

Custo da Biomassa (US\$/GJ)	Rendimento (PU)	
	0,22	0,24
1,5	24,5	22,5
2,5	40,9	37,5
3,5	57,3	52,5

**TABELA 5.3**  
**PRODUÇÃO A PARTIR DE FLORESTAS ENERGÉTICAS**  
**CUSTO DO COMBUSTÍVEL: CICLOS COMBINADO E STIG**  
**VALORES EM US\$/MWH**

Custo da Biomassa (US\$/GJ)	Rendimento (PU)		
	0,30	0,35	0,40
1,5	18,0	15,4	13,5
2,5	30,0	25,7	22,5
3,5	42,0	36,0	31,5

Dados os valores das duas tabelas, serão considerados os seguintes custos de combustível:

- . Ciclo Simples: 23 US\$/MWh; 40 US\$/MWh e 57 US\$/MWh
- . Ciclo Combinado: 14 US\$/MWh; 28 US\$/MWh e 42 US\$/MWh
- . Ciclo STIG: 14 US\$/MWh; 28 US\$/MWh e 42 US\$/MWh

### 5.1.3 Custos de Operação e Manutenção

Os custos anuais de operação e manutenção foram considerados como 2% dos custos de investimento total (gaseificação e produção de energia elétrica, sem contar JDC). Os valores encontram-se na Tabela 5.4, a seguir:

**TABELA 5.4  
PRODUÇÃO A PARTIR DE FLORESTAS ENERGÉTICAS  
CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO**

CICLO	CUSTO DE INVESTIMENTO (US\$/kW)	CUSTO DE O&M US\$/kW.ano	US\$/MWh
Simplex	1.032	20,6	2,9
Combinado	1.321	26,4	3,8
STIG	1.176	23,5	3,4

### 5.1.4 Custo Total

As Tabelas 5.5, 5.6 e 5.7, a seguir, apresentam os custos totais da produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal utilizando florestas plantadas especialmente para este fim:

**TABELA 5.5  
PRODUÇÃO A PARTIR DE FLORESTAS ENERGÉTICAS  
CUSTO TOTAL - CICLO SIMPLES  
VALORES EM US\$/MWh**

Investimento	Combustível	O&M	Total
17,8	23	2,9	43,7
	40	2,9	60,7
	57	2,9	77,7

**TABELA 5.6  
PRODUÇÃO A PARTIR DE FLORESTAS ENERGÉTICAS  
CUSTO TOTAL - CICLO COMBINADO  
VALORES EM US\$/MWh**

Investimento	Combustível	O&M	Total
23,6	14	3,8	41,4
	28	3,8	55,4
	42	3,8	69,4

**TABELA 5.7**  
**PRODUÇÃO A PARTIR DE FLORESTAS ENERGÉTICAS**  
**CUSTO TOTAL - CICLO STIG**  
**VALORES EM US\$/MWH**

Investimento	Combustível	O&M	Total
20,9	14	3,4	38,3
	28	3,4	52,3
	42	3,4	66,3

Pode-se observar dos três quadros que as estimativas têm as seguintes faixas aproximadas de variação:

- . Ciclo Simples: de 44 a 78 US\$/MWh
- . Ciclo Combinado: de 41 a 69 US\$/MWh
- . Ciclo STIG: de 38 a 66 US\$/MWh

Estas variações devem-se especialmente à dificuldade de fazer previsões quanto à evolução futura dos custos e rendimentos associados tanto à produção florestal como ao aproveitamento da biomassa florestal para a produção de energia elétrica. Elas correspondem também às condições de solo, clima e espécies utilizadas, e podem ser sensivelmente reduzidas a partir de resultados de testes em escala comercial.

## 5.2 CO-GERAÇÃO A PARTIR DE CARBONIZAÇÃO CONTÍNUA

### 5.2.1 Introdução e Metodologia

Como se trata de uma tecnologia de co-geração cujo produto básico é o carvão vegetal, o custo da energia elétrica produzida pelo processo de carbonização contínua depende basicamente do preço de venda do carvão vegetal. Desta forma, mesmo que sejam assumidos os rendimentos especificados no tópico 4.3, ainda assim o custo final da energia elétrica dependerá do valor de mercado do carvão vegetal produzido, sendo necessária uma análise de sensibilidade análoga à realizada na referência [6].

Nesta referência, foi estudada a viabilidade do empreendimento como um todo (produção de carvão vegetal e de energia elétrica), sendo o custo desta última calculado para cada possível preço de venda do carvão vegetal como o valor que garantiria a viabilidade econômica do empreendimento a uma taxa de desconto de 10% ao ano.

Esta monografia adota uma metodologia semelhante, utilizando os mesmos parâmetros da referência [6] no que se refere à produção de carvão vegetal, e adotando, respectivamente, para a produção de madeira e de energia elétrica os parâmetros calculados nos tópicos anteriores e os valores adotados nas demais monografias (referência [8]).

## 5.2.2 Custos de Investimento

### 5.2.2.1 Investimento para Carbonização

A referência [6] cita um custo de investimento de US\$ 11.000.000 para um forno capaz de produzir 52.500 t/ano de carvão vegetal. Este valor não inclui a picagem da madeira, o manuseio da madeira picada e as obras civis. A referência não faz menção direta a juros durante a construção, mas menciona uma vida útil de 25 anos e uma taxa de desconto de 10% ao ano, resultando em um custo de 1.211.100 US\$/ano. Com este valor, o custo de investimento seria cerca de 23 US\$/t de carvão vegetal.

### 5.2.2.2 Investimento para a Produção de Energia Elétrica

Os custos de investimento associados à produção de energia elétrica serão calculados de acordo com duas hipóteses:

- A primeira hipótese corresponde à utilização dos valores da referência [6]. Estes valores indicam um investimento de US\$ 19 milhões para a instalação de 16,43 MW, o que corresponde a 1.156 US\$/kW. Não há indicação, na referência, a respeito da consideração de juros durante a construção.
- A segunda hipótese corresponde à utilização do valor da referência [8]. Este valor é de US\$1.597/kW aos quais devem ser adicionados 24% a título de juros durante a construção.

Considerando estas duas hipóteses, uma vida útil de 25 anos, e uma taxa de desconto de 10% ao ano, obtém-se os valores da Tabela 5.8, a seguir:

**TABELA 5.8**  
**CUSTOS DE INVESTIMENTO - CARBONIZAÇÃO CONTÍNUA**

HIPÓTESE	CUSTO INSTALADO (US\$/kW)	JDC (24,0%) (US\$/kW)	TOTAL (US\$/kW)	TOTAL (US\$/MWh)
1	1.156	277	1.433	22,5
2	1.597	383	1.980	31,1

Para a obtenção dos valores finais em US\$/MWh, foi considerada geração na base, com um fator de capacidade esperado de 0,8.

### 5.2.3 Custos de Combustível

#### 5.2.3.1 Madeira

A referência [6] utiliza como entrada para o processo madeira com teor de umidade de 25%. O poder calorífico desta madeira corresponde à entrada de (171,93-4,26) MW, ou seja, 167,67 MW, ou ainda, cerca de 604 GJ/h. Dada a produção, no caso, de 16,43 MW, pode-se concluir que o consumo de madeira no processo seria de 36,738 GJ/MWh de energia elétrica.

Admitindo-se os custos unitários especificados no tópico 3.2.3 - 1,5 US\$/GJ; 2,5 US\$/GJ; e 3,5 US\$/GJ, pode-se obter, então, custos de madeira por MWh gerado de aproximadamente 55 US\$/MWh, 92 US\$/MWh e 129 US\$/MWh.

#### 5.2.3.2 Óleo Combustível

A referência [6] considera um consumo de 4.875 t/ano de óleo combustível para uma operação de 7.500 h/ano. Isto corresponde a 0,65 t/hora, as quais, associadas a uma potência de 16,43 MW, correspondem a 0,0396 t/MWh o que, a um custo de 137 US\$/t (referência [8]), leva a um custo de óleo combustível de cerca de 5 US\$/MWh.

#### 5.2.3.3 Custo Total de Combustível

Dados os valores obtidos nos tópicos 5.2.3.1 e 5.2.3.2, serão considerados os seguintes custos de combustível: 60 US\$/MWh, 97 US\$/MWh e 134 US\$/MWh.

### 5.2.4 Custos de Operação e Manutenção

#### 5.2.4.1 Forno de Carbonização

Na referência [6], o custo estimado de manutenção (inclusive pessoal) para o forno de carbonização é de 398.400 US\$/ano para uma produção de 52.500 t/ano, o que resulta em 7,6 US\$/t.

#### 5.2.4.2 Produção de Energia Elétrica

Serão utilizadas duas hipóteses, correspondentes àquelas adotadas para os custos de investimento (tópico 5.2.2.2):

- A primeira hipótese corresponde à utilização dos valores da referência [6], que considera custos de manutenção (inclusive pessoal) de 561.600 US\$/ano para uma potência de 16,43 MW. Utilizando um fator de capacidade esperada de 0,8, este valor corresponde a 4,9 US\$/MWh, e será aproximado por 5 US\$/MWh.

- A segunda hipótese corresponde à utilização dos valores da referência [8], ou seja, de 2% do custo de investimento sem JDC por ano. Neste caso, o custo de O&M é de 32 US\$/kW ano, o que corresponde a 4,56 US\$/MWh. Este valor, será aproximado por 5 US\$/MWh.

### 5.2.5 Preço do Carvão Vegetal

O processo de carbonização contínua tem como principal produto o carvão vegetal. Assim sendo, sua viabilidade econômica está fortemente ligada ao preço de venda do carvão vegetal.

No entanto, do ponto de vista de produção de energia elétrica, o custo de produção é o custo dos investimentos e insumos subtraído do preço de venda do carvão vegetal. Dentro desta ótica, deve-se considerar que a potência de 16,43 MW corresponderia a uma produção anual de 52.500 t de carvão vegetal. Considerando um fator de capacidade esperado de 80% na produção de energia elétrica, isto significaria uma produção de 0,456 t/MWh.

O valor econômico deste carvão depende, naturalmente, de seu preço de venda. A referência [6] menciona que, no ano de 1989, o preço de comercialização do carvão vegetal variou de 60 US\$/t a 135 US\$/t, com uma média de 97 US\$/t. É difícil prever qual será este preço no futuro, uma vez que, se por um lado o esgotamento das florestas nativas e a necessidade de preservação da mata nativa remanescente apontam para um aumento deste preço, por outro lado a possibilidade de utilização de coque siderúrgico (carvão mineral) no lugar de carvão vegetal impõe um limite superior a este preço. Em [4], foi mencionado que já existem empresas siderúrgicas preparando a substituição de carvão vegetal por mineral. A referência [6] menciona uma estimativa realizada pelas empresas consumidoras de carvão vegetal com reflorestamento próprio de que o seu custo deverá situar-se em torno de 132 US\$/t em 1995.

Dados estes fatores, serão considerados os preços de 80 US\$/t, 110 US\$/t e 140 US\$/t.

### 5.2.6 Custo da Energia Elétrica

Os valores obtidos nos tópicos 5.2.1 a 5.2.5 indicam, para a produção de energia elétrica a partir da co-geração na carbonização contínua os custos da Tabela 5.9, a seguir:

**TABELA 5.9**  
**CO-GERAÇÃO NA CARBONIZAÇÃO CONTÍNUA**  
**CUSTO TOTAL**

Custo Invest.			Custo Comb.	Custo de O&M			Preço Venda		Custo Total
Elétr.	Carvão			Elétr.	Carvão		Carvão Vegetal		
US\$/MWh	US\$/t	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/MWh	US\$/t	US\$/MWh	US\$/t	US\$/MWh	US\$/MWh
22,5	23,1	10,5	60	5	7,6	3,5	80	36,5	65,0
22,5	23,1	10,5	60	5	7,6	3,5	110	50	51,5
22,5	23,1	10,5	60	5	7,6	3,5	140	64	37,5
22,5	23,1	10,5	97	5	7,6	3,5	80	36,5	102,0
22,5	23,1	10,5	97	5	7,6	3,5	110	50	88,5
22,5	23,1	10,5	97	5	7,6	3,5	140	64	74,5
22,5	23,1	10,5	134	5	7,6	3,5	80	36,5	139,0
22,5	23,1	10,5	134	5	7,6	3,5	110	50	125,5
22,5	23,1	10,5	134	5	7,6	3,5	140	64	111,5
31,1	23,1	10,5	60	5	7,6	3,5	80	36,5	73,6
31,1	23,1	10,5	60	5	7,6	3,5	110	50	60,1
31,1	23,1	10,5	60	5	7,6	3,5	140	64	46,1
31,1	23,1	10,5	97	5	7,6	3,5	80	36,5	110,6
31,1	23,1	10,5	97	5	7,6	3,5	110	50	97,1
31,1	23,1	10,5	97	5	7,6	3,5	140	64	83,1
31,1	23,1	10,5	134	5	7,6	3,5	80	36,5	147,6
31,1	23,1	10,5	134	5	7,6	3,5	110	50	134,1
31,1	23,1	10,5	134	5	7,6	3,5	140	64	120,1

Desta forma, o dependendo principalmente dos custos florestais e do preço de venda do carvão vegetal, o custo de produção de energia elétrica por este processo pode variar na faixa de 37 US\$/MWh até 139 US\$/MWh.

### 5.3 PRODUÇÃO A PARTIR DE REJEITOS INDUSTRIAIS

Não cabe explicitar neste trabalho os custos de produção de energia elétrica a partir de rejeitos em indústrias que utilizam a madeira como insumo, já que ela consiste em um conjunto de processos de co-geração, cada um deles com características próprias, que variam para cada processo industrial.

Desta forma, não se trata de um custo único, mas sim, de um conjunto de custos. Adicionalmente, a economicidade da co-geração a partir de rejeitos industriais pode variar com o preço de venda do produto principal. Além disso, ela compete com outros tipos de aproveitamento que porventura possam ser dados aos rejeitos.

Assim sendo, os custos de produção a partir de rejeitos de indústrias que utilizam a madeira como matéria prima não serão calculados neste trabalho. Considera-se que esta forma de produção de energia elétrica deve ter o mesmo tratamento dispensado às demais formas de co-geração.

Como observação final, é importante notar que trata-se de tecnologias maduras e amplamente utilizadas em diversos países (tópico 3.2.1), inclusive no Brasil (tópico 3.2.2.3 (b)).

#### **5.4 SUMÁRIO DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO**

Dados os valores encontrados neste capítulo, tem-se os custos de produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal estimados nas seguintes faixas:

- custo de produção em florestas plantadas especialmente para este fim:

ciclo simples de 44 a 78 US\$/MWh

ciclo combinado de 41 a 69 US\$/MWh

ciclo STIG de 38 a 66 US\$/MWh

- co-geração na produção de carvão vegetal por carbonização contínua:

de 37 a 139 US\$/MWh

- co-geração (outras formas, inclusive aproveitamento de rejeitos industriais):  
varia com o processo - não foi estimado.

## 6. ASPECTOS INSTITUCIONAIS E FINANCIAMENTO

### 6.1 ASPECTOS GERAIS

A produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal possui algumas características que tendem a condicionar a forma institucional de sua efetivação. Dentre estas características, devem ser mencionadas:

- a baixa densidade energética da madeira, que obriga a produção em pequenas unidades situadas dentro de florestas ou próximo a elas;
- a necessidade da utilização intensiva de um tipo de tecnologia (produção florestal) que não é de domínio do Setor Elétrico, mas que já é dominada por outros setores.

É pouco provável que empresas do Setor venham a participar diretamente de todas as atividades relacionadas à produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal, desde a criação da floresta até a sua transformação em eletricidade. Todas as tecnologias consideradas neste trabalho - florestas plantadas especialmente para a produção de energia elétrica, melhor aproveitamento do conteúdo energético da madeira na produção do carvão vegetal e produção a partir de rejeitos de indústrias que utilizam madeira como matéria-prima - apontam no sentido de descentralização da produção e de privatização: trata-se de unidades de porte relativamente pequeno, com uma escala de investimento que torna possível a produção por parte de empresas privadas, e, no caso das duas últimas tecnologias, trata-se especificamente de co-geração.

### 6.2 TESTES EM ESCALA COMERCIAL

Dois dos três tipos de tecnologias mencionados - produção de eletricidade por gaseificação da madeira a partir de florestas dedicadas e melhor aproveitamento do conteúdo energético da madeira na produção de carvão vegetal - envolvem a comprovação em escala comercial de tecnologias novas.

No primeiro caso, a principal tecnologia envolvida é a gaseificação da madeira, incluindo as adaptações necessárias dos demais equipamentos ao gás resultante. No segundo caso, trata-se também de um processo já testado em escala comercial para outros combustíveis, restando conhecer os parâmetros de sua utilização com a madeira. Em ambos os casos, a realização de testes em escala comercial é um empreendimento com custos estimados na faixa de dezenas de milhões de dólares. Estes custos indicam que a realização destes testes deverá contar com apoio e estímulo por parte do Setor Elétrico.

Uma fonte possível para financiamento para elas provém dos efeitos ambientais associados à utilização de biomassa florestal para a produção de energia elétrica, especialmente no caso da emissão de CO<sub>2</sub>. Sabe-se que esta forma de produzir energia elétrica é no mínimo neutra em relação ao efeito estufa, existindo portanto interesse por parte de organismos internacionais em financiar, em alguns casos a fundo perdido, projetos de desenvolvimento de testes de tecnologia nesta área.

Um exemplo é o projeto MG-TG (madeira gaseificada/turbina a gás), cujo objetivo é comprovar a viabilidade técnica e econômica da produção de energia elétrica a partir da gaseificação de madeira. Nesse projeto participam a CHESF-Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, a ELETROBRÁS, a CVRD-Companhia Vale do Rio Doce, a Shell Brasil S.A., a CIENTEC-Fundação de Ciência e Tecnologia e a SCT-Secretaria de Ciência e Tecnologia da Presidência da República. O projeto conta com o suporte financeiro do GEF (Global Environmental Facility), através do PNUD (Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento) e o Banco Mundial. Ele envolve um modelo institucional e financeiro possível para a comprovação dessa tecnologia, ou seja, a participação de empresas do setor elétrico, das empresas detentoras da tecnologia florestal, de centros de tecnologia e dos próprios fabricantes dos equipamentos principais desse processo de conversão de energia elétrica, além de apoio financeiro de entidades de crédito internacionais.

### 6.3 PRODUÇÃO FLORESTAL

Conforme visto neste trabalho, a atividade econômica "produção de biomassa florestal", se bem que não seja intensiva em capital, tem um período de maturação relativamente longo em relação à atividade privada típica: os primeiros investimentos devem ser realizados seis anos antes do início da produção, e o ciclo de produção é de dezoito anos. No caso da produção em larga escala de energia elétrica a partir de madeira, este quadro pode indicar a necessidade de algum tipo de ação por parte do usuário da madeira (no caso, o produtor de energia elétrica) que estimulasse e garantisse o fornecimento do produto. Este tipo de ação já existe hoje por parte de outros usuários da madeira (setores siderúrgico e de papel e celulose, por exemplo), podendo assumir duas formas principais, as quais não são excludentes: ou o usuário da madeira é também o proprietário da floresta, ou ele estimula a produção de madeira por parte de proprietários rurais independentes. Neste último caso, o estímulo inclui ações por parte do governo.

Imagina-se que o mesmo ocorreria para a produção de energia elétrica: ou o produtor de energia elétrica seria também produtor de madeira ou então ele teria de comprá-la, sendo que neste caso seria importante estimular a oferta de madeira, o que poderia eventualmente envolver o Setor Elétrico como um todo. Deve-se ressaltar que as duas formas não são excludentes. O papel do Setor, neste caso, teria de ser semelhante ao dos organismos governamentais e associações de usuários que estimulam atualmente a produção de madeira para outros fins, ou seja: dar uma garantia para a rentabilidade da atividade "plantar florestas para produzir eletricidade".

## 7. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os valores obtidos neste trabalho indicam um grande potencial para produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal.

As estimativas de custos, as oportunidades de financiamentos internacionais, inclusive a fundo perdido, para pesquisa e desenvolvimento de fontes renováveis e neutras em relação ao ciclo do carbono (responsável pelo efeito estufa), bem como o atual estado da arte da tecnologia de produção e conversão de biomassa em eletricidade, indicam ser estratégico e oportuno para o Setor Elétrico, a realização de projetos-piloto para testes em escala industrial, inclusive com a participação da iniciativa privada. Estes fatos levam às conclusões e recomendações a seguir:

- Deve ser testada em escala comercial a produção de energia elétrica a partir de florestas plantadas especialmente para este fim. Preferencialmente, deve-se buscar financiamentos de organismos internacionais de fomento para o desenvolvimento da tecnologia necessária à utilização da biomassa florestal para geração de eletricidade. O investimento neste tipo de tecnologia justifica-se pela necessidade de confirmar os parâmetros e dominar as tecnologias associadas a esta fonte renovável de energia, cujos estudos teóricos têm demonstrado um grande potencial e possibilidade de ser competitiva.
- Da mesma forma, e com as mesmas justificativas, deve ser testada a produção de energia elétrica a partir da carbonização contínua da madeira para a obtenção de carvão vegetal.
- O Setor Elétrico deve acompanhar a evolução tecnológica do reflorestamento, de forma a poder reavaliar constantemente os custos e o potencial de produção de energia elétrica a partir da biomassa florestal. A respeito do potencial, cabe sugerir um levantamento sistemático que possa servir de referência.
- A produção de energia elétrica a partir de rejeitos de indústrias tais como a de papel e celulose deve ter o mesmo tratamento dispensado às demais formas de autoprodução e/ou cogeração.
- Os dados disponíveis no momento indicam que o aproveitamento da biomassa florestal para geração de eletricidade pode ser uma alternativa de peso a ser considerada no horizonte de longo prazo. Estes dados estão consubstanciados em indicativos de um potencial significativo e possibilidade de custos competitivos para este horizonte. Esta consideração se incorpora portanto às características do PLANO 2015, no que diz respeito ao tratamento explícito de incertezas, integrado a uma abordagem estratégica de longo prazo. Evidentemente que, a nível do horizonte de curto e médio prazos, as incertezas sobre a factibilidade deste tipo de geração impedem que a mesma seja contemplada nos programas de expansão. Ela só poderá ser considerada no planejamento da expansão após os testes em escala comercial que venham a comprovar sua viabilidade técnica, econômica e ambiental.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] "Biomassa Florestal - Potencial para Geração de Energia Elétrica". Costa, B.K., Cunha Filho, H.F. e Andrade, M.A.B.; CHESF, Diretoria de Planejamento e Operação, Novembro/90 (documento distribuído na 5ª Reunião do GTLP em 16/05/91).
- [2] "An Assessment of Sustainable Bioenergy in Brazil: National Overview and Case Study for the Northeast"; Carpentieri, E.; Princeton University/CEES Work Paper nº 119, April 1991.
- [3] "Biomass Gasification for Gas Turbine Power Generation". Larson E. D., Svenningsson P. e Bjerle, I., Lund University Press.
- [4] "Seminário sobre a Utilização de Biomassa Florestal para Geração de Energia Elétrica": Realizado na ELETROBRÁS em 29/08/1991
- [5] "BIOMASSA FLORESTAL - uma Alternativa para Geração de Eletricidade na Região Nordeste do Brasil". CHESF - 1991
- [6] "Análise de Pré-Viabilidade Econômica do Processo Outokumpu de Carbonização Contínua" - CEMIG - Abril de 1990
- [7] "Wood Biomass Gasification/Gas Turbine Demonstration Project<sup>o</sup> - Pre-Investment Study" - BRASCEP Engenharia - Julho/1991
- [8] "Competitividade de Usinas Termoelétricas" - Informação Técnica DPE-067/91 - ELETROBRÁS/DP/DPE/DPEP - 26/11/91.
- [9] Observações e Sugestões sobre monografia "Biomassa Florestal" (Versão Preliminar - 30/10/91) - CEMIG - 22/11/91.

## 9. EQUIPE

Jorge Trinkenreich	- DPE (Coordenador)
José Rosenblatt	- DPE
Rubem Bastos Sanches de Brito	- DPE
Jayme Buarque de Hollanda	- DP
Idel Cvi Frydman	- DPG
Eduardo Rodrigues Garcia	- DPA

## EDITORAÇÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues	- DPS/GCPS
-------------------------------------	------------

Esta monografia contou com a colaboração das seguintes empresas:

<b>CHESF:</b>	José Carlos de Miranda Farias Eduardo Carpentieri Marcos Barbalho de Andrade Belmirando Koury Costa Hélio Fernandes da Cunha Filho
<b>CEMIG:</b>	Paulo Eduardo Fernandes de Almeida



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 4  
A Oferta de Energia Elétrica  
● Fontes Alternativas

# PLANO 2015

## PROJETO 4

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

FONTES ALTERNATIVAS DE ENERGIA: SOLAR,  
EÓLICA, XISTO, OCEÂNICA, HIDROGÊNIO,  
RESÍDUOS ORGÂNICOS, TURFA E LINHITO

ÍNDICE

<b>1. ENERGIA SOLAR</b> .....	<b>1</b>
1.1 ASPECTOS GERAIS .....	1
1.1.1 Características Físicas .....	1
1.1.2 Histórico da Utilização/Panorama Atual .....	2
1.2 POTENCIAL DE ENERGIA SOLAR .....	3
1.2.1 Quantificação do Potencial .....	4
1.2.2 Potencial de Energia Solar na Região Nordeste .....	6
1.2.3 Potencial de Energia Solar em Minas Gerais .....	8
1.3 TECNOLOGIA .....	9
1.3.1 Conversão de Energia Solar em Energia Térmica .....	10
1.3.2 Conversão Direta de Energia Solar em Energia Elétrica .....	13
1.4 ASPECTOS ECONÔMICOS .....	18
1.4.1 Geração Fotovoltaica .....	18
1.4.2 Geração Termo-Solar .....	23
1.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	25
<b>2. ENERGIA EÓLICA</b> .....	<b>26</b>
2.1 ASPECTOS GERAIS .....	26
2.1.1 Características Físicas .....	26
2.1.2 Histórico da Utilização .....	27
2.2 POTENCIAL PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE .....	30
2.2.1 Identificação das Áreas Promissoras .....	30
2.2.2 Quantificação do Potencial .....	32
2.3 TECNOLOGIA .....	36
2.4 ASPECTOS ECONÔMICOS .....	38
2.5 CONCLUSÕES .....	42
2.6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	44
<b>3. XISTO</b> .....	<b>45</b>
3.1 ASPECTOS GERAIS .....	45
3.1.1 Características Físicas .....	45
3.1.2 Histórico da Utilização .....	46
3.2 POTENCIAL .....	46
3.2.1 Reservas .....	46
3.2.2 Produção de Xisto e Óleo de Xisto .....	52
3.3 TECNOLOGIA .....	53
3.4 ASPECTOS ECONÔMICOS .....	54
3.4.1 Custos de Investimentos e Operacionais de Usinas de Produção de Óleo Xisto .....	54
3.4.2 Perspectivas de Utilização na Produção de Energia Elétrica .....	55
3.5 Referências Bibliográficas .....	56
<b>4. TURFA E LINHITO</b> .....	<b>57</b>
4.1 ASPECTOS GERAIS .....	57
4.1.1 Características Físicas .....	57
4.1.1.1 Turfa .....	57
4.1.1.2 Linhito .....	58
4.1.2 Histórico da Utilização .....	58
4.2 POTENCIAL .....	59
4.2.1 Reservas Brasileiras .....	59
4.2.2 Potencial Termelétrico .....	60
4.2.2.1 Estudos de Potencial de Turfa Realizados por Concessionárias para Utilização em Termelétricas .....	61
4.2.2.2 Utilização de Turfa em projetos Comerciais .....	63

4.3	TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA .....	63
4.3.1	Experiência Internacional .....	64
4.4	ASPECTOS ECONÓMICOS .....	66
4.4.1	Custo de Exploração da Turfa .....	66
4.5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	68
<b>5.</b>	<b>ENERGIA OCEÂNICA .....</b>	<b>69</b>
5.1	ASPECTOS GERAIS .....	69
5.1.1	Características Físicas .....	70
5.1.1.1	Energia de Ondas .....	70
5.1.1.2	Energia de Marés .....	71
5.1.1.3	Gradiente Térmico .....	71
5.1.1.4	Salinidade .....	72
5.1.1.5	Correntes Marinhas .....	73
5.1.2	Histórico da Utilização .....	74
5.1.2.1	Energia de Ondas .....	74
5.1.2.2	Energia de Marés .....	75
5.1.2.3	Gradiente Térmico .....	76
5.2	POTENCIAL .....	77
5.2.1	Energia de Ondas .....	77
5.2.2	Energia de Marés .....	77
5.3	TECNOLOGIA .....	78
5.3.1	Energia de Ondas .....	78
5.3.2	Energia de Marés .....	79
5.3.3	Gradiente Térmico .....	79
5.4	ASPECTOS ECONÓMICOS .....	81
5.4.1	Energia de Ondas .....	81
5.4.2	Energia de Marés .....	81
5.5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	83
<b>6.</b>	<b>HIDROGÊNIO .....</b>	<b>87</b>
6.1	ASPECTOS GERAIS .....	87
6.1.1	Características Físicas .....	87
6.2	TECNOLOGIA .....	88
6.2.1	Obtenção do Hidrogênio .....	88
6.2.2	Utilização de Hidrogênio como Energético .....	90
6.2.3	Produção de Eletricidade .....	90
6.3	ASPECTOS ECONÓMICOS .....	91
6.4	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	91
<b>7.</b>	<b>RESÍDUOS ORGÂNICOS .....</b>	<b>92</b>
7.1	ASPECTOS GERAIS .....	92
7.2	TECNOLOGIA .....	93
7.3	POTENCIAL PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE .....	94
7.4	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	96
<b>8.</b>	<b>CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>97</b>
<b>9.</b>	<b>EQUIPE .....</b>	<b>98</b>

## I. ENERGIA SOLAR

### 1.1 ASPECTOS GERAIS

#### 1.1.1 Características Físicas

A transmissão da energia do Sol para a Terra se dá através de radiação eletromagnética, sendo que 97% da radiação solar está contida entre comprimentos de onda que variam entre 0,3 e 3,0 micron, o que a caracteriza como uma radiação de ondas curtas.

Para a análise da irradiação na superfície terrestre é importante o conhecimento da intensidade da radiação e de sua composição.

A radiação solar incidente no limite superior da atmosfera sofre uma série de reflexões, dispersões e absorções durante o percurso até o nível do solo. Por este motivo a radiação global que atinge a superfície possui uma componente direta e outra difusa, resultante da dispersão por choques e reflexões na atmosfera.

A incidência total da radiação solar sobre um corpo localizado no solo é a soma dos componentes das radiações direta, difusa e refletida. Radiação direta é a radiação proveniente diretamente do sol e que não sofreu nenhuma mudança de direção além da provocada pela refração atmosférica. Radiação difusa é aquela recebida por um corpo após sua direção ter sido modificada por reflexão ou espalhamento na atmosfera. A radiação refletida depende das características do solo e da inclinação do equipamento captador.

Os níveis de radiação solar em um plano horizontal na superfície da Terra variam com as estações do ano, devido principalmente à inclinação de seu eixo de rotação em relação ao plano da órbita em torno do Sol. Variam também de região, devido principalmente às diferenças de latitude, condições meteorológicas e altitudes.

A radiação total incidente sobre um corpo é medida através dos piranômetros, que são instrumentos dotados de um hemisfério de vidro de alta transmissividade que recebe radiação solar de todas as direções. A radiação solar atinge o sensor, que é formado por conjunto de termopares (ou células fotoelétricas), em posição horizontal.

Os dados solarimétricos são apresentados habitualmente na forma de energia coletada ao longo de um dia, sendo esse parâmetro uma média mensal ao longo de muitos anos. As unidades de medição mais frequentes são: Langley/dia ( $1\text{y}/\text{dia} = \text{cal}/\text{cm}^2 \text{ dia}$ );  $\text{Wh}/\text{m}^2$ ; e intensidade média diária em  $\text{W}/\text{m}^2$  ( $1\text{y}/\text{dia} = 11,63 \text{ Wh}/\text{m}^2 = 0,4846 \text{ W}/\text{m}^2$ ).

### 1.1.2 Histórico da Utilização/Panorama Atual

Atualmente, dos sistemas de conversão de energia solar em energia elétrica mais difundidos internacionalmente merece destaque o denominado Sistema Solar de Geração Elétrica - SEGS. Este sistema utiliza concentradores solares cilíndricos de foco linear, e conta já com oito unidades em operação na Califórnia, totalizando 274 MW instalados, com a energia sendo vendida à Companhia "Southern California Edison" ("Utility" de Energia Elétrica nos EUA).

A tecnologia das SEGS tem envolvido continuamente a cada unidade construída. O principal avanço tecnológico foi o aumento da temperatura do fluido térmico de 349°C para 390°C, conseguido nas SEGS VI e seguintes, resultando em aumento da eficiência do conjunto turbo-gerador de 30% para 38%. O aumento da capacidade instalada foi de 13,8 MW na SEGS I para 80 MW na SEGS VIII, permitindo uma significativa economia de capital e custos de operação, resultando em aumento da eficiência global do sistema. Está em fase de projeto a SEGS IX, também com 80 MW, existindo a perspectiva de se chegar a plantas com 160 ou 340 MW.

O custo da energia produzida pelas SEGS acompanhou seu aperfeiçoamento tecnológico, sendo reduzido de 240 US\$/MWh na SEGS I para cerca de 120 US\$/MWh na SEGS VII e está previsto em 80 US\$/MWh na SEGS VIII.

Uma experiência com centrais tipo torre de potência foi realizada pela Southern California Edison, em Dagget, Califórnia. A central denominada Solar One era constituída por um campo de 1.818 heliostatos de 39,9 m<sup>2</sup> cada, cobrindo uma superfície de 291.000 m<sup>2</sup>, além de uma torre receptora, um módulo de armazenamento e conjunto turbo-gerador.

O receptor era localizado no topo de uma torre com altura total de 90,8 m produzindo vapor a 516°C e potência instalada de 10 MW.

Após operar durante 6 anos a central foi desativada, tendo sido comprovada sua viabilidade técnica. Entretanto o custo da energia produzida não se mostrou competitivo face à disponibilidade de alternativas de menor custo.

A experiência com o Sistema de Irrigação de Coolidge, no Arizona, EUA, teve importância significativa no estudo da concepção de cilindros parabólicos. O sistema produz energia elétrica que alimenta a rede da Arizona Public Service Company, que por sua vez opera sistemas de bombeamento para irrigação.

O campo de coletores é formado por concentradores cilindro-parabólicos que totalizam 2.140 m<sup>2</sup> de abertura. O sistema gera vapor a 268°C, com uma eficiência termodinâmica de 25%.

Em Shenandoah, Georgia, EUA, foi instalado um sistema de espelhos parabólicos para produção de energia elétrica, energia térmica e refrigeração. O campo de coletores consta de 114 espelhos de 7m de diâmetro com receptores tipo cavidade. O sistema totaliza 4.352 m<sup>2</sup> de superfície de abertura. Cada coletor está ligado em paralelo à linha de alimentação e de retorno, sendo a temperatura do fluido térmico de 390°C. A eficiência termodinâmica do sistema é de 18%.

Vários sistemas fotovoltaicos interligados com redes de concessionárias encontram-se em operação. A maioria das instalações existentes são projetos originados de programas de pesquisa e desenvolvimento do Japão, Estados Unidos e países da Europa. Os projetos visam adquirir conhecimentos na área de construção e dimensionamento de sistemas de potência fotovoltaicos, sendo testados os componentes do sistema e os benefícios do uso em diversas aplicações.

A CEC-Commission of the European Communities desenvolveu vários projetos com fundos da própria CEC, de países membros e indústrias. Os dois maiores são o da ilha de Pellworm, na Alemanha Ocidental, com 300 kW pico e da ilha de Kythnos, na Grécia, com 100 kW pico. O primeiro supre as necessidades de energia elétrica do centro de recreação de Pellworm, com o excesso de potência alimentando a rede. O projeto de Kythnos fornece energia para uma rede de 15 kV, operando em paralelo com um gerador Diesel e geradores eólicos.

Nos EUA a capacidade instalada de centrais fotovoltaicas em 1984 era de 15 MW pico. Dentre os maiores projetos pode-se citar o de Washington, DC, de 300 kW pico; Blytheville, no Arkansas, de 240 kW pico e o de Phoenix no Arizona, de 225 kW pico, que tiveram projeto, construção e operação financiados pelo governo americano.

As maiores instalações fotovoltaicas dos EUA são as desenvolvidas pelo setor privado. Uma só empresa instalou três sistemas de 1 MWp cada, sendo um localizado em Hesperia, Califórnia. O sistema é interligado à rede da concessionária local e utiliza painéis planos. Os outros dois são da fase I e II do projeto SMUD de 100 MWp. Em Carrisa Plain foi instalada a maior central com 6,4 MWp, planejada para expansão até 16 MWp. O sistema é interligado à rede e utiliza módulos planos.

No Japão, os três principais projetos fotovoltaicos, desenvolvidos a partir do projeto Sunshine, são duas centrais de potência de 1 MWp em Saijo, e 200 kWp, em Ichikara, e um projeto de 200 kWp em Tsukuda, para fornecimento de eletricidade a uma escola.

## 1.2 POTENCIAL DE ENERGIA SOLAR

A realização de projetos de sistemas solares exige conhecimento da energia coletada pelo plano de abertura dos equipamentos. Dependendo do tipo de equipamento, pode ser necessário utilizar dados com base horária, diária ou mensal.

A escala mensal permite cálculos relativamente rápidos, mas a existência de sistemas de armazenamento, os efeitos de inércia térmica e a forte dependência ótica do ângulo de incidência da componente direta requerem estimativas feitas numa escala temporal menor, diária ou horária.

O conhecimento através de uma série histórica de dados das características e da quantidade de energia disponível permitirá a escolha e o dimensionamento adequados de sistemas de aproveitamento de energia solar.

Para estudos mais precisos do potencial de um determinado local com vistas a um projeto específico é recomendável a realização de medições locais, no sentido de se avaliar influências localizadas de relevo, poluição e outros.

Na otimização de projetos de aproveitamento de energia solar é importante o conhecimento das variações ano a ano, sazonal e diárias da radiação solar.

Na determinação da viabilidade técnico-econômica de um aproveitamento específico bastam estatísticas baseadas em alguns anos de observação. Por outro lado, na elaboração de projetos de maior responsabilidade e custo, ao especificar um equipamento que garanta um nível determinado de produção de energia é importante dispor de dados em períodos maiores, compatíveis com a variação admissível para a potência de saída do equipamento.

Uma avaliação da potencialidade desse recurso exige a realização de um levantamento abrangente dos níveis de radiação solar através de medições com instrumentos solarimétricos e a utilização de modelos matemáticos para extrapolação dos valores medidos para áreas desprovidas de dados.

Embora o Brasil não disponha de uma rede de medições solarimétricas suficiente para que seja estimado o potencial de radiação solar em todo o seu território, é possível calculá-lo com base em outros dados meteorológicos disponíveis, através de fórmulas matemáticas que consideram parâmetros como: duração do brilho solar (insolação), transmissividade atmosférica e efeitos relativos à altitude, latitude e época do ano.

Em 1979, pesquisadores do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE publicaram o "Estudo de Distribuição de Radiação Solar Incidente sobre o Brasil", contendo uma estimativa da distribuição temporal e espacial da radiação solar incidente sobre o País.

Em 1987, a CHESF e a BRASCEP, publicaram o trabalho "Fontes Energéticas Brasileiras - Inventário/Tecnologia-Energia Solar", contendo a identificação do potencial de energia solar na região Nordeste.

Por meio de 23 postos solarimétricos instalados no interior do Estado, também foi identificado pela CEMIG o potencial de energia solar em Minas Gerais. Os resultados foram publicados através do documento "Estudos sobre Aproveitamento de Energias Solar e Eólica em Minas Gerais".

### 1.2.1 Quantificação do Potencial

Os cálculos do potencial de energia solar no País realizados pelos pesquisadores do INPE basearam-se em observações de duração do brilho solar obtidas em uma rede de 187 estações meteorológicas, para um período de 10 anos (1961/1970). Foram também utilizados dados de brilho solar referentes aos territórios da Colômbia, Venezuela e das Guianas, cobrindo um período de até 30 anos.

No que diz respeito à densidade das estações meteorológicas, as regiões Nordeste, Sudeste e Sul do Brasil apresentavam-se com boa concentração, enquanto que as regiões Norte e Centro-Oeste mostravam-se mais rarefeitas.

Paralelamente foram utilizados dados de declinação diária do Sol, tempo de brilho solar diário esperado, bem como dados astronômicos das distâncias média e instantânea entre a Terra e o Sol, para os diversos meses do ano. As isolinhas de valores médios mensais da radiação solar incidente sobre o Brasil foram traçadas para intervalos de 50 cal/cm<sup>2</sup> dia (ou 50 ly/dia).

Os autores concluíram que há uma notável variação no campo de radiação solar em todo o Brasil do verão para o inverno, especialmente nas Regiões Sudeste e Sul, como mostrado na Tabela 1.1 que apresenta os dados da radiação máxima ( $Q_s$  máx), da radiação mínima ( $Q_s$  mín) e a diferença entre os dois valores ( $\Delta Q$ ) para os meses de janeiro e julho, para algumas estações meteorológicas representativas das diversas regiões.

Quanto à diferença  $\Delta Q$  entre os valores máximo e mínimo de radiação no País, esta apresenta-se em média superior no verão,  $\Delta Q$  jan = 49,3 W/m<sup>2</sup> contra  $\Delta Q$  jul = 20,9 W/m<sup>2</sup>, o que é razoável visto ser maior a incidência de radiação nessa estação do ano.

O campo das diferenças verão-inverno indica predomínio de valores positivos para todo o Brasil, exceto para parte das Regiões Amazônica e Nordeste. Em média a região com maior potencial de utilização de energia solar é a Nordeste, com um potencial médio anual de 426 ly/dia ou 206 W/m<sup>2</sup>, seguida da região Centro-Oeste com 417 ly/dia ou 202 W/m<sup>2</sup>. A região Sul apresenta o menor potencial, com 369 ly/dia ou 179 W/m<sup>2</sup>.

**TABELA 1.1**  
**VARIABILIDADE MÁXIMA DA RADIAÇÃO SOLAR INCIDENTE**  
**ENTRE O VERÃO E O INVERNO (W/M2)**

ESTAÇÃO	JANEIRO			JULHO			MÉDIA ANUAL
	$Q_s$ máx.	$Q_s$ mín.	$\Delta Q$	$Q_s$ máx.	$Q_s$ mín.	$\Delta Q$	
NORTE	82.191	222	183	39	226	178	48
	82.067	212	171	41	171	144	27
	82.240	214	170	44	220	195	25
	82.741	191	148	43	206	192	14
	média	210	168	42	206	177	29
NORDESTE	82.686	236	220	36	226	193	33
	82.900	279	225	54	179	149	30
	83.096	271	238	33	177	154	23
	83.247	288	206	82	158	136	22
	83.348	236	211	45	161	150	11
	83.498	285	249	36	148	136	12
	82.568	215	181	34	220	209	11
	média	264	219	45	181	161	20
SUDESTE	83.483	289	201	88	192	174	18
	83.492	265	184	81	147	125	22
	83.586	291	190	101	183	161	22
	83.629	240	206	34	170	148	22
	83.669	250	215	35	173	151	22
	83.688	272	206	66	160	143	17
	83.707	234	204	30	149	125	24
	83.738	251	206	45	144	110	34
	83.742	270	208	62	148	127	21
média	262	202	60	163	140	23	192
SUL	83.891	265	239	26	118	108	10
	83.924	271	210	61	109	89	20
	83.931	300	255	45	93	83	12
	média	279	235	44	107	93	14
CENTRO-ORSTE	83.262	215	184	31	189	186	3
	83.423	245	194	51	204	189	15
	83.064	241	173	68	226	213	13
	82.825	195	166	29	221	186	35
	média	224	179	45	210	194	16

FONTE: INPE, 1979.

### 1.2.2 Potencial de Energia Solar na Região Nordeste

As informações utilizadas para o cálculo da radiação solar na região Nordeste foram coletadas pela Rede de Estações Climatológicas do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET. Os resultados disponíveis no trabalho citado da CHESF/BRASCEP incluem, entre outros:

- o número de dados mensais e anuais de insolação e radiação coletadas, por estação;
- dados estatísticos referentes à insolação, radiação e energia solar para cada estação solarimétrica; frequência de dias nublados, frequência diária da insolação e radiação solar global;
- variação estacional e anual da radiação solar global diária e insolação máxima em função da latitude;
- zoneamento do potencial de radiação solar no Nordeste através de diversas cartas de isolinhas de radiação e insolação solar global, em bases médias mensais e anuais.

O trabalho conclui que, como comportamento geral, a radiação solar no Nordeste varia entre 200 e 700 ly/dia (97 a 340 W/m<sup>2</sup>), com um período de mínimo no trimestre maio-junho-julho, com 60% dos postos solarimétricos registrando intensidade de radiação na faixa de 300 a 400 ly/dia (145 a 194 W/m<sup>2</sup>). Isso significa que a maior parte da região recebe menos radiação nesse período. Já no trimestre novembro-dezembro-janeiro observa-se que em 90% dos postos a intensidade da radiação está acima de 400 ly/dia (194 W/m<sup>2</sup>). No trimestre maio-junho-julho verifica-se um centro de máximo, 450 ly/dia (218 W/m<sup>2</sup>) sobre o estado do Piauí e uma tendência para mínimo, 300 ly/dia (145 W/m<sup>2</sup>) no oeste do Maranhão e sul da Bahia. Por outro lado, no trimestre outubro-novembro-dezembro ocorre um centro de máximo, 600 ly/dia (291 W/m<sup>2</sup>), na região em torno da cidade de Petrolina (sudoeste de Pernambuco) e Juazeiro (região centro-norte da Bahia), e uma tendência para valores mínimos, (400 ly/dia (194 W/m<sup>2</sup>), a oeste e norte do Maranhão e sul da Bahia.

As cartas de distribuição espacial da radiação solar média diária representam apenas uma primeira aproximação do campo de energia solar disponível à superfície. Para situações locais, deve-se recorrer às médias dos respectivos postos. De modo geral o potencial de energia solar na região Nordeste atinge um mínimo em junho-julho e um máximo em dezembro-janeiro.

O potencial de geração elétrica a partir da energia solar no Nordeste foi estimado pela CHESF (4) considerando três áreas privilegiadas em termos de insolação, com valores maiores ou iguais a 500 ly/dia (242,5 W/m<sup>2</sup>).

Considera-se pois importante, que seja realizado um estudo das áreas compreendidas entre as isolinhas de 450 ly/dia (218,25 W/m<sup>2</sup>), consideradas de bom nível de insolação. Estas áreas abrangem a metade sul do Estado do Piauí, os Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Sergipe, o leste de Alagoas e o interior da Bahia.

Delimitada a área de estudo, foram escolhidas as terras mais aptas, numa análise inicial, para a instalação de centrais solares. Para tal, foram levados em conta critérios mais restritivos do que o necessário no caso da instalação de grandes centrais no Nordeste. Os critérios adotados foram: não competir com atividades agrícolas nem com as áreas promissoras para o programa de florestas da

CHESF; preferência para terrenos com baixo relevo, índices de pedregosidade não muito elevados e boa capacidade de drenagem. Estes requisitos foram definidos a partir do estudo sobre florestas energéticas realizado pela CHESF, em 1985 (6). Os critérios podem ser observados nos mapas de zoneamento edafo-bioclimático. Nesses mapas foram assinaladas as áreas dentro da região estudada que atendiam às especificações definidas acima.

Na análise foram encontradas três áreas que atendem aos requisitos: a primeira, no sertão da Paraíba, em torno da cidade de Souza; a segunda, localizada no sertão de Pernambuco, às margens do rio São Francisco, entre as cidades de Petrolina e Santa Maria da Boa Vista e, finalmente, uma região na margem esquerda do São Francisco, a montante do lago de Sobradinho e próxima da cidade de Pilão Arcado.

Para a central fotovoltaica o dado solarimétrico requerido é a radiação total diária média anual que incide no plano dos painéis. Desde que em baixas latitudes, como no caso do Nordeste, este parâmetro é praticamente igual ao da radiação total no plano horizontal, este último valor é o utilizado. Esses dados podem ser encontrados na referência (2).

As centrais termo-solares, por utilizarem concentradores, só aproveitam a componente direta da radiação solar. O parâmetro necessário será então a radiação direta normal diária (média anual), que pode ser obtida a partir da radiação total por correlações desenvolvidas para este fim (4).

Os dados solarimétricos foram retirados das informações obtidas pelas estações meteorológicas mais próximas dos locais estudados e que mostravam características semelhantes em termos de recurso solar. Para a região de Souza foi selecionada a estação de São Gonçalo (PB) e para as áreas de Santa Maria da Boa Vista (PE) e Pilão Arcado (BA) foi escolhida a estação de Petrolina (PE).

Para a obtenção dos resultados mostrados na Tabela 1.2 foram levados em conta os seguintes critérios:

- utilização de toda a área para instalação das centrais;
- fator de ocupação da área de 50% para centrais fotovoltaicas e de 26% para as termo-solares tipo SEGS;
- fator de conversão da radiação total em energia elétrica (eficiência global média anual) de 11,1% para fotovoltaica;
- fator de conversão da radiação direta normal para energia elétrica de 16% para as SEGS.

No caso da tecnologia SEGS utiliza-se, normalmente, uma caldeira auxiliar. Os resultados apresentados aqui referem-se apenas à utilização do recurso solar.

**TABELA 1.2  
POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR NO NORDESTE**

Local e Coordenadas		Souza (PB)	Srª Maria Boa Vista (PE)	Pilão Arcado (BA)
		6G45'S 38G13'O	8Q55'S 40Q05'O	10Q15'S 42G30'O
Superfície Total (km <sup>2</sup> )		633,4	129,6	271,8
Estação Meteorológica e Coordenadas Petrolina (PE)		São Gonçalo (PB)	Petrolina (PE)	
		6Q45'S 38G13'O	9Q23'S 40G30'O	9G23'S 42G30'O
Central fotovoltaica	Superfície de painéis (km <sup>2</sup> )	326,7	64,8	135,9
	Plano horizontal (kWh/m <sup>2</sup> )	6,024	6,271	6,271
	Geração diária (GWh)	218,45	45,11	94,60
Com painéis planos	Geração anual (gwh)	79.734,25	16.465,15	34.329,00
	Potência média (MW)	9.102,08	1.879,58	3.941,67
Focos	Superfície de concentradores (Km <sup>2</sup> )	169,88	33,70	70,67
Central termo solar	Radiação direta normal diária média anual (kWh/m <sup>2</sup> )	5,976	6,708	6,708
	Geração diária (GWh)	162,43	36,17	73,85
Do tipo SEGS	Geração anual (gwh)	59.286,95	13.202,05	27.683,25
	Potência média (MW)	6.767,92	1.507,08	3.160,42

FONTE: CHESF

### 1.2.3 Potencial de Energia Solar em Minas Gerais

O trabalho realizado pela CEMIG (3) contém valores de radiação solar global diária e mensal medida em um plano horizontal no período abril/84 a dezembro/86.

Para os locais pesquisados as médias mensais variam conforme a Tabela 1.3. Observa-se que o menor valor registrado da radiação solar global ocorreu no mês de julho (130 W/m<sup>2</sup>) e o maior no mês de fevereiro (267 W/m<sup>2</sup>), sendo que em média os meses frios (abril a setembro) apresentaram valores 27% inferiores aos meses quentes.

Conclui-se que o Estado de Minas Gerais apresenta níveis relativamente elevados de radiação solar, variando em média entre 170 e 217 W/m<sup>2</sup>, destacando-se as regiões do Triângulo, Nordeste e Norte do Estado, associadas às baixas latitudes e menores nebulosidades.

A média mensal da radiação solar no Estado é de 196 W/m<sup>2</sup>.

**TABELA 1.3**  
**RADIAÇÃO SOLAR GLOBAL**  
**MÉDIA MENSAL DO ESTADO DE MINAS GERAIS**  
**(W/m<sup>2</sup>)**

MÊS	MÍNIMA	MÁXIMA	MÉDIA
Janeiro	143	228	195
Fevereiro	137	232	267
Março	158	209	242
Abril	163	195	222
Maior	150	175	200
Junho	142	169	188
Julho	130	168	193
Agosto	145	180	216
Setembro	147	194	229
Outubro	181	217	255
Novembro	182	218	253
Dezembro	166	200	232
Média Anual	169	196	217

PONTE: CEMIG

### 1.3 TECNOLOGIA

Existem duas maneiras de se converter energia solar em energia elétrica. A primeira consiste em converter a energia solar em energia térmica, que por sua vez é convertida em energia elétrica. A segunda, denominada conversão direta, consiste no uso de células fotovoltaicas.

Os processos de conversão de energia solar em energia térmica e posteriormente em energia elétrica constam de diversos estágios:

- captação da energia solar na superfície de abertura do equipamento;
- concentração desta energia em uma superfície absorvedora;
- conversão da energia solar em energia térmica que é transferida a um fluido termodinâmico; para realizar essa conversão podem ser usados coletores solares planos, concentradores solares cilíndricos de foco linear, concentradores parabólicos de foco pontual, torres de potência e concentradores parabólicos compostos;
- conversão de energia térmica em mecânica e elétrica, onde a energia térmica contida em um fluido é convertida em energia mecânica através de um ciclo de Rankine, Brayton ou outros, dependendo da temperatura e natureza do fluido. A conversão de energia mecânica em elétrica é um processo convencional como o utilizado em usinas termelétricas alimentadas com combustíveis fósseis.

### 1.3.1 Conversão de Energia Solar em Energia Térmica

#### *Coletores Solares Planos*

Os coletores planos consistem basicamente em uma caixa isolada termicamente, coberta com tampa de material transparente (normalmente vidro) tendo em seu interior uma chapa enegrecida, com tubos engastados. São dispositivos que absorvem a radiação solar incidente e a transferem a um fluido de trabalho sob a forma térmica sendo a superfície absorvedora essencialmente plana.

Operam a baixas temperaturas, até 100°C, podendo ser utilizados para aquecimento ou resfriamento de fluidos incluindo aquecimento de água, refrigeração, secagem de grãos e outros usos. Seu grande potencial de utilização para o sistema elétrico é através do aquecimento de água para banho, substituindo o uso de chuveiros elétricos e resultando em conservação de energia elétrica e redução de picos de demanda.

#### *Concentradores Solares*

Um concentrador solar é um tipo de coletor que possui superfícies refletoras destinadas a concentrar a radiação solar sobre uma superfície absorvedora, de área menor que a área de incidência da radiação (área de abertura). Podem ser estacionários ou equipados com dispositivos de acompanhamento automático do Sol.

Quando o fator de concentração (relação entre a área de abertura e a área do absorvedor) é grande somente a radiação direta tem efetividade. Existem várias configurações de concentradores solares que variam de acordo com o grau de concentração da radiação. Todas resultam na produção de energia elétrica. As configurações mais conhecidas são descritas a seguir:

- **Concentradores Cilíndricos de Foco Linear** - são dispositivos de seção parabólica que refletem a radiação solar direta sobre um absorvedor linear, geralmente cilíndrico, por onde circula o fluido de trabalho. O fator máximo de concentração é de 212, permitindo atingir temperaturas de trabalho de cerca de 400°C.
- **Concentradores Parabólicos** - são dispositivos com refletores parabólicos tridimensionais, ou seja, a superfície refletora é uma superfície de revolução, com absorvedor esférico ou semi-esférico, atingindo um fator de concentração teórico máximo de 45.000, o que implica em elevadas temperaturas, acima de 3.000°C.
- **Torres de Potência** - são sistemas compostos de um campo de espelhos, denominados heliostatos, que refletem a radiação solar direta sobre um absorvedor situado no centro do campo, a uma determinada altura. O fator de concentração é aproximadamente igual ao número de espelhos. A temperatura no absorvedor atinge cerca de 600°C.

Maior sucesso tem sido obtido atualmente com a tecnologia de concentradores cilíndricos de foco linear. O sistema SEGS já mencionado é constituído por um campo solar, um sistema de geração de

vapor e casa de força. O campo solar é formado por coletores solares modulares e cada coletor possui espelhos parabólicos que concentram a energia solar sobre um foco onde está localizada uma tubulação, por onde circula um fluido térmico que é aquecido até cerca de 390°C.

O fluido térmico após aquecido no campo solar passa por uma série de trocadores de calor onde gera vapor, utilizado para geração de energia elétrica através do ciclo Rankine.

Existe ainda um sistema para operação com combustível alternativo durante os períodos do dia em que a radiação solar não é suficiente ou durante a noite.

Desde o desenvolvimento da primeira central SEGS tem-se alcançado valores cada vez maiores na eficiência, resultado de avanços tecnológicos, técnicos e operacionais. Os aperfeiçoamentos resultam em maior energia térmica por metro quadrado de coletor, um campo solar menor e mais barato para uma mesma energia térmica produzida, e maior temperatura de trabalho.

As Tabelas 1.4 e 1.5 resumem os avanços obtidos nas SEGS. Observa-se, além da evolução em termos de capacidade instalada, a melhoria de rendimento. Os equipamentos de controle também têm sido aperfeiçoados levando à melhorias na relação custo-benefício. Em Hasper Lake (Califórnia), por exemplo, estão sendo construídas 5 SEGS (quatro de 80 MW e uma de 60 MW) com uma única sala de controle, otimizando a operação do conjunto e barateando, sensivelmente, os custos de construção e operação. Um computador central monitora cada parte do sistema, inclusive cada uma das centenas de coletores solares. Nessas unidades o sistema de acionamento dos coletores será hidráulico e não haverá caldeira auxiliar para geração de vapor nos períodos de insolação insuficiente. Em seu lugar será instalado um sistema para aquecer o próprio fluido térmico até à temperatura necessária.

Atualmente, as principais áreas de estudo para melhoria da performance e diminuição de custos das SEGS são:

- decréscimo no custo do campo solar de 15% a 20% por m<sup>2</sup> de coletor;
- aumento na eficiência de 15% a 20% do coletor solar, o que pode permitir uma diminuição correspondente no custo, devido à possibilidade de se reduzir o tamanho do campo solar.

As principais características a serem incorporadas nesta tecnologia aperfeiçoada são:

- configuração avançada da calha do coletor;
- elemento de coleção do calor;
- aumento da eficiência ótica;
- uso de um sistema de armazenamento térmico eficiente
- aperfeiçoamentos no sistema tais como controle automatizado e otimização do bloco de potência;
- geração de vapor diretamente no campo solar, eliminando o fluido térmico. Esta inovação é considerada prioritária, já que diminui custos e simplifica a operação.

O fator de capacidade previsto para a SEGS é de 54%, para igual geração solar e por combustível. Para o caso de se utilizar apenas a parte solar, este fator deve ser de no máximo 30%.

A vida útil esperada para as SEGS é de 30 anos.

**TABELA 1.4**  
**PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS COLETORES**

SEGS	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
ANO	1984	1985	1986	1986	1987	1988	1988	1989
Coletor	LS-1	LS-1	LS-2	LS-2	LS-3	LS-3	LS-3	LS-3
Abertura(m)	2,55	2,55	5,0	5,0	5,0	5,0	5,76	5,76
Comprimento do coletor solar (m)	50,2	50,2	47,1	47,1	47,1	47,1	95,2	95,2
Eficiência ótica	0.734	0.734	0.737	0.737	0.737	0.737	0.772	0.772
Emitância do absorvedor	0.30	0.30	0.24	0.24	0.24	0.24	0.15	0.15
Eficiência pico do coletor solar	66%	66%	67%	67%	67%	67%	68%	68%

**TABELA 1.5**  
**AVANÇOS TÉCNICOS OBTIDOS NO DESENVOLVIMENTO DA TECNOLOGIA SEGS**

Tipo do coletor	LS-1 1984	LS-2 1986	LS-3 1987	LS-3 1989	LS-4 1993
Temperatura de saída do fluido térmico (°C)	307 (óleo)	350 (óleo)	391 (óleo)	391 (óleo)	420 (vapor)
Capacidade (MW)	13,8	30	30	80	80-160
Pressão de vapor no campo	35,5	40	100	100	100-120
Eficiência do ciclo (baseada no consumo específico total da turbina)	31,5*	30,6	37,5	38,4	40
Eficiência média anual de conversão solar para eletricidade (%)	10	11	12,4	14	15,5-17
Eficiência pico de conversão solar para eletricidade (%)	22*	19	22,2	24	26-28

(\*) Usa superaquecedor a gás para atingir maior temperatura do vapor

### 1.3.2 Conversão Direta de Energia Solar em Energia Elétrica

A geração direta de eletricidade via radiação solar é obtida através de células fotovoltaicas, que são materiais semicondutores feitos principalmente de silício, dispostos em uma junção p-n. Quando a radiação solar incide sobre essa células origina a formação de uma diferença de potencial na junção devido ao efeito fotovoltaico. Diversas células são montadas em conjunto formando painéis ou módulos.

Freqüentemente nos sistemas fotovoltaicos a tecnologia mais fina se encontra nas fotocélulas. Os demais componentes são equipamentos conhecidos. A instalação dos sistemas também não apresenta dificuldades.

Os dois conjuntos básicos de um sistema fotovoltaico são o arranjo dos módulos interligados e o subsistema de condicionamento de potência, cujas funções são: controlar o acionamento, ponto de operação do arranjo fotovoltaico, proteção do sistema, conversão da corrente contínua em alternada e sincronização com a rede.

O subsistema de condicionamento de potência consta de um seguidor de potência máxima (que controla o ponto de operação do arranjo fotovoltaico, visando otimizar a eficiência de operação), de um inversor para converter a corrente contínua em alternada, um transformador de proteção e um transformador para elevar a tensão ao nível da rede de distribuição.

Dentre as características vantajosas dos sistemas fotovoltaicos destacam-se:

- não consomem nenhum tipo de combustível;
- baixa necessidade de manutenção;
- possibilidade de colocação em linha com capacidades relativamente pequenas e em unidades modulares, facilitando o atendimento contínuo do crescimento da demanda;
- não necessitam de água de refrigeração;
- não produzem ruídos nem emissões para o meio ambiente;
- alta confiabilidade;
- performance altamente previsível.

A tecnologia fotovoltaica ainda se encontra em desenvolvimento, com limitada produção industrial. A eficiência obtida hoje nos módulos é de cerca de metade da teoricamente possível. Conseqüentemente, seu custo é alto, sendo esse o principal fator limitante quanto à utilização em grande escala. Outros problemas são a área necessária, a compatibilidade com a rede de distribuição, a intermitência da operação e a armazenagem de energia. Sem armazenagem de curto prazo (2 horas ou até menos, de acordo com a região) para prevenir quedas bruscas da radiação solar, o uso de mais de 13% de potência de origem fotovoltaica no sistema pode levar a sérios problemas de descasamento na operação. Adicionalmente, a armazenagem de longo prazo pode ser também necessária para assegurar um serviço confiável durante períodos de extensa cobertura de nuvens.

Os dados atuais ainda são insuficientes para uma análise mais profunda do impacto causado pela penetração de centrais fotovoltaicas na operação dos sistemas. Para baixos níveis de penetração o impacto deve ser mínimo.

A perspectiva que se delineia é a de não se incluir dispositivos de armazenamento diretamente ligados com a central, tal como ocorre hoje nas instalações fotovoltaicas interligadas com as redes existentes. A armazenagem deverá ser realizada com reservas operacionais. No entanto, estão sendo realizados esforços de pesquisa, desenvolvimento e demonstração para obtenção de tecnologias de armazenamento de curto e longo prazos compatíveis com a geração fotovoltaica a um custo competitivo. As áreas abordadas são a de baterias chumbo-ácido de grande capacidade, bombeamento de água, ar comprimido e, futuramente, as células combustíveis de hidrogênio eletricamente gerado e o armazenamento em magnetos supercondutores.

As principais instalações hoje existentes no mundo são descritas na Tabela 1.6. Além da potência e local são colocados os órgãos financiadores e o tipo de aplicação da energia gerada.

TABELA 1.6  
PRINCIPAIS CENTRAIS FOTOVOLTÁICAS INTERLIGADAS COM A REDE

LOCAL	POT.	FINANCIAMENTO	APLICAÇÃO
Ilha de Pellworm Alemanha	300 kWp	CEC (Comission of the European Com- munities	Eletr. p/cen. recr. Excesso potência alimenta a rede
Ilha de Kythnos Grécia	100 kWp	CEC	Alimenta a rede de 15kV
Washington DC EUA	300 kWp	Governo dos EUA	Alimenta a rede
Blytheville Arkansas EUA	240 kWp	Governo dos EUA	Eletric. p/o Missis- sippi C. C. College. Excesso p/rede
Phoenix, Arizona EUA	225 kWp	Governo dos EUA	Alimenta a rede
Hesperia California, EUA	1 MWp	Arco Solar Inc.	Alimenta a rede
Sacramento California, EUA	2 MWp	Arco Solar Inc.	Alimenta a rede
Carissa Plains California, EUA	7,5 MWp	Pacific Gas & Electric Co.	Alimenta a rede
Saijo Japão	1 MWp	Governo do Japão	Alimenta a rede
Ichicara Japão	200 kWp	Governo do Japão	Alimenta a rede
Isukuda Japão	200 kWp	Governo do Japão	Eletric. p/uma es- cola

Fonte: "Physics, Technology and Use of Phtovoltaics", Adam Hilger Ltd., Ingl., 1986.

Quanto aos materiais, o silício monocristalino predomina na fabricação das células, no atual estágio tecnológico. Outros materiais têm sido pesquisados, procurando a solução da questão da eficiência e do alto custo das células, tais como o silício policristalino, o silício amorfo, arseneto de gálio, sulfeto de cádmio e outros.

O silício amorfo, como o policristalino, já é de uso comercial em pequena escala, especialmente pela utilização da tecnologia de filmes finos.

O termo "filmes finos" é usado para indicar células nas quais as camadas ativas são filmes, policristalinos ou desordenados (amorfos), que foram depositados ou formados em um substrato eletricamente ativo ou passivo. Estes substratos são, normalmente, de baixo custo como o vidro, metal, cerâmica ou plástico.

Sua vantagem deriva da menor quantidade de material utilizado, técnicas mais simples de crescimento e possibilidade de processamento em escala compatível com a produção em massa.

As células de Si-mono em laboratório já atingem uma eficiência de 22,8% sob luz solar ordinária, chegando a 28,2% sob concentração.

Embora o silício monocristalino apresente eficiências maiores que a policristalino, o potencial deste, em termos de baixo custo de produção, o torna uma alternativa atraente.

A perspectiva é de grandes avanços na tecnologia de produção de filmes finos. Segundo um dos principais fabricantes, até o fim do século estes poderão atingir eficiências da mesma grandeza das células monocristalinas.

Já se atinge com novas técnicas de fundição células policristalinas com eficiências de 15 a 19%, enquanto que para os filmes finos a eficiência encontra-se em torno de 7%.

O Si-amorfo é hoje, possivelmente, o material mais estudado em todo o mundo como alternativa para a produção de células fotovoltaicas de baixo custo. As vantagens do Si-amorfo são as seguintes:

- requer uma quantidade muito menor de silício por watt em relação às células cristalinas (92 kg/MW contra 15 t/MW);
- período de retorno energético menor (cerca de 1 ano com a tecnologia atual);
- o processo de fabricação permite produção em larga escala e automatizada (está sendo construída, na Califórnia, uma fábrica deste tipo com capacidade de 10 MW/ano);
- pode ser depositado em qualquer substrato, de forma que o substrato pode ser utilizado como parte da estrutura do módulo (por exemplo, vidro para cobertura, metal como condutor);
- permite a formação de células de grandes áreas (no Japão se produziu para demonstração uma célula de 30 x 120 cm<sup>2</sup>).

A evolução tem sido grande em termos de eficiência destas células. Desde 1973, quando foi fabricada a primeira célula de Si-amorfo, até 1984, a eficiência subiu de menos de 1% para 11% nas células de área pequena (menos de 1 cm<sup>2</sup>). Atualmente, já se consegue obter, em laboratório, células com 12% e, em dispositivos de multijunção, chega-se a 15%. Espera-se que com estruturas de multijunção, as eficiências atinjam um patamar que possibilite a competitividade econômica do Si-amorfo para utilização em longa escala.

A multijunção é uma configuração onde 2, 3 ou até 4 estruturas são empilhadas. São feitas de um mesmo material com camadas de diferentes profundidades, ou de materiais diferentes. O ordenamento a partir de cima é em sentido de uma melhor resposta nos comprimentos de ondas menores (azul) indo em direção de uma boa resposta no vermelho.

A eficiência global de uma central fotovoltaica é o produto das eficiências de seus componentes principais, o conjunto de módulos (células fotovoltaicas) e o subsistema de condicionamento de potência.

O subsistema condicionador de potência tem uma curva de eficiência que depende da carga, subindo rapidamente e estabilizando-se praticamente para valores a partir de 50% da carga total. A eficiência nesta faixa é de 95-96%.

Com relação à central fotovoltaica como um todo, além das eficiências dos dois subsistemas principais, há ainda um conjunto de fatores que levam a perdas que influenciam a eficiência global da central.

A Tabela 1.7 mostra as eficiências obtidas nas várias fases do processo de conversão da energia solar em uma central fotovoltaica.

A Tabela resume as informações obtidas acerca das eficiências, segundo as diversas fases do processo de conversão de uma central fotovoltaica.

**TABELA 1.7**  
**EFICIÊNCIAS NA CONVERSÃO FOTOVOLTAICA**  
**(CENTRAIS DE PAINÉIS PLANOS E FIXOS)**

<b>Passos no processo de conversão da luz solar em eletricidade (%)</b>	<b>Eficiência do passo (%)</b>	<b>Eficiência acumulada</b>
Radiação incidente	100	100
Sombreamento de partes do arranjo	99	99
Degradação do módulo com o tempo	95	94,05
Acumulação de sujeira	95	89,35
Eficiência do módulo	13	11,62
Perda de eficiência do módulo devido ao aquecimento	91,6	10,64
Descasamento na interligação dos módulos	97	10,32
Perdas resistivas na parte DC	99	10,22
Eficiência média do PCS	92	9,40
Perda resistiva da parte AC	99,5	9,35
Consumo da central	99,9	9,34

A Tabela 1.8 mostra um resumo das informações recolhidas na literatura sobre as eficiências obtidas com a tecnologia fotovoltaica.

**TABELA 1.8  
EFICIÊNCIAS ATUAIS**

Materiais e/ou Tecnologia	Células		Módulos
	Laboratório	Comercial	
Si-mono	22,8%	12-15%	10-13%
Si-mono/Concentração	28,2%	16-20% (C=20 X) 20-27% (100 X <C <160 X)	(*)
Si-poli	SI	12%	11%
Fitas e placas	SI	11%	10%
Filmes finos	SI	7%	(*)
Si-amorfo	12%	9%	9%
Multijunção	15%	(*)	(*)
PCS	95% (plena carga)		
Centrais	9 a 10%		

(\*) Informação não disponível.

Embora a tecnologia fotovoltaica seja bastante recente, já existem alguns dados práticos obtidos a partir dos primeiros anos de operação das unidades experimentais instaladas.

As Tabelas 1.9 e 1.10 mostram algumas informações obtidas na literatura sobre a vida útil das instalações em uso e seus fatores de capacidade máximos.

As observações do estado das instalações atuais e a qualidade dos produtos hoje no mercado indicam a possibilidade de uma vida útil de 20 anos.

Quanto ao fator de capacidade máximo, alguns dados práticos o situam em torno de 25% a 30%. As instalações de "Lugo e Carissa Plains", na Califórnia, têm atingido 30%.

**TABELA 1.9**  
**VIDA ÚTIL DE CENTRAIS FOTOVOLTAICAS**

Fonte	Tipo de célula	Previsão/anos
RETSIE	Si Monocristalino	30
	Si Amorfo	20
US DOE	Si Monocristalino	30
	Si Amorfo	>10
PAUL MAYCOCK	Si Monocristalino	20
	Si Amorfo	10
USP	-	15 a 30
BATELLE COLUMBUS	-	20
SANDIA LAB	-	20
SMUD (USA)	Si Monocristalino	15 a 30

**TABELA 1.10**  
**FATOR DE CAPACIDADE MÁXIMO**

Fonte	Fator de Capacidade Máximo
US DOE	0,27 a 0,30
ARCO SOLAR	0,30
UFPE/CHESF	0,23 a 0,30 (previsão)

## 1.4 ASPECTOS ECONÔMICOS

### 1.4.1 Geração Fotovoltaica

As centrais solares de geração elétrica enfrentam dificuldades no que concerne à competitividade com outras tecnologias mais convencionais, e entre essas pode-se citar: i) localização específica e determinada, dependente de variáveis regionais, sendo a principal delas a intensidade de radiação incidente; ii) baixa densidade energética, necessitando de grandes áreas; iii) dependência em relação às variações climáticas, necessitando por isso de complementação da energia produzida; iv) alto custo de investimento mesmo para as tecnologias mais desenvolvidas comercialmente.

No caso da tecnologia fotovoltaica, por exemplo, o maior obstáculo para a sua disseminação em larga escala é o alto custo da central, atualmente em torno de US\$ 10.00/Wp (6,0 US\$/Wp para as estruturas, condicionamento, etc e 4,0 US\$/Wp para os módulos), utilizando painéis compostos por células de silício monocristalino e com 12% de eficiência. No caso de células de silício amorfo com eficiência de 6% o custo é cerca de US\$ 5.00/Wp.

A Tabela 1.11 mostra a composição dos custos para o caso de centrais com painéis de silício monocristalino. Os dados são baseados na experiência americana com a implantação da central de Lugo e a primeira base da SMUD ("Sacramento Municipal Utility District"), ambas de 1 MW. Os módulos são responsáveis por 50% do custo total. O silício é responsável por 50% do custo dos módulos, ou 25% do custo total.

A Tabela 1.12 mostra os custos de produção dos módulos no Brasil. A célula é responsável por 70% do custo total dos módulos.

Os custos referem-se à produção de células com 0,3mm a 0,4mm de espessura e eficiência da ordem de 13% para as células e 11% para os módulos. No Brasil, estes valores de eficiência são cerca de 10% mais baixos.

Os custos apresentados não incluem o lucro do fabricante e impostos, os quais se estima estarem situados entre 20% e 40% do custo dos módulos.

No Brasil ainda não há, por enquanto, fabricantes de silício policristalino e amorfo em escala comercial. Porém, a Héliodinâmica está iniciando a produção de células de silício policristalino para equipamentos e testes.

A Tabela 1.13 apresenta os custos internacionais referentes às diversas etapas de fabricação de células e módulos, tendo como material básico o silício policristalino; a sua análise mostra que as lâminas e células deste material podem custar cerca de 30% e 20%, respectivamente, menos do que as de silício monocristalino, o que resulta no custo final cerca de 17% mais baixo. Na prática, o que se tem observado é um custo final semelhante para ambas as tecnologias. Como no caso anterior, o material continua a ser um dos itens de maior peso no custo final.

A Tabela 1.14 ilustra esta situação e também mostra os valores de custo e preço obtidos para módulos produzidos a partir de silício amorfo, bem como de silício policristalino.

TABELA 1.11  
CUSTOS INTERNACIONAIS PARA O SILÍCIO MONOCRISTALINO

ETAPA	PRODUTO (US\$/Wp)	CUSTO
1. Processamento básico da matéria prima	SiO <sub>2</sub> (Areia/Quartzo) Si Grau metalúrgico	
2. Processamento secundário	Si Poli Grau eletrônico Si Mono Grau eletrônico (Lâminas)	1,00 a 1,50 (1) 2,00 a 3,00
3. Fabricação de módulos	Células de Si mono Módulos	3,00 a 4,25 4,00 a 5,50
4. Sistemas de geração (Centrais de potência)	Preparação do terreno Fundação/Instalação Estruturas	0,35 (2) 0,47 0,29
Interligação dos painéis	0,63	
Interligação c/o sistema	0,17	
Unidades de condicionamento de energia (inversão, controle, etc.)	0,44	
Comissionamento	0,15	
Engenh./Admin./Terreno	2,50	
Total (3) + (4)		9,00 a 10,50

Observações:

- (1) Fonte: Photovoltaic Technology Performance, Cost and Market Forecast to 1995. Paul Maycock. Valores US\$/85.  
(2) Fonte: Photovoltaic, Wind and Small Hydropower Generation. Edward Ckern Jemit. Valores em US\$/84.

TABELA 1.12  
CUSTOS NO BRASIL PARA O SILÍCIO MONOCRISTALINO

ITEM	CUSTO (US\$/Wp)
Célula Fotovoltaica	8,35
Materiais Complementares (estruturas, encapsulantes, etc.)	1,56
Mão-de-obra	1,89
Total	11,80

Observações:

- (1) Fonte: Heliodinâmica  
(2) Valores referidos a Nov/84 não incluindo impostos e lucros e pressupondo uso de 100% da capacidade das instalações.  
(3) Valores obtidos com a paridade de 1US\$ = Cr\$ 2.770,00.

**TABELA 1.13**  
**CUSTOS INTERNACIONAIS PARA O SILÍCIO POLICRISTALINO**

ETAPA	PRODUTO	CUSTOS (US\$/Wp)
1. Processamento básico da matéria prima	SiO <sub>2</sub> (Areia/Quartzo) Si Poli Grau Eletrônico	1,00
2. Processamento secundário	Lâminas de Si Poli Grau eletrônico	1,70 a 2,05
3. Fabricação de módulos	Células de Si Poli Módulos	2,50 a 3,05 3,50 a 4,30
4. Sistemas de geração	Os mesmos itens assumidos para central com Si mono. bem como os itens de custos	5,00
<b>Total (3) + (4)</b>		<b>8,50 a 9,30</b>

**Observações:**

- (1) Fonte: Photovoltaic Technology Performance, Cost and Market Forecast to 1995 - Paul Maycock.  
 (2) Valores referidos a US\$/85 exclusive lucro e impostos nos custos dos módulos (aprox. 40%).

**TABELA 1.14**  
**CUSTOS INTERNACIONAIS PARA O SILÍCIO POLICRISTALINO**

Material Básico da Célula	Custo e/Lucro US\$/Wp	Custo e/Lucro US\$/Wp
Silício Policristalino	4,00 (1)	
	4,50 (2)	7,00 (2)
Silício Amorfo	1,60 (3)	

Observação: Valores referidos a 1985.

- Fonte: (1) Simpósio Retzic 1985.  
 (2) Photovoltaic Tech., Perf. Cost and Market - Paul Maycock, 1985.  
 (3) World Resources Institute.

Quanto aos custos de O & M, os dados internacionais variam em uma faixa de 5,7 a 9,5 US\$/MWh. O dado mais alto refere-se à experiência da ARCO SOLAR - LUGO (1MW) (US\$ de 1985).

Se considerarmos os dados das tabelas anteriores, veremos que os custos de geração fotovoltaica ainda são bastante altos. Com um fator de capacidade de 30%, taxa anual de desconto de 10% e vida útil de 20 anos e considerando apenas a parcela de investimento, o custo de geração seria em torno de US\$ 380/MWh. Somente para valores abaixo de US\$ 2.00/Wp a alternativa solar começa a se tornar competitiva com a geração térmica convencional. Em termos gerais, os custos das células apresentados nas tabelas 11, 12, 13 e 14, se referem a valores de meados da década de 80, de forma que podemos considerar que os custos atuais estão cerca de 30% mais baixos. O mesmo ocorre com os custos da energia gerada.

Quanto às perspectivas futuras, as informações, a seguir, foram reproduzidas da referência (4).

A Tabela 1.15 apresenta as previsões de custo e eficiência feitas por Paul Maycock and Edward Stirewalt.

Comparando estes valores com os apresentados no capítulo referente a custos, verifica-se que a partir de meados da década, quando os custos dos produtos deverão estar na faixa de 1,00 a 3,00 US\$/Wp, a eletricidade produzida a partir de energia solar pela via fotovoltaica começará a competir com as demais alternativas de geração.

A Chronar está negociando a instalação de uma central de 60 MW com módulos de silício amorfo no sul da Califórnia. O custo previsto é de US\$ 2.50/Wp, dividindo-se igualmente em US\$ 1.25/Wp para os módulos instalados e US\$ 1.25/Wp para o restante dos equipamentos necessários. Os estudos da empresa apontam que um investimento de US\$ 20 bilhões, no período de 1990-1995, poderá levar a uma capacidade de manufatura de módulos de 10 GW por ano, em 1995, o que permitirá a instalação de 40 GW para geração por volta do ano 2000. Seus prognósticos são que os custos e eficiência previstos para a central são possíveis e podem levar ao início de uma nova era para a tecnologia fotovoltaica, o que iria torná-la uma fonte de potência competitiva. Já a capacidade de manufatura de 10 GW por ano em 1995 deve ser impossibilitada pelas limitações na disponibilidade de materiais e equipamentos de processo, o qual limitaria a capacidade da indústria.

Os objetivos do DOE - National Photovoltaics Program são no sentido de dar suporte ao esforço industrial de obter redução de custos que torne a tecnologia competitiva por volta do ano 2000. A curto prazo várias companhias estão construindo fábricas para produção de 10 MW de módulos por ano, uma escala que pode reduzir o custo para US\$ 1.15/Wp, o que significa cerca de US\$ 0.15/kWh. Este valor é próximo da competitividade, que é prevista para valores entre US\$ 0.06 e US\$ 0.12/kWh. Isto sem considerar que a geração fotovoltaica oferece benefícios para a sociedade que não são levados em conta numa análise econômica tradicional. Numa análise que considerasse os fatores ambientais e os preços de mercado da tecnologia, poderiam ser competitivos com a geração convencional, oferecendo ainda a diversidade necessária no suprimento de energia e, com segurança, a longo prazo, já que independe da evolução do preço de combustível.

**TABELA 1.15**  
**PREVISÃO DO CUSTO E EFICIÊNCIA PARA CÉLULAS E MÓDULOS**  
**DE SILÍCIO MONOCRISTALINO, POLICRISTALINO E AMORFO**

	1985			1990			1995		
	mono	poli	amorfo	mono	poli	amorfo	mono	poli	amorfo
Eficiência da célula (%)	12,50	12,00	6,00	16,00	15,00	9,00	18,00	16,00	12,00
Eficiência do módulo (%)	11,00	11,00	5,00	15,00	14,00	8,00	16,0	15,00	10,00
Custo do módulo (US\$/Wp)	4,00	4,50	3,00 a 4,00	2,50 a 3,00	2,00 a 2,50	1,20 a 1,80	1,80	1,20 a 1,80	1,00 a 1,50
Preço do módulo (US\$/Wp)	6,60	7,50	5,00 a 6,50	4,00 a 5,00	3,30 a 4,00	2,00 a 3,00	3,00	2,00 a 3,00	1,66 a 2,50

Fonte: Paulo Maycock & E. Stinewalk: "Photovoltaic - Tech., Perform., Cost & Market Forecast to 1995. EUA, 1985.

Em localidades remotas, longe das redes de distribuição de energia elétrica e para pequenas cargas, já é economicamente viável a utilização de painéis fotovoltaicos para alimentar estações de telecomunicações, para sinalização, iluminação e bombeamento de água.

As tabelas apresentadas mostram que o grande fator de custo são os módulos, representando mais de 50% do total. Mesmo uma redução brusca do custo dos módulos não significaria que se viesse a atingir um patamar de competitividade, havendo a necessidade de se realizar um esforço para diminuir os custos dos demais itens.

Além dos aspectos citados é importante salientar que os valores apresentados retratam a realidade americana, onde mão-de-obra e terreno são bem mais valorizados que no Brasil e que, em termos de geração para sistemas elétricos, as unidades implantadas ainda são muito pequenas, o que talvez explique os elevados custos de engenharia e administração desses projetos.

#### 1.4.2 Geração Termo-Solar

Algumas concessionárias brasileiras vêm analisando, junto à Luz Internacional e à "Flachglas Solartechnik", a viabilidade de implantação de centrais tipo SEGS no País.

Os estudos realizados em conjunto com a ELETRONORTE visam identificar o local para a possível implantação de uma SEGS em sua área de concessão, com o objetivo de analisar alternativas menos dependentes de combustíveis fósseis. Após a identificação de locais com alto potencial, concluiu-se que seria necessário instalar um programa de medições de radiação solar, antes da realização de um estudo de viabilidade econômica.

Nos EUA, os custos associados à SEGS vêm sendo reduzidos à medida em que a tecnologia é aperfeiçoada. A Tabela 1.16 mostra esta tendência. A Tabela 1.17 reúne algumas informações sobre este tipo de central.

**TABELA 1.16**  
**REDUÇÃO DE CUSTOS DAS CENTRAIS SEGS (EUA)**

	SEGS I 1984	SEGS IV 1987	SEGS VI 1988	SEGS VIII 1989
Capacidade (MW)	138	30	30	80
Superfície refle- tora (m <sup>2</sup> )	82.960	233.000	188.000	464.000
Total gerado anual- mente (MWh)	30.000	92.000	91.000	254.000
Custo do Projeto (US\$ milhões)	62	124	116	230
Custo de instalação (US\$/kW)	4.500	4.130	3.860	2.875
Custo nivelado (US\$/MWh)	240	125	115-120	75-85

Fonte: CEMIG.

**TABELA 1.17**  
**CUSTOS ASSOCIADOS ÀS CENTRAIS SEGS (EUA)**

	35 MW	90 MW	340 MW
Geração do campo solar (MWh/ano)	63.000	166.000	600.000
Geração a partir de com- bustível (MWh/ano) (1)	63.000	166.000	600.000
Geração total (MWh/ano)	126.000	332.000	1.200.000
Tamanho do campo solar (m <sup>2</sup> )	180.000	460.000	1.800.000
Custo total do projeto (US\$ milhões)	90	205	540
Custo de investimento (US\$/kW)	2.570	2.270	1.600
Custo anual de O & M (2) (US\$ milhões)	2	4	10
Custo de geração (US\$/MWh):			
Custo de capital (3)	46	40	29
Custo de combustível (4)	15	15	15
Custo de O & M	16	12	8
Total	77	67	52

(1) Assume 50% da geração a partir do combustível.

(2) Inclui a troca de 3 a 5% dos componentes do campo solar.

(3) Assume taxa de juros real de 5%.

(4) US\$ 30/MWh.

Fonte: ELETRONORTE.

No Brasil, os estudos de pré-viabilidade realizados em conjunto com a CEMIG levaram à escolha do local de Pedras de Maria da Cruz como o mais indicado para uma SEGS de 80 MW em Minas Gerais.

Esses estudos mostraram ainda que 70% a 75% da energia garantida pela usina seria devido à fonte óleo combustível, sendo que o custo da energia garantida pela usina estaria entre 90 e 130 US\$/MWh (com 115 US\$/MWh como valor mais provável).

Cabe ressaltar que as taxas e impostos de importação têm peso significativo nesses custos de energia (cerca de 25%). Entretanto, mesmo que houvesse isenção destes impostos por parte do Governo Brasileiro, a Usina Térmica Solar (UTES) ainda teria custo superior ao de uma térmica a óleo combustível. A razão disso está no alto investimento do campo solar que, pela tecnologia SEGS proposta, produziria energia a um custo estimado de 52 US\$/MWh.

### 1.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GTLP - Grupo de Trabalho para Estudos de Longo Prazo de Geração.

ELETROBRÁS - GCPS/CTEE. Relatórios Preliminares, 1990 - CEMIG - Departamento de Planejamento Energético, Divisão de Análise e Planejamento Energético.

[1] - NUNES, Getúlio, S.S. et alii.º de Janeiro, 1987.

[3] - CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. Estudos sobre Aproveitamento de Energias Solar e Eólica em Minas Gerais. Fase 2 Levantamento de Potenciais de Energia Solar. Volume 1. Relatório CEMIG. Belo Horizonte, 1987.

[4] - LYRA, Francisco José M. - Geração Elétrica a partir da Energia Solar. CHESF - Div. de Projetos de Fontes Alternativas, 1991.

[5] - ELETRONORTE - "Site Survey for a Large Scale Solar Power Plant in Eletronorte's Concession Area". Brasília, DF, 1989.

[6] - CHESF - Estudos de Florestamento no Semi-Árido Nordeste, Recife, 1985.

## 2. ENERGIA EÓLICA

### 2.1 ASPECTOS GERAIS

#### 2.1.1 Características Físicas

Energia eólica é a energia cinética contida nos deslocamentos das massas de ar, basicamente provocadas pelo aquecimento desigual da atmosfera resultante da incidência dos raios solares conjugada com a orientação e movimentos da Terra. Esta forma de energia na natureza se caracteriza principalmente por ser renovável, de baixa densidade energética e de natureza intermitente.

O aquecimento desigual estabelece um gradiente de pressão atmosférica, e o efeito combinado deste gradiente com o movimento de rotação da Terra é a formação de correntes de ar livres a grandes altitudes. Já em altitudes menores, até cerca de 100 m, existe uma camada turbulenta onde, por ser o ar um fluido e ter viscosidade, a velocidade do vento varia com a altitude (devido ao atrito com a superfície) e com o gradiente vertical de temperatura. Assim, o gradiente vertical de velocidade do vento é função do relevo, ou rugosidade do terreno, e do gradiente vertical de temperatura, o qual varia com o tempo. Daí a necessidade de medições do gradiente vertical de velocidade do vento, feitas com torres móveis e anemógrafos.

A influência do relevo é importante mesmo em uma única região. Os ventos tendem a ser canalizados no sentido de vales, estuários e cursos d'água. Tais variações topográficas são particularmente importantes nas proximidades do litoral, onde o contorno litorâneo pode influenciar as condições de vento. É importante ressaltar que até mesmo em uma região considerada de baixo potencial eólico alterações no relevo (um vale sinuoso, por exemplo) podem provocar mudanças significativas nas condições locais dos ventos.

A intermitência com que estes sopram influi fortemente no modo de captação, conversão e aproveitamento da energia eólica, inclusive nos custos da energia gerada. O vento raramente flui a uma velocidade constante nas proximidades da superfície e, devido à baixa viscosidade do ar, torna-se turbulento a baixas velocidades, o que contribui para a fadiga das máquinas eólicas e influi diretamente na vida útil das mesmas.

De uma forma macro, ocorrem variações de velocidade diárias, mensais, anuais e sazonais e isto influencia na viabilidade da energia elétrica gerada.

Outra característica é que a densidade do ar, por ser muito baixa, leva à necessidade de se interceptar uma grande área de corrente de ar para que se possa captar uma quantidade razoável de energia disponível.

A potência eólica disponível (energia cinética por unidade de tempo) é dada por:

$$P_d = 1/2 \cdot \rho \cdot AV^3$$

Define-se ainda o fluxo de potência eólica como potência eólica disponível por unidade de área:

$$FPE = \frac{\rho}{2} V^3 \text{ (W/m}^2\text{)}$$

onde V é a velocidade e  $\rho$  a densidade do ar, a qual varia com a pressão atmosférica (função da altitude) e com a temperatura é dada por:

$$\rho \text{ (kg/m}^3\text{)} = 0,3488 \text{ pressão atmosférica (mb)/temperatura (}^\circ\text{K)}$$

Pode-se perceber portanto que o aproveitamento da energia eólica possui características similares às da energia solar no que concerne a localização específica, baixa densidade energética e regularidade de fornecimento. Além disso, a disponibilidade dos ventos não guarda nenhuma relação com o comportamento da demanda de eletricidade, o que implica na necessidade de sistemas de armazenamento de energia caso não haja geração alternativa nos períodos de calmaria.

### 2.1.2 Histórico da Utilização

A fonte eólica é uma das mais antigas formas de energia utilizadas pelo homem. No entanto, a intensificação de seu uso tem tido uma trajetória bastante variada. Foi sempre crescente até a segunda metade do século XIX, quando a utilização generalizada dos moinhos de vento na Europa conheceu um rápido declínio em função do aparecimento da máquina a vapor, na época uma fonte alternativa de trabalho mecânico mais compacta e confiável.

No século XX o desenvolvimento da tecnologia da eletricidade, alterando os padrões de conforto e consumo de energia, e a invenção do motor de combustão interna, utilizando combustíveis fósseis acessíveis e competitivos economicamente, causaram o declínio da utilização de energia eólica. Por outro lado, o desenvolvimento da aeronáutica durante a 1ª Guerra Mundial trouxe um avanço tecnológico apreciável na aerodinâmica das turbinas eólicas.

Em Países sem reservas de petróleo e grandes rios aproveitáveis, como os Países Baixos o interesse pela energia eólica persistiu, e continua até hoje.

Na década de 1930 as grandes extensões territoriais dos EUA e Rússia e a insuficiência do sistema de distribuição rural de energia forçou o aproveitamento das fontes de energia disponíveis em regiões não contempladas pelas redes rurais. Nos EUA, a partir de 1933 foram utilizados em larga escala aerogeradores pequenos, geralmente de duas ou três pás (tipo hélice dos aviões da época), construídas com tecnologia similar, em madeira. O mais conhecido e de uso difundido foi o aerogerador JACOB, de 1 kW de potência a ventos de 5,5 m/s, 3 pás tipo hélice e 4,27 m de diâmetro.

Entre 1930 e 1960 dezenas de milhares desses aerogeradores foram vendidos e utilizados nos EUA e outros países. Porém, em 1960 a produção do aerogerador JACOB se encerrou, como advento da política de eletrificação rural por cooperativas, permitindo energia mais barata das redes.

Já na Rússia, buscou-se a conexão de aerogeradores médios e grandes à rede elétrica. Em 1931, na região da CRIMEA foi construído o maior deles, com 100 kW de potência, que forneceu 280 MWh por ano, com um fator de utilização de 32%. Modelos menores também foram experimentados, mas possivelmente a descoberta de jazidas de combustíveis fósseis contribuiu para o abandono de tais projetos.

Durante a 2ª Guerra Mundial os esforços para economizar combustíveis fósseis levaram alguns países ao projeto e construção de médios e grandes aerogeradores.

Após a 2ª Guerra Mundial o petróleo e as grandes usinas hidrelétricas tornaram-se extremamente competitivos e os aerogeradores passaram a ser construídos apenas a título de pesquisa. Vários países mantiveram programas eólicos experimentais, devendo ser citados o Reino Unido (onde em 1948 foi criado o Comitê Nacional de Energia Eólica), Dinamarca, França e Alemanha.

Na década de 1960 todos os projetos de energia eólica foram desativados, devido ao então baixo preço do petróleo e à expansão das redes de energia elétrica geradas em usinas hidroelétricas e termoelétricas, além da perspectiva de baixos custos das centrais nucleares.

A partir do início da década de 70, com o advento da 1ª crise mundial de petróleo, associada ao desenvolvimento tecnológico da eletrônica de potência (que permitiu desenvolver sistemas de conversão CA/CC/CA facilitando o armazenamento de energia) e ao desenvolvimento de sistemas de controle de velocidade, é que os investimentos em energia eólica em escala comercial se tornaram mais intensos.

Nos EUA a introdução da energia eólica se fez possível pela legislação que regulamentou a geração privada de eletricidade, instituindo a sua compra pelas companhias de eletricidade e beneficiando com incentivos fiscais os investidores em máquinas eólicas. A partir daí surgiram as fazendas eólicas, grandes áreas com centenas de aerogeradores de 20 a 500 kW. Esses sistemas se mostraram economicamente mais interessantes pela redução das influências das flutuações do vento e pela facilidade de manutenção sistemática.

Atualmente, os principais países com programas de turbinas eólicas são: os Estados Unidos, com 1.600 MW instalados e 18.000 turbinas (com a aprovação do "Clean Air Act" e investimentos anuais de US\$ 120 milhões decididos pelo DOE, espera-se a duplicação dessa potência instalada em 5 anos, com redução dos custos de geração para 30 a 50 US\$/MWh e dos custos de investimento para 500 a 750 US\$/kW); Dinamarca, que com 2000 turbinas em operação e 300 novas instaladas mensalmente é o país líder no desenvolvimento e fabricação desses equipamentos (neste país, um acordo entre a associação dos produtores independentes de energia eólica e as companhias de eletricidade garante a compra de toda a energia gerada, excedente ou diretamente conectada à rede); Holanda, com 40 MW instalados, prevendo-se 250 MW até 1995, independente de subsídios do governo; Alemanha, com um programa de instalação de 100 MW até 1995; Grécia, em processo de instalação de 13 MW; Alemanha, 20 MW em construção; Espanha, com 3,5 MW instalados e 50 MW programados; Itália, com 600 MW programados para 10 anos; Índia, com 1 MW instalado e 1.200 MW planejados.

Atualmente mais de 20.000 aerogeradores, totalizando cerca de 2.000 MW instalados, estão operando principalmente nos países citados acima.

No Brasil, o interesse na energia eólica para geração de eletricidade é recente e teve início a partir de 1974 com a crise do petróleo, quando algumas universidades e instituições de pesquisa iniciaram trabalhos de desenvolvimento de aerogeradores com tecnologia nacional, visando aplicações às demandas de regiões isoladas. Alguns desses trabalhos foram meramente acadêmicos.

Merece destaque o Projeto de Energia Eólica do IAE-CTA iniciado em 1976, quando foram realizados os primeiros estudos do potencial eólico, sendo detectado excelente potencial na costa do Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Bahia e principalmente na Ilha de Fernando de Noronha.

Ainda, em 1976, foi construído um protótipo de aerogerador de 20 kW que chegou a gerar a potência nominal quando testado em alguns locais do Nordeste, porém apresentou problemas de fadiga nas pás.

Em 1977, foi construído o IAE 0.5m/1 kW. Foram construídos e testados diversos protótipos à medida que surgiam diversos problemas operacionais e de projeto. Todos os protótipos tiveram durabilidade de meses, nenhum com mais de um ano.

Em 1979, foi iniciado o projeto do aerogerador IAE 0.8m/5 kW. O primeiro protótipo operou 9 meses no campo de testes da Barreira do Inferno, em Natal. O segundo operou 5 meses. Ambos pararam por problemas de fadiga. O terceiro protótipo foi instalado com ângulo de passo ajustado para baixa rotação, mas se constatou problemas quanto à corrosão de partes metálicas.

Em 1981, foi iniciado o projeto CTA/DFVLR 0.25/100 kW DEBRA (DEutch-BRASileiro), cujo primeiro protótipo foi construído em 1984 no campo de testes alemão de Schmitlingen. Este projeto foi abandonado pelo CTA por questões de diretrizes internas.

A primeira turbina de médio porte para geração comercial está sendo instalada em Fernando de Noronha com 75 kW, 17 m de diâmetro e 23 m de altura, um projeto desenvolvido pela Universidade Federal de Pernambuco em convênio com o Grupo Folkcenter, da Dinamarca. A UFPE desenvolve ainda projetos de 200 kW para aplicações do tipo fazendas eólicas.

A geração eólica em Fernando de Noronha deverá substituir cerca de 10% do óleo diesel atualmente consumido para geração elétrica na ilha.

A CHESF opera uma estação anemométrica no Porto de Suape-PE e iniciará em 1993 a instalação de uma rede anemométrica dedicada no Nordeste, começando através de convênio com a COELCE pela instalação de vinte estações no Estado do Ceará; ainda neste Estado o Grupo Macêdo do Ceará (CEMEC) opera dez estações anemométricas e estuda a possibilidade de gerar energia em escala comercial e eventualmente fabricar aerogeradores.

Esta sendo firmado convênio entre a CHESF e o Estado de Pernambuco para instalação e operação de redes anemométrica e anemométrica no Estado. Deste convênio também participam a Universidade Federal de Pernambuco e a CELPE.

## 2.2 POTENCIAL PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

### 2.2.1 Identificação das Áreas Promissoras

Com medidas da direção e intensidade dos ventos, normalmente realizadas com anemômetros instalados a 10 m do solo, é possível se ter estimativas do comportamento dos ventos através do tratamento estatístico dos dados de velocidade.

A curva mais importante, da qual quase todas as outras podem ser obtidas, é a curva de frequência de velocidades, que fornece o período de tempo (em termos percentuais) em que uma velocidade foi observada. Dela também se obtém a curva de energia disponível ( $Wh/m^2$ ), também conhecida como potência média bruta ou fluxo de potência eólica. Outras curvas importantes são a que fornece o período de calmaria e a de ventos fortes ou velocidade máxima.

Para se contornar a dificuldade em se dispor dessas curvas procura-se assumir que a curva de frequência possa ser aproximadamente representada por expressões matemáticas. A mais conhecida e aceita é a função de Weibull:

$$P(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right]$$

onde:

$c$  é o fator escala (mm/s);

$P(V)$  é a probabilidade de ocorrência de velocidade de vento acima de  $V$ , e

$k$  é o fator de forma (adimensional)

Estudos recentes do Grupo de Energia Eólica da UFPE indicam que, devido a homogeneidade dos ventos no Brasil e especialmente no Nordeste a distribuição de Weibull, com  $k \approx 3,2$ , é a mais adequada ao regime dos ventos brasileiros, sendo que no litoral do Ceará chega-se a  $k=4$ .

O conhecimento da velocidade média do vento é também fundamental para a estimativa da energia a ser gerada. Primeiro, porque os aerogeradores começam a gerar a um determinada velocidade de vento de partida ("cut-in") e param de gerar quando a velocidade ultrapassa determinado valor ("cut-out"), sendo portanto importante registrar a frequência de duração de calmarias e ventos fortes. Segundo, porque os projetistas precisam dimensionar a fadiga nas pás e estruturas, que afeta o tempo de vida dos aerogeradores.

O levantamento global do potencial eólico é uma avaliação preliminar que serve de base para a seleção de regiões mais promissoras. Sua elaboração é normalmente baseada em medições horárias de velocidade de vento e direção, por um período de 5 anos.

O resultado do processamento desses dados, associado às considerações de relevo (curvas de nível) e análise da circulação atmosférica em cada região, é representado através de mapas cartográficos com isolinhas de velocidade média, isolinhas de calmaria, isolinhas de velocidade máxima e isolinhas de fluxo de potência média ou potência bruta ( $W/m^2$ ).

O Atlas do Potencial Eólico Nacional é um trabalho pioneiro, constituindo-se no único documento onde há um levantamento global deste potencial. Em função deste pioneirismo, seus resultados devem ser considerados com ressalvas, uma vez que parte de uma base de dados existentes na época, a qual não tinha como objetivo a elaboração deste tipo de trabalho. O Atlas foi elaborado pela Fundação Padre Leonel Franca, sob coordenação da ELETROBRÁS. Na sua realização foram utilizados dados registrados no período 1972 - 1976 de uma rede anemométrica então existente, composta de 389 estações, das quais apenas 42 forneceram dados horários por dia.

A dispersão da rede no território nacional tem em média apenas uma estação a cada 21.882  $km^2$ , e além disso a rede não estava distribuída em locais especialmente favoráveis para avaliação do potencial eólico, como encostas, passos entre cadeias montanhosas, trechos litorâneos abertos, etc. Alguns dos espelhos encontravam-se em alturas superiores a 10 m, que é a altura ideal para as medições de vento. Além disso, nas estações do Instituto Nacional de Meteorologia, grande maioria das estações da rede, foram obtidos dados em apenas 3 horários sinóticos, através de anemômetros tipo Wild, sujeitos a imprecisões e interpretações subjetivas do operador, resultando em possíveis imprecisões e lacunas o que inviabiliza a utilização da função de Weibull.

A nível regional, a Distribuição Estatística da Energia Eólica do Nordeste, editado pela CHESF em 1989, apresenta uma boa consistência e utiliza dados mais confiáveis que foram tratados com rigor compatível. Embora apresentando também grande dispersão da rede de anemógrafos (19.358  $km^2$  por estação), neste trabalho foi utilizada a Rede Meteorológica do Nordeste, com 80 anemógrafos mais precisos e confiáveis que os utilizados para o Atlas Eólico Nacional, cobrindo o comportamento dos ventos ao longo do dia e assim permitindo a formação de um banco de dados mais confiável. Entretanto, foi utilizada a função de Rayleigh (Weibull com o fator de forma 2), embora pesquisas recentes indiquem que para o Nordeste, com a homogeneidade de regime de ventos, o fator de forma mais adequado é 3,2.

No levantamento do potencial eólico o que se faz na prática é, partindo de um levantamento global, identificar/selecionar áreas com potenciais promissores de acordo com critérios pré-estabelecidos, e em seguida realizar estudos locais mais precisos nas regiões selecionadas.

Assim, o levantamento global considerado como ponto de partida para a pré-seleção das reservas eólicas brasileiras foi o "Atlas do Potencial Eólico Nacional", por ser o mesmo o único documento de abrangência nacional, tendo-se sempre em mente suas limitações.

A exceção aqui é o litoral do estado do Ceará (estações de Jericoacoara e COFECO), onde recentemente a COELCE realizou medições com anemômetros modernos e mais precisos. Os resultados indicaram valores bem superiores ao do Atlas. Deve-se ressaltar que as duas estações da COELCE têm leitura mais precisa porém período de observação menor, o que deve demandar um tratamento mais criterioso dos dados. Mesmo assim estes valores foram incluídos neste estudo pois permitem uma indicação mais realista do potencial naquele estado.

O critério escolhido para seleção dos sítios promissores foi o seguinte:

- locais com potência média bruta na faixa (tolerância de 10%) de 80 W/m<sup>2</sup> ou superior, com velocidade média de vento em torno de 3,5 m/s ("cut-in" de aerogeradores modernos) ou superior e probabilidades de calmarias inferior a 25%.

Com base neste critério, foram selecionadas 23 áreas, apresentadas na Tabela 2.1.

### 2.2.2 Quantificação do Potencial

A metodologia utilizada neste trabalho é semelhante à que foi adotada recentemente no Reino Unido, já que não existem modelos para quantificação de reservas eólicas. Ela implica na utilização de um valor médio para a potência média bruta (W/m<sup>2</sup>) por área selecionada, o que é indicado na última coluna da Tabela 2.1. Estes valores são aproximados, por estarem disponíveis apenas os valores das isolinhas que contornam cada área e os dados das poucas (na maioria, uma) estações anemométricas contidas em cada área.

TABELA 2.1  
ÁREAS COM POTENCIAL EÓLICO PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

REGIÃO	ÁREA PROMISSORA (ESTAÇÃO)	VELOCIDADE MÉDIA (m/s)	POT. MÉDIA BRUTA (W/m <sup>2</sup> )	Valor Médio Assumido		
NORTE NORDESTE	(1) Norte de Roraima (Boa Vista)	3,5	104	121		
	(2) Norte do MA (Alcântara)	4,5	123			
	(3) Norte do PI e CE (Parnaíba)	3,8	82			
	(4) Litoral do CE (Jericoacoara)	8,0	746			
	(5) Litoral do CE (COFECO)		7,93	640		
	(6) Norte do RGN (Galinhas) (Macau)	6	230	5	124	
	(7) Sul do CE (Campos Sales)	4,3	97	87		
	(8) Centro Sul da BA (Caetité)	4	79	78		
	(9) Litoral Leste da BA e Sudeste de SE	-	77 a 91	84		
	(10) Litoral da BA (Salvador)	4	96	93		
	(11) Fernando de Noronha (Aeroporto) (Pta. Caracas) (Morro Stº Antonio) (Ponta Stº Antonio)		3,7	54		
C. OESTE	(12) Mato Grosso do Sul (Campo Grande)	3	10	593		
	(13) Mato Grosso do Sul (Pontaportã)		10,5	647		
	(14) Litoral ES		82 (*)	80		
SUDESTE	(15) Litoral ES (Vitória)		3,5	73	73	
	(16) Litoral RJ (Alcalis)		3,7	77 a 91	84	
	(17) Litoral RJ (Ilha Guaiuba)		2,25	80 (*)	80	
	(18) Centro MG (Bom Despacho)		4,4	94	93	
	(19) Sudeste MG (São Roque)	5	130	124		
	(20) Ilha de Florianópolis (Florianópolis)		4	105	105	
	(21) Centro RS (Stª Maria)		3,4	93	92	
SUL	(22) Sudoeste RS (Uruguaiana)	4,1	105	105		
	(23) Porto Alegre (Porto Alegre)	3,2	71 (*)	71		

(\*) Áreas que embora não atendam integralmente ao critério estabelecido, merecem uma reavaliação

É importante lembrar que o fluxo de potência eólica ou potência média bruta ( $W/m^2$ ) é perpendicular e proporcional à área dos coletores (rotor) dos aerogeradores.

Assim, a potência eólica convertida em eletricidade depende da área do rotor do aerogerador e da eficiência da conversão (coeficiente de performance = 0,4 X eficiência do multiplicador de velocidade (= 0,9) X eficiência do gerador (= 0,8) , a qual se situa em torno de 30%. Portanto:

$$\text{Potência Elétrica} = 0,3 \times \text{Área do Rotor} \times \text{Potência Média Bruta (*)}$$

*(\*) Não foi possível a utilização da potência média bruta disponível (calculada para valores de velocidade entre "cut-in" e "cut-out"), visto que o atlas não fornece as isolinhas para estes valores. Para as regiões selecionadas (velocidades médias superiores a 3,5 m/s), tomando como base os dados das estações, o desvio é inferior a 2%.*

Desse modo basta especificar o(s) aerogerador(es) para dispor da potência elétrica.

Considerando a tecnologia das fazendas eólicas ("windfarms"), pois é a que tem obtido os melhores resultados no mundo, e supondo um aerogerador padrão de 30 m de diâmetro (tendência para as "wind farms"), altura em torno de 50 m e espaçamento de 10 diâmetros, teremos uma eficiência do arranjo em torno de 70%.

Aplicando a equação de Helmann para a variação de altura de 10 m (altura dos anemômetros) para 50 m (altura do aerogerador), a potência elétrica gerada por aerogerador será:

$$P_{\text{elétrica}} = 0,3 \times \frac{\pi}{4} \times 30^2 \times \text{Potência Média Bruta} \times \left(\frac{50}{10}\right)^{2,7}$$

ou

$$P_{\text{elétrica}} = 423 \times \text{Potência Média Bruta}$$

A potência elétrica será função do espaçamento, que pode ser, para avaliação de potencial, de 5X5 diâmetros entre aerogeradores (15) ou 5X10 diâmetros (1).

$$P_{\text{elétrica}} = 0,7 \times n \times 423 \times \text{Potência Média Bruta}$$

$$n = 44$$

- número de aerogeradores por  $km^2$

$$n = 22$$

$$0,7$$

- eficiência do arranjo

É importante ressaltar que a área disponível para implantação de fazendas eólicas cobre apenas uma pequena parte das áreas promissoras, devido à existência de rios, açudes, rodovias e ferrovias, aeroportos, reservas florestais, cidades, áreas com relevo pouco favorável, etc.

Das áreas promissoras, segundo o critério de regime de ventos e buscando considerar as restrições físicas apenas 20% estariam disponíveis para instalação de centrais eólicas. Destes 20%, a área ocupada pela base dos aerogeradores e infra-estrutura é da ordem de 1%.

Para 20% da área disponível temos: .

$$\text{Potencial (kW)} = k \times \text{Potência Média Bruta da Área Promissora (W/m}^2\text{)} \times \text{Área Promissora (km}^2\text{)}$$

$$k = 2,630 \text{ Considerando 20\% da área promissora e 44 aerogeradores por km}^2$$

$$k = 1,315 \text{ Considerando 20\% da área promissora e 22 aerogeradores por km}^2$$

A Tabela 2.2 apresenta o potencial para as duas condições acima.

**TABELA 2.2**  
**ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO NACIONAL/REGIONAL**  
**(EM 20% DA ÁREA PROMISSORA)**

REGIÃO (ÁREA)	POTÊNCIA MÉDIA BRUTA (W/m <sup>2</sup> )	ÁREA PROMISSORA (km <sup>2</sup> )	POTENCIAL (MFW)	
			(k=2,630)	(k = 1,315)(*)
<b>NORTE</b>				
(1)	105	52.500	14.500	7.249
<b>NORDESTE</b>				
(2)	121	85	27	13,5
(3)	82	28.680	6.185	3.092,5
(4)	746	13.146	25.792	12.896
(5)	640	1.100	1.852	926
(6)	157	4.220	1.742	871
(7)	87	548	125	62,5
(8)	78	260	53	26,5
(9)	84	13.310	2.940	1.470
(10)	93	1.900	465	232,5
(11)	473	26	32	16
<i>TOTAL PROMISSOR</i>			<i>39213</i>	<i>19606,5</i>
<b>CENTRO OESTE</b>				
(12)	80	10.116	2.128	1.064
(REAV)				
(13)	73	40	8	4
<b>SUDESTE</b>				
(14)	84	2.925	646	323
(15)	97	2.600	663	331,5
(16)	83	1.300	284	142
(17)	80	10	2	1
(REAV)				
(18)	93	1.500	367	183,5
(19)	124	1.800	587	293,5
<i>TOTAL PROMISSOR</i>			<i>2.547</i>	<i>1.273,5</i>
<i>TOTAL REAVALIÁVEL</i>			<i>2</i>	<i>1</i>
<b>SUL</b>				
(20)	105	450	124	62
(21)	92	2.275	550	275
(22)	105	3.200	884	442
(23)	71	100	19	9,5
(REAV)				
<i>TOTAL PROMISSOR</i>			<i>1.538</i>	<i>779</i>
<i>TOTAL REAVALIÁVEL</i>			<i>19</i>	<i>9,5</i>
<b>POTENCIAL NACIONAL</b>				
ÁREAS PROMISSORAS			57.826	21.663
ÁREAS REAVALIÁVEIS			2.149	1.074,5

(\*) k = 2.630 Espaçamento de 5 diâmetros entre os aerogeradores.  
k = 1.315 Espaçamento de 5 x 10 diâmetros entre os aerogeradores.

### 2.3 TECNOLOGIA

Um aerogerador é uma máquina eólica que absorve parte da energia cinética do vento através de um rotor aerodinâmico, convertendo-a em potência mecânica de eixo, a qual é convertida em potência elétrica por meio de um gerador.

A potência elétrica de saída de aerogeradores é dada por:

$$\text{Potência elétrica} = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p n_m n_g$$

$\rho$  - densidade do ar

$A$  - área do rotor

$V$  - velocidade instantânea

$C_p$  - coeficiente de performance

$n_m$  - eficiência do multiplicador de velocidade

$n_g$  - eficiência do gerador elétrico

No atual estado da arte no exterior a eficiência da conversão de energia cinética eólica bruta em energia elétrica é de aproximadamente 30% ( $C_p = 0,4$ ,  $n_m = 0,95$ ,  $n_g = 0,80$ ).

No que concerne à tecnologia, a área  $A$  do aerogerador é a principal característica indicativa da potência gerada. Considerando-se a capacidade técnica brasileira existente, pode-se afirmar que o Brasil tem condições de dominar a tecnologia de aerogeradores de até 490 m<sup>2</sup> de área, que corresponde ao DEBRA, de 100 kW.

O componente que capta a energia cinética dos ventos convertendo-a em energia mecânica no eixo é o rotor. O de eixo horizontal é o de maior utilização a nível mundial. O de eixo vertical não tem evoluído a nível de aplicação.

A maioria dos rotores modernos têm duas ou três pás. Aerodinamicamente a eficiência é maior para velocidades tangenciais de ponta de pá entre 60 e 100 m/s, o que se consegue com poucas (uma, duas ou três) pás.

Um rotor de eixo horizontal pode situar-se à frente da torre em relação ao vento (a montante) ou atrás da torre (a jusante). A maioria dos aerogeradores instalados nas fazendas eólicas americanas é de rotor a montante da torre.

Uma grande variedade de materiais tem sido usada e os mais promissores sendo a fibra de vidro (materiais compostos reforçados com fibra de vidro) e madeira com epoxi (rotores até 38m de diâmetro). Emprega-se ainda o aço, alumínio e fibra de carbono.

Velocidades elevadas de vento exigem sistemas de controle para limitação de potência. A variação de passo limita a rotação e as cargas aerodinâmicas. Um enfoque alternativo é usar pás de passo fixo, que tornam o cubo mais barato e simples de fabricar, deixando que a pá estole e limite a potência quando sob ventos fortes. A tendência atual é para adoção de passo fixo para rotores de até 20 metros de diâmetro, e controle de passo para rotores maiores (geralmente de acionamento eletrônico por microprocessador). Nos parques eólicos americanos pelo menos 95% dos aerogeradores instalados limitam a rotação com passo fixo e estol.

Os rotores modernos operam a velocidades de ponta (tangenciais) da ordem de 60 a 100 m/s, quase independentemente do tamanho do diâmetro. Assim, as velocidades de rotação são relativamente baixas, variando desde 220 rpm até cerca de 15 rpm. Para geração elétrica alguma forma de multiplicação de velocidade é necessária; nos aerogeradores no estado da arte, conectados às redes de distribuição elétrica, a rotação no gerador é de, tipicamente, 1.500 rpm (50 Hz) e de 1800 rpm (60 Hz). A forma mais eficiente e amplamente utilizada é a transmissão por engrenagens.

Quanto ao gerador, para aplicações isoladas onde geralmente o objetivo é carregar baterias, as opções são o gerador DC ou o gerador síncrono com retificador. Quando conectados à rede os geradores podem ser síncronos e/ou assíncronos (de indução).

O tipo de gerador influencia o comportamento em operação do aerogerador e suas interações com a rede. As tensões mecânicas e as flutuações rápidas de potência gerada diminuem quanto maior for a capacidade e amplitude das variações de rotação permissíveis no gerador.

O gerador de indução permite uma maior elasticidade em rotação do que o gerador síncrono, o que reduz tensões mecânicas e flutuações elevadas de potência gerada quando da ocorrência de rajadas de curta duração. Além disso os geradores de indução são robustos, requerem mínima manutenção, têm uma longa vida em operação e preços mais baixos.

No caso dos parques eólicos da Califórnia praticamente todos os 18.000 aerogeradores atualmente em uso têm geradores de indução.

Nas últimas décadas foram pesquisados aerogeradores de diversos tamanhos, utilizando várias tecnologias, com diâmetros de até 100 metros e potências de 3 a 4 MW. Entretanto, a evolução observada nos aerogeradores tem indicado que a faixa entre 100 e 600 kW se apresenta como a mais promissora para instalação em parques eólicos.

Na Califórnia por exemplo, o aerogerador técnica e economicamente mais competitivo tem diâmetro entre 10 e 20 metros, com potência nominal entre 20 e 500 kW.

Se utilizados no Brasil, os aerogeradores de menor potência poderão ser nacionalizados, os de maior potência devendo ser inicialmente importados. Em qualquer opção os aerogeradores exigirão sua adequação e otimização às condições dos locais mais favoráveis à sua implantação. Para a região

setentrional Nordeste, por exemplo, embora a velocidade média dos ventos não seja elevada, observa-se uma grande regularidade no comportamento interanual dos ventos alísios (estação Macau - RN) e uma elevada constância com relação à velocidade e direção.

Áreas isoladas, supridas por termelétricas a diesel, são potencialmente favoráveis à integração com aerogeradores, desde que o regime de ventos permita. A Ilha de Fernando de Noronha é um caso típico, apresentando boa velocidade média de vento e suprimento de combustível com custos significativos.

Quando o sistema diesel garante o suprimento firme à carga os aerogeradores reduzem o consumo total de combustível. As aplicações são tão diversas quanto o são as de unidades geradoras a diesel, variando de centenas de quilowatts até poucos megawatts. Esta alternativa apresenta a vantagem de não exigir sistemas de controle sofisticados. A componente eólica pode se situar na faixa de 40% da potência diesel instalada.

Outra opção é a implantação de fonte eólica no mesmo nível da capacidade diesel, utilizando sistemas de armazenamento de energia (baterias). Esta alternativa necessita de sistemas de controle sofisticados e ainda se encontram na fase de pesquisa (Projeto Fernando de Noronha - CHESF - Natal).

## 2.4 ASPECTOS ECONÔMICOS

Os aerogeradores com diâmetros entre 30 m e 40 m são os que se têm mostrado mais viáveis economicamente. Os estudos da década passada que indicavam os grandes aerogeradores como promissores não se confirmaram na prática.

Assim, neste estudo considerou-se os aerogeradores com diâmetros de 30-40 m, com dados característicos das fazendas eólicas, visto ser esta a modalidade de geração que maior sucesso tem alcançado no mundo.

Os custos considerados foram os de capital (maquinário, infra-estrutura, montagem e içamento) e de operação e manutenção, incluindo acessórios. De acordo com dados de 1000 aerogeradores dinamarqueses os maiores gastos com manutenção têm sido com falhas no sistema de controle e de direção.

Um parâmetro importante para o cálculo do custo da energia gerada é a potência de saída. Esta por sua vez depende diretamente do regime dos ventos e da curva de potência da turbina eólica. O regime dos ventos é representado através do modelo numérico de distribuição de velocidades médias de vento, de Weibull ou Raleigh.

Os parâmetros mais importantes da curva de potência são as velocidades de vento "cut-in", de "cut-out" e nominal, como também o tipo de controle de velocidade (passo fixo ou variável).

A potência média é estimada com a expressão  $PM = \int f(V)p(V)dV$

onde  $f(V)$  = função densidade de probabilidade da velocidade do vento

$p(V)$  = curva de potência real de uma turbina eólica

São apresentadas a seguir as participações nos custos de capital da fazenda eólica de ZEEBRUGGE:

Aerogeradores + montagem e içamento	56	%
Testes e medições ou engenharia	5	%
Casa de controle e circuitos auxiliares	4	%
Central de computação	5	%
Conexão à rede de alta tensão	9,5	%
Equipamentos de alta tensão na fazenda eólica	9,5	%
Fundações	10	%

O custo total de investimento de uma fazenda eólica instalada na Califórnia em 1986, comprada a um fabricante europeu, estava na faixa de US\$ 1.200 a 1.600 kW instalado, cujo cálculo incluiu o custo de transporte, taxas legais, taxas de importação, impostos estaduais, arruamento, conexão à rede, subestação, içamento e todos os outros custos.

Esta fazenda eólica tem uma potência nominal de 5 MW e produziu 12 GWh em 1987, com um fator de capacidade de 28% e fator de disponibilidade de 93%. O custo de operação e manutenção ficou em torno de US\$ 6/MWh.

As turbinas eólicas são projetadas para uma vida útil de 20 a 30 anos.

Apresentamos a seguir um exemplo de cálculo de custo de geração de uma turbina eólica situada em um local com bom regime de ventos, explicitado em "Energy Management Course - Some Aspects of Wind Energy" (L. Dewilde, Vrije Universiteit Brussel, 1989):

Custo de investimento	C/W	1.600 US\$/kW instalado
Vida útil esperada	n	30 anos
Taxa real de desconto requerida	r	5%
Custo de operação e manutenção	M	2% do custo de investimento
Fator de capacidade nominal	L	0,46
Fator de disponibilidade	A	95%
Outros fatores de perdas	a	90%
Custo de geração	G	40 US\$/MWh

onde:

$$G = (C/W) (R + M)/hF \quad R = r / \left[ 1 - (1 + r)^{-n} \right]$$

$$F = LAa - \text{fator de capacidade total}$$

$$L = \text{fator de capacidade nominal do aerogerador}$$

$$h = \text{número de horas do ano}$$

Os parâmetros que mais influenciam são o custo de investimento, a velocidade média dos ventos e o fator de disponibilidade, sendo que estes dois últimos compõem o fator de capacidade total. Portanto, em regime de ventos homogêneos e de boa velocidade média se consegue um fator de capacidade total mais elevado, e conseqüentemente custos mais baixos.

Os gráficos seguintes ilustram os efeitos das variações desses parâmetros. Para elaboração desses gráficos foi utilizada a taxa real de desconto fixa de 10%, vida útil de 25 e 20 anos e variou-se o custo de investimento de 700 a 1.800 US\$/kW, o fator de capacidade total de 0,28 a 0,46, mantendo-se o custo de manutenção fixo em 2% do custo de investimento.

Dessa forma, observa-se que o custo de geração não é muito sensível à vida útil, e bastante sensível aos custos de investimento e ao fator de capacidade total, o qual como vimos é função do regime de ventos.

No cálculo do custo de geração da energia eólica no Brasil tomou-se como base uma fazenda eólica importada semelhante às da Califórnia, onde os custos de investimento estão na faixa de 1.200 a 1.600 US\$/kW. Foi considerada uma vida útil na faixa de 25 anos, taxa real de desconto de 10% e fator de capacidade total variando de 0,28 a 0,46.

Os custos de geração a partir desses dados estão na faixa de US\$ 38,6 a 84,3/MWh.

Dada a homogeneidade de ventos de algumas regiões do Nordeste, tais como Fernando de Noronha e Norte do Rio Grande do Norte, acredita-se que o fator de capacidade total pode atingir 0,5, e conseqüentemente uma geração eólica bem mais competitiva.

As Figuras 1.1 e 1.2, a seguir, ilustram os resultados citados acima.

FIGURA 1.1

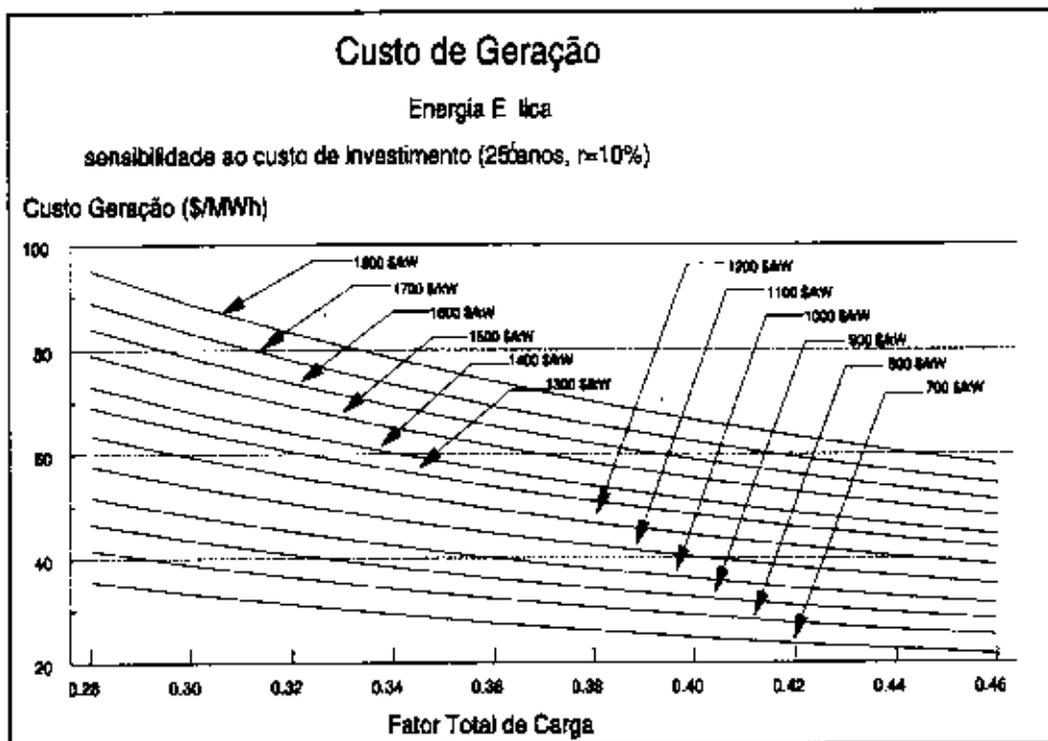
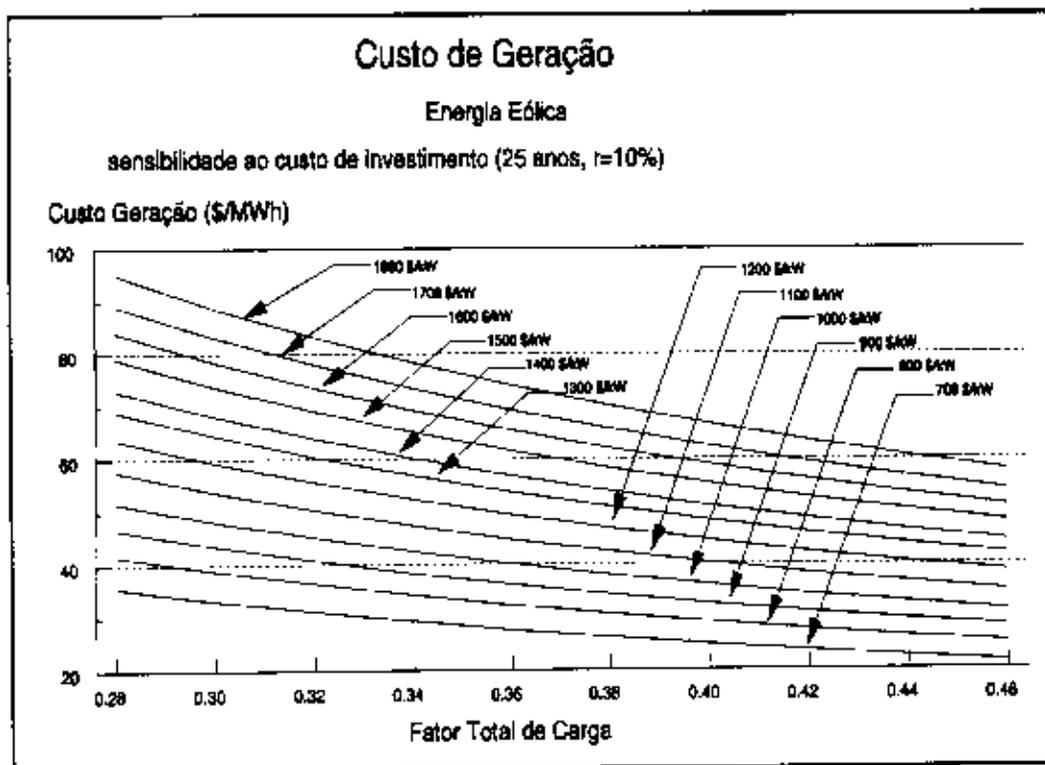


FIGURA 1.2



## 2.5 CONCLUSÕES

O aproveitamento da energia eólica possui características semelhantes às da energia solar no que concerne à localização específica, baixa densidade energética e regularidade de fornecimento. Além disso, a disponibilidade dos ventos não guarda nenhuma relação com o comportamento da demanda de eletricidade, o que implica na necessidade de sistemas de armazenamento de energia caso não haja geração alternativa nos períodos de calmaria.

As aplicações predominantes são em fazendas eólicas ("wind farms") integradas à rede pública e sistemas isolados diesel - eólico. Estas aplicações requerem grandes áreas, onde apenas 1% destas é de fato ocupado pelos aerogeradores, além de se situarem nos melhores locais nos topos das montanhas ou em áreas litorâneas, causando resistências da opinião pública quanto ao impacto visual.

Por outro lado, atividades como a agricultura e a pecuária são possíveis na área de risco, além de ser a geração eólica uma forma de energia limpa, razão pela qual tem sido utilizada cada vez mais intensamente nos países baixos e nos EUA.

A seleção das áreas promissoras foi baseada no seguinte critério proposto neste trabalho:

- locais com potência média bruta na faixa de 80 W/m<sup>2</sup> (tolerância 10%) ou superior, com velocidade média de vento em torno de 3,5 m/s ("cut-in" de aerogeradores modernos) ou superior e probabilidade de calmaria inferior a 25% são considerados de potencial eólico promissor.

Observe-se que o valor de potencial estimado é apenas das áreas promissoras contempladas pelo critério);

Foi suposto o seguinte sistema para a conversão da potência eólica em elétrica:

Uma "wind-farm" tipo californiana com as seguintes características: aerogeradores de 30 m de diâmetro e eficiência total por unidade de 30%; altura cubo-solo de 50 m, 22 a 44 aerogeradores/km<sup>2</sup> e eficiência do arranjo de 70%.

Tendo em vista que a potência elétrica gerada é proporcional ao quadrado do diâmetro dos aerogeradores, quando aerogeradores de diâmetros maiores se tornarem mais viáveis economicamente, evidentemente o potencial eólico para geração elétrica também aumentará;

Foi considerado que em apenas 20% de cada área identificada como promissora seria possível a implantação de "wind-farms", em decorrência da existência de rios, açudes, rodovias, cidades, reservas florestais, etc.

Regionalmente o potencial estimado das áreas promissoras tem a seguinte distribuição:

REGIÃO	POTENCIAL (MW)	
	(1)	(2)
NORTE	7.249	14.500
NORDESTE	19.607	39.213
CENTRO-OESTE	1.068	2.136
SUDESTE	1.274	2.547
SUL	779	1.558

(1) - Considerando 20% da área promissora e 22 aerogeradores por km<sup>2</sup>

(2) - Considerando 20% da área promissora e 44 aerogeradores por km<sup>2</sup>

As localidades que se destacaram como promissoras foram as seguintes:

ESTAÇÃO	ÁREA	VELOCIDADE MÉDIA (m/s)	CALMARIA (%)	POT. MÉDIA BRUTA (W/m <sup>2</sup> )
F. NORONHA	(11)	10	0	473
JERICOACOARA(CE)	(4)	8,00		746
COFEÇO(CE)	(3)			
GALINHOS (RN)	(6)	6,08	0,02	230,64
MACAU (RN)	(6)	4,92	13,55	124,11
SÃO ROQUE (MG)	(19)	5,07	0,03	129,79
ALCANTARA (MA)	(2)	5,1	0,38	123,07

Para estimarmos o custo de geração da energia eólica tomou-se como base uma fazenda eólica importada semelhante às da Califórnia, onde os custos de investimento estão na faixa de 1.200 a 1.600 US\$/kW instalado (os preços incluem transporte, taxas legais, taxas de importação, impostos estaduais, estradas de acesso, conexão, à rede, subestação, içamento e todos outros custos).

Parâmetros utilizados:

Custo de investimento:	1.200 a 1.600 US\$/kW
Vida útil:	25 anos
Custo de O & M:	2% do Custo de Investimento
Fator de capacidade total	0,46 a 0,28
Taxa de desconto	10% a.a.
obtemos:	
Custo de geração:	38,6 a 84,3 US\$/MWh

Dada a homogeneidade de ventos de algumas regiões do Nordeste, tais como Fernando de Noronha e norte do Rio Grande do Norte, acredita-se que o fator de capacidade total possa atingir 50%, e consequentemente uma geração eólica bem mais competitiva.

## 2.6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- GTLP - Grupo de Trabalho para Estudos de Longo Prazo de Geração  
ELETROBRÁS - GCPS/CTEE - Relatórios Preliminares, 1990 - Fernando José  
M. M. Cavalcanti e Márcio Luiz de Carvalho Freire - CHESF
- [1] FONTES ENERGÉTICAS BRASILEIRAS - Inventário/Tecnologia Energia Eólica,  
Vol. I, II, III, IV e V - BRASCEP Engenharia Ltda./Odilon Antonio Camargo do  
Amarante - CHESF (1978).
  - [2] ENERGY COURSE - ASPECTS OF WIND ENERGY - Jens Peter Molly - Deutsches  
Wind - Energy Institut - Willelmshafen, 1986.
  - [3] ENERGIA EÓLICA - DISPONIBILIDADE, CONVERSÃO E APROVEITAMENTO  
- Miguel Hiroo Hirata - COPPE/UFRJ (1983).
  - [4] ANÁLISE CRÍTICA DA UTILIZAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL - Miguel  
H. Hirata - Seminário de Fontes Alternativas de Energia - Recife-PE (março/90).
  - [5] ALTERNATIVE ENERGY SOURCES - R.H. Taylor (1983).
  - [6] ENERGY MANAGEMENT COURSE - SOME ASPECTS OF WIND ENERGY - L.  
Dewilde - Vrije Universiteit Brussel (1989).
  - [7] THE ECONOMIC FEASIBILITY OF WIND ENERGY GENERATION IN THE  
NORTHEASTERN U.S. - Bruce H. Bailey and Richard Pereg - Associated Weather  
Services, Inc.; Jean Michel Germa.
  - [8] WIND POWER'85 - PROCEEDINGS (1985).
  - [9] 1º SINERGE - ANAIS Vol. 1 - SIMPÓSIO NACIONAL SOBRE FONTES  
RENOVÁVEIS DE ENERGIA - Secretaria de Tecnologia do Ministério das Minas e  
Energia.
  - [10] ECONOMIA E TECNOLOGIA DA ENERGIA - Emílio Lobre la Rovere, Luis  
Pinguelli Rosa e Adriano Pires Rodrigues (1985).
  - [11] ALTAS DO POTENCIAL EÓLICO NACIONAL - Fundação Padre Leonel Franca -  
ELETROBRÁS (1988).
  - [12] TURBINAS EÓLICAS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE - ESTADO DA  
ARTE - Everaldo Alencar do N. Feitosa - UFPE  
III Encontro Nacional de Ciências Técnicas - ITAPEMA - SC (dezembro/90).
  - [13] TURBINAS EÓLICAS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE - PANORAMA  
INTERNACIONAL - Everaldo A. N. Feitosa - UFPE  
Seminário de Fontes Alternativas de Energia - Recife - PE (março/90).
  - [14] THE HANDBOOK OF EUROPEAN WIND RESOURCES
  - [15] EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION - 1989 -  
PPC'S Wind Energy Development - J. L. Tsipoundis, G.D. Vergas.

### 3. XISTO

#### 3.1 ASPECTOS GERAIS

##### 3.1.1 Características Físicas

O xisto é uma denominação genérica dada às rochas sedimentares oleígenas que contém disseminado na matriz mineral, argilosa ou calcárea, um complexo orgânico que se decompõe termicamente produzindo hidrocarbonetos similares aos presentes no petróleo e no gás natural.

Pouco se sabe como estão quimicamente ligadas as matérias orgânica e inorgânica no xisto, bem como sobre os caminhos seguidos pela matéria prima original para se transformar mediante processos geoquímicos no xisto que conhecemos.

O xisto pode ser betuminoso ou pirobetuminoso, dependendo do tipo de deposição de matéria orgânica e do tipo de reação química ocorrida ao longo dos anos. Conforme tenham sido aquelas deposições e reações, formaram-se no interior das rochas, hidrocarbonetos de alto ou de baixo peso molecular. O xisto betuminoso contém disseminada em seu meio mineral matéria orgânica quase fluida. Nesse caso, solventes comuns extraem o óleo facilmente. Já no xisto pirobetuminoso, o hidrocarboneto tem peso molecular tão alto que é sólido à temperatura ambiente e, ao contrário do betume - mistura de hidrocarbonetos naturais que impregnam o xisto betuminoso - contém o querogênio, que só se transforma plenamente em betume quando aquecido a temperatura relativamente elevada. Com solvente o resultado é insatisfatório.

A idade geológica do xisto é muito variável. No Brasil existem xistos devonianos, cretáceos, terciários e permianos. A maior parte das rochas oleíferas brasileiras são folhelhos, designação técnica mais rigorosa ao invés de xistos pirobetuminosos.

O querogênio uma vez decomposto por ação do calor fornece óleo, gás e água. Essa operação de aquecimento é conhecida por retortagem ou pirólise. O teor de querogênio varia numa mesma formação e até mesmo numa coluna.

Submetido a um tratamento, já longamente conhecido na indústria de petróleo, o óleo de xisto produz um óleo cru sintético que pode ser processado em qualquer refinaria convencional para dar origem a derivados idênticos aos obtidos do petróleo de poço. E, no caso, existe outro detalhe importante: para usar os derivados não é necessário fazer qualquer modificação ou adaptação nos motores dos automóveis, caminhões e outros veículos ou equipamentos que os utilizem.

O gás de xisto pode ser usado, do mesmo modo que o óleo, como insumo na indústria petroquímica. Além disso, do gás gerado na pirólise, consegue-se significativa produção de enxofre.

### 3.1.2 Histórico da Utilização

Desde o início da década de 80, do século passado, algumas iniciativas privadas tentaram explorar o xisto brasileiro sem, no entanto, apresentar resultados duradouros.

Em 1884, foram criadas empresas privadas para produção de óleos iluminante e lubrificante, parafina e ácido sulfúrico no Estado da Bahia, utilizando o xisto de Macaú, e no Estado de São Paulo a partir do xisto do Vale do Paraíba, desativadas posteriormente após 8 e 3 anos respectivamente, por motivos de ordem técnica e econômica.

Em 1941, a Companhia Nacional de Óleos Minerais (PANAL) adquiriu as instalações do Vale do Paraíba e iniciou, após remodelação, a produção de óleo combustível, parafina e gás combustível. No ano de 1946, mediante ajuda do Governo Federal, a PANAL projetou uma instalação para produzir 6000 barris/dia de óleo. Outra empresa, a Companhia Industrial de Rochas Betuminosas, na mesma região, solicitou auxílio do Governo Federal para explorar industrialmente o xisto.

A partir destas solicitações, o Governo Federal criou em 1950 a Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso (CIXB) que, no ano seguinte, foi submetida à supervisão do CNP. A CIXB tinha como objetivo o estudo dos depósitos de xisto no Brasil, com a finalidade de promover sua exploração de forma planejada, e até 1953 desenvolveu trabalhos com base no xisto do Vale do Paraíba.

A formação de Irati, no Paraná, foi também objeto de diversas tentativas infrutíferas de exploração.

Desde 1954, com a fundação da Petrobrás e da SIX (Superintendência da Industrialização do Xisto), os estudos geológicos passaram a ser conduzidos com seriedade e método, e experiências de laboratório foram incentivadas. Estudou-se detalhadamente as possibilidades de exploração industrial do xisto do Vale do Paraíba, através de ensaios-piloto e de bancada (1962), e iniciou-se avaliação sistemática do xisto existente na formação de Irati, chegando-se à conclusão que esta área seria prioritária. Foi somente no início da década de 60 que a Petrobrás criou o processo PETROSIX, atualmente o mais eficiente e econômico que se conhece para o aproveitamento de xisto.

No momento, encontra-se em fase de conclusão pela SIX o Módulo Industrial de Xisto, em São Mateus do Sul, que deverá produzir anualmente 1.310.000 barris de óleo.

## 3.2 POTENCIAL

### 3.2.1 Reservas

Ao todo são conhecidas hoje no país nove formações portadoras de folhelhos. As ocorrências registradas, porém, não se classificam em sua totalidade como reservas. Fatores como modo de ocorrência, características físicas e químicas, teor de óleo, localização e etc., definem as possíveis jazidas merecedoras de pesquisas geológicas. Em função desses fatores, a Petrobrás vem concentrando esforços prioritariamente no xisto da Formação Irati. Esta formação pertence à Bacia Sedimentar do Paraná e se estende desde o centro-leste do Estado do Mato Grosso até o Uruguai, apresentando uma faixa de ocorrência de mais de 2 mil quilômetros.

As principais jazidas brasileiras de xisto que já tiveram pesquisa geológica, com ou sem cubagem de reservas, até 1981 são as seguintes:

- São Mateus do Sul	- PR
- Papanduva/Três Barras	- SC
- Dom Pedrito/São Gabriel	- RS
- Rio Iguaçu/Rio Negro	- PR
- Vale do Paraíba	- SP
- Araripe	- CE
- Codó	- MA (jazidas isoladas - - pequenas e médias)

A partir de 1981, a CPRM desenvolveu estudos em novas áreas em função do Programa do Carvão. Na Amazônia, identificou e selecionou cinco áreas com o objetivo de realizar diversos estudos, pesquisas e prospecções. A Petrobrás, através de sondagens nas margens de rios e em perfurações de poços, crê que se encontra na Região Amazônica a maior reserva de xisto do mundo.

### **FORMAÇÃO DE IRATI**

A formação de Irati é importante principalmente pelas características da Jazida de São Mateus do Sul (PR) e pela grande extensão de afloramentos que indicam a existência de grandes reservas recuperáveis de óleo.

As investigações geológicas da Petrobrás verificaram que a parcela betuminosa desta formação não é homogênea ao longo da extensão de todos os afloramentos (cerca de 2000km) e que se encontra com frequência intrusões rochosas. A fração pirobetuminosa está uniformemente distribuída ao longo da faixa aflorante. Nas áreas mais promissoras do aproveitamento os xistos apresentam espessuras entre 4 e 10m e teores de óleo entre 5 e 9%.

A Tabela 3.1 apresenta, resumidamente, as principais características da Formação de Irati.

**TABELA 3.1**  
**CARACTERÍSTICAS DAS JAZIDAS DE XISTO DA FORMAÇÃO IRATI**

ÁREA	Número de Camadas de Xisto	ESPESSURA MÉDIA - METROS			TEOR DE ÓLEO - %			
		Superior	Inferior	Interm. (estéril)	Capramento	Sup.	Inf.	Média
Paraná-Sudeste	2	6,4	3,2	8,5	0 a 30	6,4	9,18	7,5
Paraná - Nordeste	2	3 a 4	2 a 3	10 a 12	-	-	-	4
S.Catarina - Papanduva								
Três Barras	2	7	3,1	11	25	6,4	7,2	6,8
Rio Grande - S.Gabriel	2	-	3	-	-	<3	7	7
do Sul D. Pedrito								
S. Paulo	1 a 3	1	-	-	-	-	-	4 a 5

NOTAS: 1 - Teor de óleo gravimétrico em base seca;  
2 - Coluna em branco significa que o dado não é disponível no trabalho.

**TABELA 3.2**  
**ANÁLISE DO XISTO DA JAZIDA DE SÃO MATEUS DO SUL**

CARACTERÍSTICAS	BASE SECA	BASE ÚMIDA
PCS-Kcal/Kg	1.440	1.360
Umidade (%)	-	5,3
Carbono Total (%)	12,4	11,7
Hidrogênio (%)	1,75	1,66
Enxofre (%)	4,02	3,81
Óleo (%)	7,4	7,01
Cinzas	87,7	83,1

### **VALE DO PARAÍBA - SP**

Os depósitos do Vale do Paraíba devem sua importância principalmente a fatores de ordem geográfica e histórica, visto que as jazidas e as próprias características do xisto não se mostram favoráveis à exploração em larga escala de todas as camadas existentes. Como razão de ordem histórica poder-se-ia citar as diversas tentativas levadas a efeito no passado para explorá-lo industrialmente. A motivação de ordem geográfica reside na excepcional localização das jazidas em uma das regiões mais densamente industrializadas do país.

As condições desfavoráveis para utilização destas jazidas são principalmente as seguintes:

- a coluna sedimentar de interesse apresenta espessura de 30m de xisto pirobetuminoso e 6m de argila, que se intromete sob a forma de 2 camadas no xisto;
- o conteúdo médio de óleo é somente de 4% em peso (base úmida);
- o conteúdo de umidade é cerca de 33% em peso, resultando em alta demanda de calor na retortagem;
- a lavra seletiva poderia resultar na obtenção de materiais mais ricos em óleo. Entretanto, à medida em que se obtém um produto mais nobre o processo de mineração torna-se cada vez mais complexo e custoso e a quantidade de óleo recuperável reduz-se proporcionalmente.

As jazidas do Vale do Paraíba têm como característica mais marcante a sua tendência a dar gás combustível, preferencialmente.

Com base em estudos a Petrobrás concluiu que a utilização destas reservas não é economicamente viável. A utilização parcial, por outro lado, somente se justificaria caso não existissem outros depósitos em melhores condições de exploração.

A Tabela 3.3, apresenta algumas características do depósito de xisto no Vale do Paraíba e a Tabela 3.4 a análise do xisto da Jazida de Tremembé - Vale do Paraíba.

**TABELA 3.3**  
**CARACTERÍSTICAS DAS JAZIDAS DO VALE DO PARAÍBA - SP**

CLASSIFICAÇÃO DO RECURSO	ESPESSURA ÚTIL DE XISTO (m)	RELAÇÃO XISTO ESTÉRIL (m)	TEOR MÉDIO DE ÓLEO - BASE ÚMIDA (%)
Medida	30	1:0,9	4
Indicado	30	1:1,7	4
Inferido	30		4

**TABELA 3.4**  
**ANÁLISE DO XISTO DA JAZIDA DE TREMEMBÉ - VALE DO PARAÍBA**

CARACTERÍSTICAS	BASE SECA	BASE ÚMIDA
PCS-kcal/kg	1.380	920
Umidade (%)	-	33,1
Carbono Total (%)	13,2	8,8
Hidrogênio (%)	2,4	1,6
Enxofre (%)	0,7	0,5
Óleo (%)	8,3	5,6
Cinzas (%)	84,7	56,7

## **OUTRAS REGIÕES**

### **AMAZÔNIA**

Segundo a PETROBRÁS, os depósitos de xisto da Amazônia poderão ser os maiores do mundo, como já se disse. Os teores de matéria orgânica são, no entanto, baixos demais para torná-los aptos para a produção de óleo em retortas pois eles contêm de 8 a 12% de matérias voláteis, devendo ser encarados como possível rocha geradora de petróleo e não como matéria para fornecimento de óleo de xisto.

### **NORDESTE**

No Nordeste, a formação de Codó é a mais extensa e é de difícil aproveitamento, pois tem capeamento médio de 110m.

A jazida de Araripe no sul do Ceará é pequena, mas o material xistoso é de excelente qualidade, capaz de suportar um empreendimento de tamanho médio.

Em Alagoas, afloram na praia camadas de xistos betuminosos que produzem por destilação seca, de 120 a 200 litros de óleo por tonelada de matéria orgânica. São porém de difícil exploração, por estarem na praia e, mais para o interior, cobertos pela Formação de Barreiras, não sendo possível a exploração a céu aberto.

Na Bahia, o xisto pode ser considerado pirobetuminoso mas pobre demais para uma utilização que desperte maior interesse. Em Marau (PA), segundo a PETROBRÁS, encontra-se o xisto mais rico do mundo, com 50% de teor de óleo.

Atualmente os fatores que a Petrobrás leva em conta para considerar um depósito de xisto como economicamente viável são:

- Condições favoráveis para mineração a céu aberto, com capeamento máximo de 45 m;
- Ausência de falhas estruturais significativas;
- Teor médio de óleo no mínimo de 7%, considerando as camadas combinadas;
- Ausência de corpos intrusivos;
- Propriedades adequadas para processamento considerando o processo PETROSIX, para suprir uma usina com escala de produção da ordem de 50.000 b/dia, durante 30 anos.

A Tabela 3.5 quantifica as reservas brasileiras para capeamento de 30 a 45m, pelo critério Petrobrás, e limita-se àquelas existentes na Formação de Irati.

A Tabela 3.6 apresenta os recursos identificados de xisto da jazida do Vale do Paraíba, a partir de relatórios internos da SIX.

**TABELA 3.5**  
**RESERVAS BRASILEIRAS DE XISTO - FORMAÇÃO DE IRATI**  
(Critério Petrobrás)

ESTADO	ÁREA	POTENCIAL DE PRODUTOS							
		Base Seca: (Ensaio Fisher)							
		Cobertura inferior a 30m				Cobertura inferior a 45m			
Óleo 10 <sup>6</sup> b	GLP 10 <sup>4</sup> t	Gás Comb 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Enxofre 10 <sup>4</sup> t	Óleo 10 <sup>6</sup> b	GLP 10 <sup>4</sup> t	Gás Comb 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Enxofre 10 <sup>4</sup> t		
PARANÁ	S.MATEUS DO SUL	707	9	24,1	11,0	797	5,6	27,2	12,4
	RIO NEGRO/ RIO IGUAÇU	228	1,6	7,8	3,5	244	1,7	8,3	3,8
	IMBITUBA	57	0,4	1,9	0,9	80	0,6	2,8	1,3
S.CATARINA	PAPANDUVA/ TRÊS BARRAS	563	4,0	19,2	8,6	729	5,1	24,9	11,3
RIO G. DO SUL	SÃO GABRIEL/ DOM PEDRITO	900(*)	6,3	30,9	14,0	950(*)	6,7	32,6	14,8
SOMA		2.455	21,3	83,9	38,0	2.800	19,7	95,8	43,6

Nota: (\*) Inclui 200 x 10<sup>6</sup>b para cobertura inferior a 30m e 250 x 10<sup>6</sup>b para cobertura inferior a 45m que são considerados valores inferidos.

**TABELA 3.6**  
**RESERVAS BRASILEIRAS DE XISTO - VALE PARAÍBA-SP**

CLASSIFICAÇÃO DO RECURSO	ÁREA (km <sup>2</sup> )	CAPEAMENTO MÉDIO(m)	RECURSO EM ÓLEO ENSAIO FISCHER (10 <sup>6</sup> b)
Medido	10	20,4	119
Indicado	26	26,2	309
	40		376
Inferido	115		1.300

Segundo a Petrobrás o Brasil possui a 2ª maior reserva mundial de óleo de xisto.

### 3.2.2 Produção de Xisto e Óleo de Xisto

As primeiras iniciativas oficiais de exploração do xisto no Brasil datam de 1952, no Vale do Paraíba, baseando-se inicialmente em processos internacionais.

Após vários estudos do xisto do Vale do Paraíba, a PETROBRÁS chegou à conclusão de que o mesmo, nas condições atuais, não oferece boas perspectivas econômicas de utilização principalmente devido à sua alta umidade e baixo teor de óleo por tonelada minerada, resultando em alta demanda calorífica, o que originou um balanço energético final pouco compensador. Por esses motivos, os recursos disponíveis forem dirigidos para a pesquisa do xisto da Formação de Irati.

As primeiras experiências com xisto da Formação de Irati, na jazida de São Mateus do Sul, datam de 1957.

Com o desenvolvimento do processo Petrosix, a PETROBRÁS decidiu construir uma unidade semi-industrial (UPI - Usina Protótipo de Irati).

#### *USINA PROTÓTIPO DE IRATI (UPI)*

A UPI foi construída pela PETROBRÁS, em 1972, para testar, em escala semi-industrial, o processo Petrosix de retortagem de xisto em São Mateus do Sul (PR) e significou um investimento de US\$ 60 milhões. Esta UPI está hoje direcionada para a produção comercial, e sua produção diária é a seguinte:

Óleo	850 b/d
Gás Combustível	38 t/d
Enxofre	18 t/d

De 1981 até 1989 (112 mil horas de produção) a produção total de UPI foi de:

Óleo	$2,8 \times 10^6$ b
Gás combustível	$100,9 \times 10^3$ t
Enxofre	$46,3 \times 10^3$ t

#### *USINA INDUSTRIAL DE SÃO MATEUS DO SUL*

O projeto básico previa uma capacidade de processar diariamente 112.000 toneladas métricas de xisto durante 30 anos, com uma produção bruta de 7.774 m<sup>3</sup>/dia de óleo de xisto, além de gás combustível, GLP e enxofre, com a seguinte composição:

Óleo Combustível OC-1	3.255 m <sup>3</sup> /dia (1ª etapa)
Óleo Combustível OC-2	1.462 m <sup>3</sup> /dia (2ª etapa)
Óleo Pré-tratado	5.047 m <sup>3</sup> /dia
GLP	640 t/dia
Nafta	1.265 m <sup>3</sup> /dia
Gás Combustível	1.242 t/dia
Enxofre	990 t/dia

A capacidade do projeto completo de 49.000 b/d foi dividida em duas etapas, com defasagem de 2 a 3 anos, correspondendo cada etapa a 50% da produção final.

A materialização dessa Usina não se concretizou devido a dificuldades de ordem econômico-financeira da atual conjuntura. Porém, o projeto executivo da Usina de São Mateus do Sul, com vinte retortas Petrosix foi concluído, sem entretanto terem sido comprados os equipamentos. Este projeto pode, portanto, ser retomado a qualquer momento, desde de que a PETROBRÁS assim o decida em função da evolução internacional e nacional dos custos de compra e/ou produção de petróleo.

Face a esta situação, a PETROBRÁS optou pela implantação de um complexo industrial de menor porte. Este complexo, denominado Módulo Industrial, compreende a implantação, junto à UPI, de um conjunto de porte industrial, dimensionado com base na capacidade de processamento de uma retorta industrial (11m de diâmetro), com aproveitamento máximo dos sistemas de utilidades da UPI e infraestrutura existentes.

Esse conjunto industrial, teve suas obras iniciadas em 1983, e se encontra, hoje, com 85% das obras concluídas. A produção anual esperada é de 1.310.000 barris de óleo, 17.000 toneladas de GLP, 33.400 toneladas de enxofre e 45.700 toneladas de gás combustível.

### 3.3 TECNOLOGIA

Dois modelos clássicos em escala industrial são o soviético e o chinês, únicos conhecidos no atual estágio de desenvolvimento tecnológico mundial.

A maior usina termelétrica a xisto em operação é a BALTIC POWER PLANT localizada em Warva - Estônia - URSS, modelo soviético, com 1.600 MW de potência instalada, em operação há mais de 15 anos. O primeiro estágio foi colocado em funcionamento em 1960, com a operação de 3 turbinas com capacidade de 100 MW cada uma. Em 1965, a usina atingiu sua capacidade nominal tornando-se, na época, a maior usina termelétrica da URSS e de toda a Europa. Atualmente a BALTIC POWER PLANT opera com 8 turbinas de 100 MW e quatro de 200 MW cada. O consumo de xisto nas unidades de 100 MW é de aproximadamente 200 toneladas por hora, enquanto que as de 200 MW consomem cerca de 320 toneladas por hora.

A usina foi projetada para queimar xisto com poder calorífico variando entre 1.600 e 2.400 kcal/kg e com uma granulometria entre 0 e 25 mm. Tais xistos apresentam teor de óleo reduzido, e portanto, não são aconselháveis para serem utilizados nas retortas em processo de obtenção de óleo.

A tecnologia russa da queima-direta do xisto é reconhecida mundialmente, mas requer algumas condições básicas para o xisto "in natura" ser utilizado.

As características básicas que deve ter o xisto "in natura" para poder ser utilizado em usinas a partir dos modelos soviéticos conhecidos são:

- o material deve ter um percentual de enxofre inferior a 2,5%;
- o poder calorífico do xisto não é considerado pela escola soviética como a variável mais importante. Na usina termelétrica que está sendo montada no Marrocos, com tecnologia soviética, será utilizado material xistoso contendo um limite mínimo de até 1.100 kcal/kg. Neste caso, a perda do poder calorífico tem de ser compensada pela melhoria de outras propriedades do xisto.
- certos tipos mais antigos de usinas termelétricas foram concebidas para queimar fragmentos britados de xisto, com diâmetro mínimo de 2,5 cm. As usinas mais modernas, com módulos-padrão de 200 MW, pode usar material pulverizado com granulometria de até 1,4 cm de diâmetro.
- as camadas de xisto devem ser aflorantes ou subaflorantes, isto é, capazes de serem mineradas a céu-aberto. Convém lembrar que o Brasil dispõe das maiores reservas mundiais de xisto para exploração a céu-aberto.

No Marrocos está sendo implantada uma usina termelétrica composta de 5 unidades de 200 MW, com tecnologia soviética, utilizando xisto pulverizado com poder calorífico da ordem de 1.000 kcal/kg.

O modelo chinês está implantado em três grandes complexos de usinas termelétricas mistas, à base de xisto e linhito, localizadas ao pé da jazida Fushung, na Manchúria. Outra particularidade da tecnologia chinesa é o uso em outro tipo de usina de mistura xisto-turfa.

### 3.4 ASPECTOS ECONÔMICOS

#### 3.4.1 Custos de Investimento e Operacionais de Usinas de Produção de Óleo de Xisto

Os dados constantes deste item referem-se integralmente aos investimentos efetuados pela PETROBRÁS em São Mateus do Sul - PR.

O investimento para implantação, comissionamento e teste da UPI atingem valores da ordem de US\$ 60 milhões.

O custo de investimento para o Módulo Industrial segundo o critério social (basicamente isenção de impostos) correspondia inicialmente a US\$ 111,2 milhões e a análise econômica indicava um custo esperado de produção, sob o enfoque empresarial, de US\$ 36,00/barril, com taxa interna de retorno zero.

Os custos operacionais conjuntos do Módulo Industrial e da UPI (20% da produção) fornecidos pela PETROBRÁS/SIX são apresentados a seguir segundo o critério social e industrial para diferentes taxas internas de retorno (TRI).

TRI (%)	US\$/bbl	
	EMPRESARIAL	SOCIAL
0	31	24
10	43	29
15	48	33

A obra, iniciada em 1983, teve sua estimativa de investimento revisada, indicando um valor de US\$ 100 milhões (US\$ de jul/90), dos quais 70% já foram realizados.

O custo de produção de óleo de xisto está estimado em US\$ 20/barril, sem considerar a recuperação do capital investido.

As estimativas da PETROBRÁS para determinar os custos de produção de óleo de xisto por critérios puramente empresariais e com uma taxa de retorno de mercado (15%) é de cerca de US\$ 65,50 o barril, valores muito superiores aos atuais e às projeções a longo prazo para o petróleo, o que inviabilizaria sua produção. Adotando-se critérios sociais (basicamente isenção de impostos) no cálculo do custo do óleo de xisto, seus valores variam na faixa de US\$ 17,00 (TRI=0%) a US\$ 30,00 (TRI=15%).

### 3.4.2 Perspectivas de Utilização na Produção de Energia Elétrica

Não há perspectiva de queima direta de óleo de xisto na geração termoelétrica, em função dos altos custos envolvidos segundo a tecnologia atualmente disponível.

Quanto ao investimento na geração de eletricidade, tem sido relativamente difícil obter dados confiáveis, principalmente com relação a custos operacionais envolvendo usinas termelétricas a xisto. O investimento médio em termoelétricas a xisto de grande porte é da ordem de US\$ 1,500/kW. A usina de Marrocos, constituída de módulos de 200 MW, terá um custo da ordem de US\$ 300 milhões por módulo instalado.

Embora alguns países já estejam utilizando em larga escala o xisto em queima direta na geração de eletricidade, no Brasil uma das dificuldades consiste no estabelecimento da correlação entre as características dos xistos brasileiros (poucos conhecidas) e as dos xistos utilizados em algumas plantas industriais em operação no mundo.

No que se refere à tecnologia da queima-direta, merecem destaque os trabalhos de pesquisa envolvendo a queima de retornado e dos finos gerados no processo de lavra e de beneficiamento do xisto em São Mateus. Os testes foram executados na Alemanha mas as restrições econômicas não permitiram a continuidade dos testes no exterior. Entretanto os bons resultados obtidos na queima em leito fluidizado incentivaram a continuidade dos mesmos no Brasil, mais precisamente na CIENTEC-RS.

Outros aspecto importante é a possibilidade de mistura com outros combustíveis (carvão, lenha e outros). Neste sentido a CPRM tem pensado em outras alternativas para as demais formações xistosas do Brasil, e uma delas é a geração termelétricas de xisto e turfa na margem esquerda do Amazonas em lugar de hidrelétricas de baixa queda, bem como em outras regiões do Nordeste, com o aproveitamento econômico dos subprodutos.

Foi dito que o Brasil dispõe de elevado volume de reservas com excelente distribuição geográfica e ocorrência aflorante e subaflorante, isto é, capazes de serem mineradas a céu-aberto. Entretanto, a deficiência de dados sobre as características dos xistos brasileiros dificulta sua representação no balanço energético nacional.

### 3.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFIAS

- GTLP - Grupo de Trabalho para Estudos de Longo Prazo de Geração - ELETROBRÁS - GCPS/CTEE - Relatórios Preliminares, 1990 - Mirna Palermo Porto, DPE/DPEP, ELETROBRÁS.
- [1] Xisto - Contribuição para a Produção Brasileira de Petróleo - Homero Baggio Moreira - PETROBRÁS - Setembro 1980.
- [2] Economia e Tecnologia de Energia - FINEP - 1985.
- [3] Fontes Energéticas Brasileiras - Inventário/Tecnologia - Xisto - CHESF/BRASCEP Engenharia Ltda.
- [4] Xisto - Uma Fonte de Óleo, Gás e outras matérias-primas. Kuniyubi Terabe e Rubens E. Novicki - PETROBRÁS/SIX
- [5] Análise da Utilização das Reservas de Xisto na Geração de Energia Elétrica - EPL 007/84 - ELETROSUL.

## 4. TURFA E LINHITO

### 4.1 ASPECTOS GERAIS

#### 4.1.1. Características Físicas

##### 4.1.1.1. Turfa

A turfa é o primeiro produto da evolução da série dos combustíveis fósseis sólidos (turfa, linhito, carvão, antracito), de idade geologicamente recente e constituída de uma mistura heterogênea de materiais orgânicos decompostos parcialmente e de materiais inorgânicos que se acumularam em ambientes saturados d'água.

Existem diferentes variedades de turfa, função das inúmeras espécies de vegetação que participaram na formação das turfeiras. As propriedades físico-químicas são extremamente variáveis, dependendo da origem, método de processamento e das condições de secagem, transporte e armazenamento. A cor varia entre o preto amarronzado e o amarelo, e o seu teor de umidade "in situ" é elevado, sendo comuns teores da ordem de 90%. Pré-secada a 50% da umidade, sua composição média é de 40-50% de carbono, 25-35% de oxigênio, 12-20% de cinzas, 3-5% de hidrogênio e 2-4% de nitrogênio. Em função dessas características, a turfa pré-secada é muito reativa, com taxa de queima 2,5 vezes superior à do carvão.

Outra característica da turfa é o seu grau de betuminização, identificado no perfil geológico da turfeira através de três zonas:

- zona superior: em geral o teor de betume não ultrapassa 15% e destina-se à agricultura;
- zona intermediária: é a zona de ocorrência da turfa energética, com teor de betume variando entre 15 e 85%;
- zona inferior: onde ocorre a turfa química com teor de betume acima de 85%.

Quanto ao emprego na combustão, existem algumas propriedades que devem ser determinadas: teor de cinzas, teor de enxofre e poder calorífico. As formas energéticas convencionais de turfa são a turfa moída, extrudada ou em forma de briquetes e "pellets". O poder calorífico superior para a turfa com umidade entre 50 e 55% varia de 2000 a 3000 kcal/kg; para a turfa seca ao ar, com umidade entre 25 e 50%, está em torno de 3500 kcal/kg; e para briquetes, com umidades entre 10 e 15%, está na faixa de 4400 kcal/kg.

Os usos consagrados da turfa energética ocorrem na geração de eletricidade em pequenas e médias centrais termelétricas ou na geração de calor na Indústria. Na gaseificação, devido ao alto teor de voláteis, de 60 a 70%, considera-se a turfa mais fácil de gaseificar que o carvão. No processo de gaseificação a turfa produz 3,2 vezes mais metano que o carvão, possuindo baixo teor de enxofre, de 0,2 a 0,4%, e o dobro do teor de nitrogênio, o que implica em mais amônia como subproduto da gaseificação.

#### 4.1.1.2 Linhito

O linhito é o segundo produto da evolução da série dos carvões, com um teor de carbono variando entre 65% e 70% e um teor de oxigênio entre 20 e 30%; quebra-se facilmente ao tempo e não é coqueificável.

Constitui-se em um material combustível sólido formado de restos vegetais variados. Em geral é compacto, podendo ser em alguns casos fibroso ou folheado. Sua coloração varia entre preta ou castanha e seu teor de umidade é elevado.

O poder calorífico do linhito é inferior ao dos carvões porque sua constituição química não atingiu a mesma proporção de carbono; o teor de cinzas é variável, ocorrendo muitas vezes passagem gradativa de linhito para argilito carbonoso e vice-versa.

O linhito tem importância industrial em fornalhas, fornos de calcinação e cerâmica, e também em gasogênicos para a produção de gases combustíveis.

Um total de 200 amostras de linhito procedentes da área do Alto Solimões (AM) foram analisadas no Lavrador de Capivari, em Santa Catarina, e na Fundação de Ciência e Tecnologia - CIENTEC, no Rio Grande do Sul, apresentando as seguintes características:

Características	Mínima	Máxima	Média
Poder calorífico (kcal/kg)	729	5.871	3.300
Umidade (%)	3,1	34,2	18,0
Teor de cinzas (%)	10,3	83,3	46,8
Carbono fixo (%)	5,0	47,5	26,0
Matéria volátil (%)	14,1	58,9	36,0
Enxofre (%)	0,4	15,3	7,8

Fonte: CIENTEC

Todas as amostras apresentaram índice de inchamento (FSI) igual a zero, impossibilitando o uso do linhito para fabricação do coque por processos convencionais.

#### 4.1.2 Histórico da Utilização

A experiência brasileira com o uso de turfa teve início na época da II Guerra Mundial, quando a turfa do Vale do Paraíba foi utilizada na Estrada de Ferro Central do Brasil. Estudos pioneiros sobre geologia e técnicas de exploração datam dessa época, quando o INT - Instituto Nacional de Tecnologia e o DNPM - Departamento Nacional de Produção Mineral fizeram análises sistemáticas de algumas amostras de turfa provenientes de diversas partes do País.

Contudo, somente a partir de 1979, a turfa no Brasil começou a ser objeto de programas sistemáticos de pesquisas geológicas, principalmente pela CPRM - Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais em várias regiões do País. Após 1984, observa uma interrupção nos trabalhos dessas pesquisas. Mesmo assim, pesquisas de utilização da turfa como combustível tiveram prosseguimento, realizadas, dentre outros, pelo IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas, de São Paulo.

## 4.2 POTENCIAL

### 4.2.1 Reservas Brasileiras

#### *TURFA*

De acordo com os trabalhos desenvolvidos pela CPRM, estão cadastradas atualmente 66 áreas e faixas com mais de duzentas turfeiras, distribuídas nas seguintes regiões: Região Turfeira Amazônica; Região Turfeira do Sudeste; Região Turfeira do Nordeste; Região Turfeira Mineira e do Alto Rio São Francisco; Região Turfeira Baiana/Sergipana; Região Turfeira do Centro-Oeste; e Região Turfeira do Sul.

O valor estimado para as reservas geológicas compreendidas nessas ocorrências é de 20 bilhões de m<sup>3</sup> de turfa "in situ".

Contudo, os levantamentos das turfeiras no Brasil estão, em grande número, em estágio de identificação ou de fotointerpretação, com escassos programas de amostragens, insuficientes para avaliar as reservas com precisão.

Além disso, quando se leva em conta fatores tais como a espessura da turfa, o teor de cinzas, a presença de capeamento, dentre outros, essenciais para a exploração econômica das turfeiras, pode ocorrer uma grande redução nos valores estimados.

Assim, os recursos identificados no Brasil estão atualmente avaliados em torno de  $1,6 \times 10^9 \text{ m}^3$ , relativos ao volume do material turfeiro "in situ", o que corresponde a um conteúdo energético de  $687,75 \times 10^6$  Gcal de turfa (base seca), conforme a Tabela 4.1, a seguir:

#### *LINHITO*

São conhecidas ocorrências de linhito em quatro regiões brasileiras: no Solimões (AM), nas bacias do Garandela e do Fonseca (MG), em Caçapava (SP) e em Jatobá (PE).

Com o objetivo de avaliar o potencial dos recursos de linhito, foram desenvolvidas pesquisas pelo Convênio DNPM/CPRM, no Projeto Carvão no Alto Solimões (AM), abrangendo uma área de 320.000 km<sup>2</sup> a Oeste do Estado do Amazonas, na região fronteira ao Peru e Colômbia.

De acordo com o resultado dessas pesquisas, verificou-se que a distribuição do linhito, na camada sedimentar da Formação Solimões, ocorre sob a forma de leitos delgados com espessura variando de alguns centímetros a pouco mais de um metro, intercalados por espessas camadas de pacotes de estereis.

O cálculo aproximado das reservas de linhito foi determinado, no projeto, em função especialmente de seu possível uso em gaseificação. Não foi avaliada a possibilidade de uso direto em termelétricas ou em metalurgia, desde que 88% das amostras são passíveis de gasificação (teor de voláteis acima de 20%). Para a região detalhada, ao sul do município de Benjamin Constant, com uma área de 87,6 km<sup>2</sup>, foi estimada uma reserva da ordem de 35,5 milhões de toneladas de linhito.

Por outro lado, abrangendo uma área de 90.062 km<sup>2</sup>, a partir das coordenadas do centro de gravidade da área da malha de detalhe (87,6 km<sup>2</sup>), num círculo de 200 km de raio e abrangendo a maioria dos furos do projeto, a reserva total inferida se situa na faixa de 36,4 bilhões de toneladas de linhito.

**TABELA 4.1**  
**RESERVAS BRASILEIRAS IDENTIFICADAS DE TURFA**

ESTADO	IN SITU BASE SECA 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	VOLUME BASE SECA 10 <sup>6</sup> t	TURFA EM ENERGÉTICO 10 <sup>6</sup> (Gcal)	CONTEÚDO 10 <sup>6</sup> TEP
Maranhão	137,7	15,47	73,26	6.783
Rio G. Norte	41,8	5,01	20,54	1.902
Paraíba	21,9	2,66	9,02	835
Pernambuco	14,5	1,73	6,03	558
Alagoas	19,5	2,20	8,99	832
Sergipe	7,8	0,78	3,94	365
Bahia	218,5	26,20	102,76	20.790
Esp. Santo	216,0	23,64	111,83	10.354
R. de Janeiro	51,0	5,10	26,25	2.430
São Paulo	234,7	28,21	126,94	24.536
Paraná	55,3	6,63	24,04	2.226
Rio G. do Sul	98,2	11,70	49,47	4.580
Minas Gerais (*)	477,1	47,71	124,68	18.350
TOTAL	1.594,0	777,04	687,75	63.676

Observações: São consideradas somente as ocorrências com espessura mínima de 1 metro; teor de cinzas até 35%; camada de cobertura estéril máxima de 0,5 m. As avaliações energéticas são em base seca (secagem em estufa entre 105°C e 110°C). No caso de Minas Gerais o teor de cinzas considerado é de até 55%.

Fonte: CPRM - 1985.

SUREM - Superintendência de Recursos Minerais - 1985.

(\*) METAMIG

#### 4.2.2 Potencial Termelétrico

Nos países europeus (União Soviética, Finlândia e Irlanda), onde estão localizadas as maiores reservas de turfa do mundo, entre 50 e 70% das reservas recuperáveis são utilizadas para geração de energia elétrica e o restante é empregado como combustível para produção de calor de processo na indústria e como adubo e corretivo de solos na agricultura.

No Brasil, o consumo de turfa como insumo energético está vinculado à capacidade de produção e viabilidade técnico-econômica de sua utilização comparada ao óleo combustível, madeira, carvão vegetal e mineral.

Não levando em conta o aspecto de competitividade, e considerando os valores da Tabela 4.1 como sendo as reservas recuperáveis atualmente conhecidas no Brasil, totalizando  $63.676 \times 10^6$  tEP, tem-se a seguinte distribuição regional, em termos de potencial energético:

	10 <sup>6</sup> tEP	(%)
Nordeste	20.790	33
Sudeste	36.080	56
Sul	6.806	11
TOTAL	63.676	100

Admitindo-se que 60% das reservas recuperáveis de turfa possam ser utilizadas para a geração de energia elétrica em usinas termelétricas com eficiência de 28%, fator de capacidade de 60% e tempo de vida útil de 25 anos, ter-se-ia o seguinte potencial instalável:

Região Nordeste	334 MW
Região Sudeste	579 MW
Região Sul	109 MW
TOTAL	1.022 MW

#### 4.2.2.1 Estudos de Potencial de Turfa Realizados por Concessionárias para Utilização em Termelétricas

FURNAS - Centrais Elétricas S.A., mediante contrato com a CPRM, efetuou o levantamento do potencial turfeiro da região de Campos - RJ - visando o aproveitamento futuro da turfa como combustível na usina termelétrica Roberto Silveira, localizada no perímetro urbano de Campos.

O resultado do levantamento faz parte do Projeto "Campos - Avaliação Preliminar das Turfeiras", de agosto de 1982. As duas principais turfeiras - Mingote e Rio da Prata - possuem em conjunto  $4,9 \times 10^6$  t da turfa seca a 105°C, equivalentes a  $24,5 \times 10^6$  Gcal (média de poder calorífico superior em base seca de 5.000 kcal/kg, teor médio de cinzas 13%, e teores elevados de carbono fixo e matéria volátil). A localização de ambas as turfeiras é privilegiada em relação à infraestrutura de transportes já existente e em relação ao principal centro consumidor, que é a cidade de Campos. Apesar da excelente qualidade energética da turfa, e das condições favoráveis de transporte e de extração, o seu aproveitamento termelétrico na Usina Roberto Silveira não tinha sido realizado até 1989.

A CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais realizou um trabalho em 1982 para a Usina Termelétrica de Igarapé, com potência de 125 MW, que incluiu a turfa como alternativa de combustível. Na avaliação das turfeiras existentes foram levantados todos os trabalhos realizados para Minas Gerais e Espírito Santo. No caso de Minas Gerais foram utilizados estudos da METAMIG, que realizou dois trabalhos em 1981: o primeiro, intitulado "Projeto Turfa - Diagnóstico Preliminar", com o levantamento de áreas no Estado com potenciais de turfa, e o segundo intitulado "Localização Esquemática das Áreas Promissoras a Araxá", realizado também em 1981.

A pesquisa do Estado do Espírito Santo foi baseada nos trabalhos desenvolvidos pela CPRM, iniciados em 1978, que constituíam o "Projeto Turfa - ES".

Avaliadas as reservas de turfa desses dois Estados, verificou-se que as reservas conjuntas dariam para alimentar a UTE durante 25 anos. Apesar de na análise econômica ter sido constatado que a turfa seria o combustível de menor custo, por fatores conjunturais na época, a conversão não foi recomendada. Atualmente a unidade existente está sendo convertida para queimar óleo combustível ultraviscoso tipo 8A, em atendimento às determinações instituídas na Portaria nº 1.224 do Ministério das Minas e Energia quanto à prioridade de sua utilização em termelétricas, atendendo ao projeto Fundo de Barril, de interesse mútuo da Petrobrás e Eletrobrás. Prevê-se ainda a implantação de uma segunda unidade também com 125 MW.

A ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A., mediante contrato com a CPRM - Superintendência Regional de Goiânia, em 1985, efetuou levantamento na Região de Corumbá - Ladário - MS.

Após a execução do trabalho concluiu-se que as áreas selecionadas e suas proximidades não são passíveis de encerrar depósitos de turfa economicamente exploráveis.

Assim sendo, considerou-se que as áreas projectadas são desprovidas de interesse para o bem mineral pesquisado não se recomendando, portanto, nenhum trabalho adicional de detalhe.

A Companhia Vale do Rio Doce, através da SUTAN - Superintendência do Projeto Titânio, em contrato com a Jakko Poyry Engenharia Ltda, realizou, em 1987, o levantamento do potencial de turfa da região do Triângulo Mineiro.

A turfa seria utilizada em unidades de combustão para geração termelétrica, de potência de 1,5 MW, na planta industrial de concentração de minério de anatásio, para produção de 200.000 t/ano de TiO<sub>2</sub>, com início de produção prevista para 1992, em Araxá - MG.

Foram examinadas as turfeiras situadas num raio de 150 km de Araxá, sendo as áreas inicialmente identificadas e relacionadas através de pesquisa bibliográfica.

Após pesquisa preliminar de 27 áreas aluvionares, somando um total de 26.000 ha (na vistoria prévia de campo), essa área foi reduzida para 500 ha pertencentes a 6 áreas básicas. A pesquisa dessas seis áreas e seu enquadramento dentro dos padrões previamente estipulados para aproveitamento a nível comercial levou ao potencial de 0,97 x 10<sup>6</sup>t de turfa seca, equivalentes a 3,28 x 10<sup>6</sup> Gcal.

A CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco realizou, em 1987, o inventário das reservas de turfa na região suprida pela concessionária, em contrato com a BRASCEP Engenharia Ltda, sendo utilizados dados da CPRM. A finalidade básica era a de propiciar à CHESF o planejamento do uso da turfa como alternativa energética.

Até o ano de 1987, pelo trabalho realizado, foram identificadas cinco turfeiras, no Estado da Bahia e Sergipe, que apresentaram possibilidades técnico-econômicas para serem exploradas. A reserva total das turfeiras consideradas somam 1.376.000 t (base seca), representando um potencial energético de 3.687.000 Gcal a partir da turfa com 40% de umidade.

#### 4.2.2.2 Utilização de Turfa em Projetos Comerciais

Atualmente existem três projetos em fase de produção, localizados nas regiões Sudeste e Sul, e um quarto projeto detalhado para início de operação em 1992:

- (1) A Serrana S.A. de Mineração está implantando uma lavra comercial numa área de 200 ha, tendo como meta principal a produção anual de 150.000 m<sup>3</sup> de turfa extrudada, para queima nos fornos de cimento em sua unidade industrial de Jacupiranga, SP.
- (2) A CESP - Companhia Energética de São Paulo implantou uma lavra com 50 ha, próxima a São José dos Campos, no Vale do Paraíba, S.P., pretendendo alcançar uma produção de 65.000 m<sup>3</sup>/ano que deverá ser distribuída a clientes potenciais do eixo São Paulo - Vale do Paraíba, visando principalmente a substituição de lenha combustível.
- (3) O projeto CECRISA está localizado no município de Araranguá, ao sul de Santa Catarina. A empresa dispõe de uma reserva de 6,0 x 10<sup>6</sup> Gcal, em uma área de 750 ha. O projeto visa a substituição gradativa do carvão vegetal consumido nos gaseificadores das 5 unidades industriais do grupo, na região de CRICIÚMA. A produção prevista é de 600.000 m<sup>3</sup>/a.
- (4) A Vale do Rio Doce, através da SUTAN - Superintendência do Projeto Titânio, poderá vir a utilizar turfa como combustível na termelétrica de potência de 1,5 MW, na planta industrial da concentração de minério de anatásio para produção de dióxido de titânio em Araxá, MG, com início de produção previsto para 1992, conforme já se mencionou.

### 4.3 TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA

Verifica-se pela intensa aplicação em vários países, que existem tecnologias tradicionais para geração de energia a partir da turfa, sendo a queima direta responsável atualmente e em futuro próximo pela quase totalidade do consumo energético. A utilização de fornalha de leito fluidizado deverá ser o meio mais usual a médio prazo, pois nesse caso a eficiência de combustão aumenta significativamente.

O processo de carbonização em forno rotativo foi desenvolvido nos anos setenta, tendo como produtos, um carvão com boa resistência e baixos teores de enxofre e fósforo e os gases de

carbonização, que podem ser utilizados em várias aplicações, como a geração de energia elétrica. O carvão pode ser utilizado como redutor em indústrias metalúrgicas, além de outras aplicações.

A gaseificação da turfa tem-se mostrado também um método conveniente de processamento objetivando a utilização do potencial energético do combustível em processo que exigem o uso de combustíveis gasosos, ou também com a finalidade de obtenção de gás para síntese em unidades químicas.

#### 4.3.1 Experiência Internacional

A história da aplicação comercial da turfa na experiência internacional tem, aproximadamente, um século. No mundo são produzidas e utilizadas cerca de 30 milhões de tEP de turfa energética. O principal produtor é a União Soviética, com 90%, seguida da Irlanda e Finlândia, com 4% cada, da produção mundial, e os restantes 2% estão divididos por outros países como a Suécia, Alemanha Ocidental e Inglaterra.

Cerca de 60% dos recursos mundiais estimados de turfa estão concentrados na Comunidade dos Estados Independentes, antiga União Soviética. Desse total, 90% das reservas estão localizadas na Rússia.

Atualmente existem 79 usinas termelétricas a turfa com capacidades instaladas variando entre 60 MW e 720 MW.

Os depósitos de turfa na Comunidade dos Estados Independentes apresentam, em geral, uma umidade de 96%. A drenagem das turfeiras, que leva de 5 a 6 anos, depende das condições hidrológicas e climáticas e reduz a umidade dessas para 80-82%, quando é então possível iniciar os trabalhos com máquinas. A umidade da turfa moída é de 45% a 47% na usina. A extração da turfa naquele país é de 90 milhões de toneladas anuais com 50% de umidade, das quais 60 milhões de toneladas são extraídas na Rússia.

As usinas termelétricas a turfa consomem aproximadamente 50% do total extraído. As fábricas de briquetes utilizam 12% do total; o restante é utilizado em aplicações agrícolas. Essas aplicações envolvem seu emprego como fertilizante, blocos de substrato, placas termo-isolantes e estufas. Segundo Sokolov (1978), existe ainda a utilização de turfa em escala industrial para produção de álcool, cera e outros produtos.

Ao lado da atividade industrial russa, diversos institutos de pesquisa dedicam esforços no desenvolvimento de tecnologia relacionada à turfa.

Na Finlândia os principais usuários da turfa são as plantas municipais de aquecimento distrital e plantas industriais de geração de energia e calor e aquecimento de edifícios, situando-se a geração de energia em 10.000 GWh/ano (1987), com a turfa tendo uma participação de 4% do total de energia produzida no país. Os custos de produção do energético são competitivos em relação ao petróleo e também do carvão mineral, dependendo do local da extração. O planejamento é uma área bastante desenvolvida e existem modelos que podem ser aplicados a nível local (turfeira), regional (empresa) ou nacional,

incluindo recursos para estudos de otimização do transporte. A tecnologia desenvolvida no exterior, especialmente na década de oitenta, foi baseada num extensivo programa de pesquisa.

A Empresa OUTOKUMPU, com atuação nas áreas de mineração e metalurgia, tem projetado e construído diversas plantas que operam com turfa e outros combustíveis sólidos em reatores de leito fluidizado.

As principais referências industriais quanto à utilização dos reatores de leito fluidizado - OUTOKUMPU na Finlândia estão descritas a seguir:

TABELA 4.2

CLIENTE OPERAÇÃO	APLICAÇÃO	CAPACIDADE			ESPECIFICAÇÃO	
		(MW)	BAR	°C	SÓLIDO	OPERAÇÃO
OUTOKUMPU OY PLANTA DE Zn KOKKOLA	VAPOR DE PROCESSO E ELETRICIDADE	17,5	60	500	TURFA CARVÃO MINERAL RES. VEGETAL	1977
OUTOKUMPU OY PLANTA DE Zn KOKKOLA	VAPOR DE PROCESSO E ELETRICIDADE	2 X 25	60	500	TURFA CARVÃO MINERAL RES. VEGETAL	1977
KUIVAMAITO OY LAPINLAHTI	VAPOR DE PROCESSO E ELETRICIDADE	18/25	31	350	TURFA RES. VEGETAL ÓLEO COMBUST.	1981
KEMIA OY, SATERI VALEAKOSKI	VAPOR DE PROCESSO E ELETRICIDADE	50	60	500	TURFA/RES. VEG. CARVÃO MINERAL ÓLEO COMBUST.	1982
SEINA JOEN ENERGIA LAITOS SEINAOKI	AQUECIMENTO DISTRITAL	15/20	-	-	TURFA/RES. VEG. CARVÃO MINERAL ÓLEO COMBUST.	1982
PIEKAMAEN ALUELAMPO OY PIKSANAKI	AQUECIMENTO DISTRITAL	20 X 20	-	-	TURFA/RES. VEG. CARVÃO MINERAL ÓLEO COMBUST.	1983

Fonte: OUTOKUMPU DO BRASIL (1985).

Na Finlândia é esperado um aumento de três vezes no consumo da turfa energética em futuro próximo.

Na Irlanda a turfa vem sendo utilizada para a geração de eletricidade há mais de 30 anos. Dois organismos da República Irlandesa, autônomos, o "BORD NA MONA" e a Comissão de Fornecimento de Energia são, respectivamente, responsáveis pela produção e comercialização da turfa e pela geração, distribuição e venda de energia elétrica.

À "BORD NA MONA", fundada em 1946, cabe a responsabilidade pelo desenvolvimento dos "banhados" e pela produção e comercialização da turfa.

Já à Comissão de Fornecimento de Energia - CFE, fundada em 1927, cabe a total responsabilidade pela geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica. Inicialmente, a CFE concentrou seus esforços no aproveitamento do potencial hidráulico para a geração de eletricidade e, posteriormente, voltou sua atenção para o conhecimento das reservas de combustíveis nativos da Irlanda. A primeira unidade geradora movida a turfa foi sincronizada com o sistema em PORT ARLINGTON, em 1950. No momento, a capacidade geradora das usinas a partir desse energético totalizam cerca de 448 MW, o que significa quase 16% da capacidade geradora instalada total da CFE. Não foram consideradas duas novas unidades com capacidade instalada de 44,5 MW cada, que estavam sendo construídas, conforme dados referentes a 1985.

#### 4.4 ASPECTOS ECONÔMICOS

##### 4.4.1 Custo de Exploração da Turfa

No processo de estimativa do custo de exploração da turfa são necessárias as fases descritas a seguir:

- Avaliação da quantidade de turfa existente na jazida, características da jazida e determinação das propriedades físico-químicas da turfa.
- Estudos relativos à preparação da turfeira para produção em escala comercial, que compreendem as fases de drenagem, preparação da superfície, acessos, e dificações e manutenção, pátio de estocagem, proteção ambiental e conta incêndio.
- Estudos relativos à produção que, no caso da turfa seca, abrange duas alternativas: turfa moída ou turfa extrudada. A definição quanto ao tipo de turfa a ser produzida depende da qualidade da turfa, das condições climáticas e da sua utilização final. Estima-se, por testes de produção de turfa extrudada no Brasil, que a produção anual por hectare situa-se entre 350 a 800 t de turfa extrudada, com 45% de umidade.
- Estudos relativos à estocagem e transporte da turfa. Por à sua baixa densidade, tanto a turfa moída quanto a turfa extrudada são volumosas e, por isso, são estocadas na área de produção e fornecidas ao usuário final em quantidade compatíveis para suprir períodos curtos de demanda. Um aspecto importante a ser observado na estocagem da turfa é inerente às suas características: a turfa é higroscópica e passível de combustão espontânea. O custo do transporte varia de 20 a 40% do preço final da energia disponível, e é o item de maior peso na composição do custo final da turfa.
- Estudos de avaliação econômica que englobam os seguintes itens: investimentos relativos à preparação da turfeira; investimentos em equipamentos de extração, manuseio e transporte; estoque para suprir os períodos não produtivos; estudos de mercado; financiamentos; análise de sensibilidade do empreendimento; competitividade da turfa em relação aos demais combustíveis alternativos.

A título de ilustração são apresentados os dados relativos ao custo de exploração de uma turfeira na Irlanda e aos de um estudo para exploração de turfeiras no Triângulo Mineiro.

Os custos de exploração de uma turfeira na Irlanda, para a produção de turfa moída com 55% de umidade, são os seguintes:

- produção anual de turfa moída	- 465.000 t
- rendimento médio por ha	- 185 t/ano
- custo de preparação da área	- US\$ 9,100/ha
- prazo de utilização da turfeira	- 35 anos
- custo de capital	- US\$ 11.00/t
- taxa de desconto	- 14% a.a.
- tempo de retorno	- 25 anos
- custo de O & M	- US\$ 10.50/t
- custo total	- US\$ 21.50/t

O estudo para exploração conjunta de três turfeiras no Triângulo Mineiro, do qual foram retirados os dados listados a seguir, faz parte do trabalho realizado pela Companhia Vale do Rio Doce sobre a utilização da turfa como combustível na sua planta industrial de dióxido de titânio em Araxá, Minas Gerais. A partir das seguintes hipóteses:

- produção anual de turfa extrudada (torrões)	- 277.000 m <sup>3</sup> /ano
- reservas estimadas (total das três turfeiras)	- 383,0 ha
- vida útil	- 12 anos
- teor médio de cinzas	- 25%
- teor de umidade	- 40%
- equivalência energia x volume	- 0,95 Gcal/m <sup>3</sup>
- densidade	- 440 kg/m <sup>3</sup>

foram calculados os parâmetros econômicos, considerando a vida útil de 12 anos:

- total de custos de capital	- US\$ 4.630.700
- total de custos operacionais	- US\$ 7.434.800
- total de custos de transporte (distância máxima de 360 km, ida e volta)	- US\$ 7.416.800
- custo médio da turfa	- US\$ 6,47/Gcal ou US\$ 14,00/t
- taxa interna de retorno	- 31,46%
- tempo de retorno	- 4,5 anos

#### 4.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco / BRASCEP Engenharia Ltda., Fontes Energéticas Brasileiras - Inventário / Tecnologia. Rio de Janeiro, 1987.
- [1] METAMIG, Projeto Turfa - Diagnóstico Preliminar. Belo Horizonte, 1981.
- [2] METAMIG, Turfa no Triângulo Mineiro. Belo Horizonte, 1981.
- [3] METAMIG, Turfa na Região do Triângulo - Uma Alternativa Energética - Belo Horizonte, 1983.
- [4] METAMIG, Relatório Final de Pesquisa - Belo Horizonte, 1987.
- [5] CPRM - Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, Avaliação Preliminar das Turfeiras - Rio de Janeiro, 1982.
- [6] Companhia Vale do Rio Doce / JAAKO POYRY Engenharia Ltda., Estudo de Alternativas Energéticas para o Projeto Titânio: Madeira, Turfa e Carvão Vegetal - Belo Horizonte, 1987.
- [7] CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, Estudo de Viabilidade para Seleção de Combustíveis - Turfa e Lignito - Usina Termelétrica de Igarapé - Belo Horizonte, 1982.
- [8] ELETROBRÁS, Recursos Energéticos para Produção de Energia Elétrica - Rio de Janeiro, 1987.
- [9] Revista Tecnológica Brasileira - Energia - Fontes Alternativas, Vol. IV, nº 20, mai/jun 82.
- [10] Cooperação Finlândia - Brasil em Turfa e Bioenergia - Seminário - São Paulo, 1987.
- [11] ELETROSUL/CPRM - Produção Preliminar para Turfa na Região de Corumbá - MS, 1985.
- [12] ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S/A - Análise da Utilização das Reservas de Turfa na Geração de Energia Elétrica - EPL-001/85.

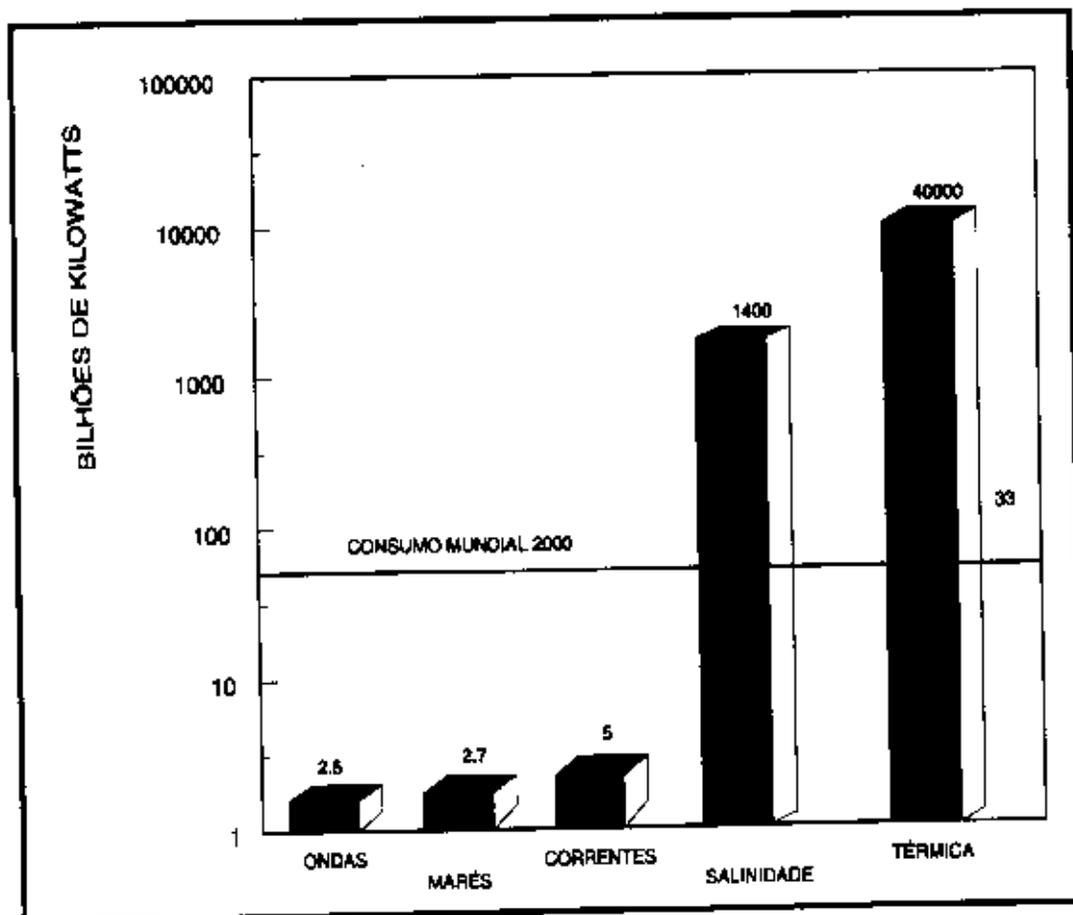
## 5. ENERGIA OCEÂNICA

### 5.1 ASPECTOS GERAIS

Os oceanos estendem-se por 71% da superfície do globo terrestre, ocupando uma área de 361 milhões de km<sup>2</sup>, com um volume equivalente a 1370 milhões de km<sup>3</sup>. Considerando-se estes números e o fato de que a média de energia solar incidente sobre a superfície dos oceanos é de 176 W/m<sup>2</sup> pode-se estimar que o potencial desta fonte renovável, que origina as ondas, as correntes e os gradientes térmicos é equivalente a cerca de 40 bilhões de MW.

A Figura 5.1, mostra o potencial estimado de cada uma destas formas a nível mundial, sendo que as três primeiras já têm unidades operando comercial e/ou experimentalmente.

FIGURA 5.1  
ESTIMATIVA DA TAXA DE DISSIPACÃO DE POTÊNCIA NOS OCEANOS



Nota: A taxa de dissipação de potência para energia das ondas de  $2,5 \cdot 10^9$  kW poderia produzir  $2,2 \cdot 10^{12}$  kWh/ano.

Fonte: Isaac, John D. and Seymour, Richard J.: "The Ocean as a Power Resource", International Journal of Environmental Studies, 1973, vol. 4, pp 201-205.

Deve-se adicionar ainda a energia das marés, oriunda principalmente da atração gravitacional da terra, lua e sol, e as características físicas e químicas da água como salinidade, elementos em suspensão, etc.

Entre as formas de obtenção da energia oceânica, às quais nos limitaremos neste trabalho, podemos citar:

- a) Energia de ondas
- b) Energia das marés
- c) Gradiente térmico
- d) Salinidade
- e) Correntes

O Brasil conta com aproximadamente 7.500 km de extensão costeira (5.800 km de contorno ou 9.200 km considerando-se as recentrâncias da costa), possuindo um grande potencial de energia oceânica a ser explorado.

### 5.1.1 Características Físicas

#### 5.1.1.1 Energia de Ondas

A energia de ondas é uma parcela da energia solar que incide sobre o globo terrestre, a qual é acumulada na superfície dos oceanos pela ação dos ventos. O aumento da altura e do período das ondas e conseqüentemente dos níveis de energia depende essencialmente da faixa de superfície do mar sobre a qual o vento sopra e de sua duração e intensidade. Influem ainda sobre a formação de ondas os fenômenos de marés, diferenças de pressão atmosférica, abalos sísmicos, salinidade e temperatura da água.

A maioria das concepções voltadas para a extração e aproveitamento da energia transportada pelas ondas do mar está associada a uma ou mais das seguintes propriedades das ondas:

- a) Variação no perfil da superfície (inclinação e altura das ondas);
- b) Variações de pressão abaixo da superfície;
- c) Movimento orbital das partículas fluidas abaixo da superfície;
- d) Movimento unidirecional de partículas, ou seja, movimento de grandes massas d'água na arrebentação, que pode ser provocado natural ou artificialmente.

Muitos sistemas fisicamente diferentes estão sendo estudados na atualidade. Pela maneira como estes sistemas interagem com o meio podemos subdividi-los em duas categorias básicas:

- a) Sistemas passivos, onde o elemento do subsistema de extração que interage com o meio é excitado por uma parcela do espectro de ondas incidentes contida dentro de um determinado campo de frequências.

- b) Sistemas dinâmicos, nos quais o elemento do subsistema de extração que interage com o meio está associado a um mecanismo que mantém o sistema sintonizado e em ressonância com a frequência das forças de máxima energia do espectro.

#### *5.1.1.2 Energia de Marés*

O fenômeno das marés ocorre, principalmente, devido à atração gravitacional da Terra, Lua, e Sol sobre a água dos oceanos e marés, além da força centrífuga causada pela rotação da Terra.

A energia das marés é variável ao longo das duas marés diárias, com uma duração de ciclo de 24 h e 50 min. devido ao efeito dominante da lua, e também de ciclos mais longos, que se reproduzem integralmente no período de 18 anos.

As forças geradoras de marés exercidas pelo Sol representam apenas 46% da força exercida pela Lua, sendo desprezível a força exercida pelos demais astros devido à grande distância que se encontram da terra ou à sua massa reduzida.

Mesmo para o Sol e a Lua os valores das componentes da força exercida sobre a água dos oceanos, tanto vertical quanto horizontal, são muito pequenos, da ordem de décimo milionésimo da intensidade da gravidade. A componente vertical aumenta ou diminui muito ligeiramente a intensidade da gravidade, mas não exerce grande influência no fenômeno das marés. É a componente horizontal, que transmitindo a sua ação de molécula a molécula ao longo dos oceanos, gera correntes de massa e origina o fenômeno das marés.

No hemisfério Sul, as regiões mais favoráveis à instalação de usinas maremotrizes são as costas do Pará, Maranhão e Ceará, no Brasil, e o litoral Noroeste da Austrália (1).

Um aspecto importante das marés é que independentemente de quanto variem num determinado local elas ocorrem de maneira ordenada e são, portanto, previsíveis.

Considerando-se entretanto, que a energia produzida é função do ciclo das marés, estas usinas não se adaptam para seguir a curva de carga, sendo mais indicados na complementação a outras fontes de produção de energia elétrica.

#### *5.1.1.3 Gradiente Térmico*

A energia solar recebida na região entre os trópicos de Câncer e Capricórnio é aproximadamente  $10^{18}$  BTU anualmente, ou seja, 293,1 bilhões de MWh. Esta energia dá origem às correntes oceânicas, evapora a água dos oceanos e é irradiada de volta ao espaço de modo que o equilíbrio da temperatura da terra é mantido.

Nesta região a temperatura na superfície da água atinge valores superiores a 27,5°C. Abaixo desta camada superficial de 30 a 50 m a temperatura cai rapidamente. Na profundidade de 600 metros a temperatura baixa para cerca de 5°C devido ao deslocamento da água fria dos polos em direção ao equador.

Em 1881, o físico francês Jacques D'Arsonval sugeriu a utilização deste gradiente de temperatura para geração de energia. Ao longo deste século experiências têm sido feitas, e as usinas deste tipo são denominadas OTEC ("Ocean Thermal Energy Conversion").

As regiões mais favoráveis ao aproveitamento do gradiente térmico situam-se ao longo da linha do equador nos oceanos Atlântico, Pacífico e Índico, sendo mais amplas nos dois primeiros entre os 20° de latitude norte e sul. No Oceano Índico ocupa apenas uma faixa entre 0 e 20° de latitude sul, ao sul da Índia. No Brasil, esta faixa cobre desde o litoral do Amapá até o litoral de Pernambuco.

Esta tecnologia ainda está em desenvolvimento, e seus custos são ainda bastante altos em relação às outras alternativas conhecidas.

#### 5.1.1.4 Salinidade

Quando duas soluções contendo diferentes concentrações de solutos são colocadas próximas e separadas por uma membrana semipermeável cria-se a chamada pressão osmótica. Esta membrana ou interface tem a propriedade de permitir que o solvente passe através de si, mas barra a passagem do soluto.

O solvente passa através da membrana da solução menos concentrada para a mais concentrada fazendo aumentar a pressão no lado mais concentrado. O princípio básico das OHP ("Osmo-Hidro Power") é gerar o escoamento de água pressurizada o qual permeia por osmose de pressão-retardada através de uma membrana semipermeável em uma solução concentrada de sal, e passa esse fluxo através de uma turbina hidráulica.

Cálculos de "performance" e custo foram feitos utilizando o modelo para a OHP utilizando dados, estimados para uma membrana de fibra de vidro experimental e uma fibra de poliamida aromática da Du Pont. Um sistema de 1 MW usando membrana de fibra de vidro operaria a cerca de 1900 psi. A área de membrana requerida seria de aproximadamente 2000 pés quadrados por kWe (186 m<sup>2</sup>). Um tanque de evaporação solar seria utilizado para evaporar salmoura para reciclar o sal na forma de mistura contendo 50% de sólidos. O custo da eletricidade produzida é de cerca de US\$ 390/MWh e o investimento de US\$ 10,000/kW. O desenvolvimento de novas membranas poderá tornar este tipo de aproveitamento competitivo.

Sabe-se de um sistema osmótico capaz de gerar energia com uma diferença de densidade de salinidade de 8,6%, em desenvolvimento pelo laboratório Eletrotécnico da Agência de Ciências Industriais e Tecnologia do Japão (2).

A técnica exige o desenvolvimento de membranas semipermeáveis de alta performance que permitam a passagem da água mas não do sal. O sistema ainda requer muito desenvolvimento antes de se tornar comercial. O protótipo gerou 1 Watt durante 10 horas.

A tecnologia é bastante incipiente mas os avanços tecnológicos a médio prazo podem tornar atraente esse tipo de empreendimento, devido à quantidade de sal contida nos oceanos e à disponibilidade de energia solar necessária à evaporação.

#### 5.1.1.5 *Correntes Marinhas*

Dois grupos de forças podem ocasionar correntes marinhas: forças interiores e exteriores. O primeiro grupo abrange as forças que se originam no interior das águas oceânicas, devido às diferenças de temperatura, salinidade e, conseqüentemente, de densidade, o que implica diferenças de pressão. Quando numa mesma profundidade, isto é, num mesmo plano de nível a pressão é igual, o que raramente acontece, o líquido mantém-se estável. Se ao contrário, houver diferenças de pressão ao longo de um mesmo plano de nível, estabelece-se um declive e conseqüentemente o deslocamento de massa da água. Esse deslocamento sofre um desvio na sua direção devido ao movimento da Terra, desvio que, no hemisfério Norte se faz para a direita e no hemisfério Sul, para a esquerda. Essas correntes são denominadas correntes de densidade.

O segundo grupo abrange forças externas, como os ventos e a pressão atmosférica, que atuam sobre as águas imprimindo-lhes movimentos. Os ventos, quando sopram numa direção determinada durante um certo tempo provocam o deslocamento de água, originando correntes. Estas, como as correntes de densidade, sofrem um desvio de rotação em virtude do movimento de rotação da Terra, desvio que em mar profundo é de 45° para a direita no hemisfério Norte e de 45° para a esquerda no hemisfério Sul. A velocidade da corrente diminui gradativamente com a profundidade. A formação de correntes pela ação direta dos ventos é fácil de ser constatada, bastando para isso comparar a carta da repartição dos ventos com a carta das correntes marinhas. Os ventos podem também criar correntes ao impelir águas que se acumulam numa área do oceano, ocasionando desníveis locais nas águas e, conseqüentemente, a formação de correntes para restabelecer o equilíbrio. A pressão atmosférica age de modo semelhante. A alta pressão provoca o abaixamento do nível das águas e a baixa pressão tem efeito contrário. Estabelece-se, também nesse caso, uma diferença de nível das águas e conseqüente formação de correntes.

Os oceanógrafos distinguem duas categorias de correntes marinhas de superfície: (1) as verdadeiras correntes ou "streams" que, como o nome indica, têm o aspecto de rios, são profundas e deslocam-se com uma velocidade de pelo menos 0,5 nó (1 nó = 1.609 m/h); (2) correntes menos caracterizadas, as derivas ou "drifts", espécie de lençóis pouco profundos que deslizam à superfície do oceano com velocidade inferior a 0,5 nó. A corrente que circunda o continente antártico de Oeste para Leste é um exemplo de deriva. "Streams" e "drifts" podem ser águas tépidas ou frias, o que permite distinguir dois grupos de correntes quanto à temperatura: as quentes e as frias.

As correntes quentes provêm da região intertropical e penetram nas regiões temperadas e frias (exemplo: corrente do Golfo ou "Gulf Stream", e corrente do Brasil, no Atlântico; Kuroshio, no Pacífico); as frias podem originar-se ou nas altas latitudes, e neste caso dirigem-se para as regiões tropicais, ou nas grandes profundidades, ascendendo para a superfície (exemplo: corrente do Peru, no Pacífico Sul, corrente do Labrador, no Atlântico Norte). Essa disposição da circulação oceânica, estabelecendo trocas de água entre as regiões quentes e frias, ajuda a manter o equilíbrio térmico do planeta.

Das formas de obtenção de energia dos oceanos esta é a mais incipiente e não se vislumbra sua utilização em larga escala devido ao porte das turbinas que se julga necessário para construir tais usinas.

As correntes do "Gulf Stream", no Atlântico Norte, são as que mais têm atraído a comunidade científica para a elaboração de estudos.

### 5.1.2 Histórico da Utilização

#### 5.1.2.1 Energia de Ondas

A nível internacional merece destaque a experiência da Noruega, onde foi instalado um protótipo em novembro de 1985 com as seguintes características:

Tipo MOWC	- "Multiresonant Oscillating Water Column"
Potência Instalada	- 400 kW
Fator de capacidade estimado	- 34%
Custo total	- 500.000 Libras Esterlinas
Custo médio da energia	- 3,4 p/kWh (aprox. 54 US\$/MWh)
Vida útil	- 25 anos
Tipo de Turbina	- Wells
Local: Ilha de Toftoy, Noruega	

Saliente-se que as condições no local do aproveitamento são extremamente favoráveis, estimando-se que em média, em locais menos privilegiados, os custos devem se situar entre 8 e 9 p/kWh.

Outros dois protótipos, Kvaerner Brug A/S e Norwave, foram comissionados em 13/11/85. As potências instaladas são de 500 e 350 kW e a produção anual estimada em 1,8 GWh e 2,2 GWh respectivamente. As usinas estão situadas na localidade de Oygarden, a oeste de Bergen, Noruega.

Na Índia, em abril de 1989 entrou em operação um protótipo de 150 kW em Vizhinjan (Kerala) com um custo estimado de US\$ 820,000.00. O potencial desta região é de 13 kW/m.

Foi assinado em 1988 entre a Noruega e o país de Tonga (Pacífico Sul) contrato para instalação de 4 unidades "OWC" de 500 kW cada, que já se encontram em operação.

No Japão encontra-se em desenvolvimento projeto de implantação de "OWC" em quebra-mares na ilha de Seto, utilizando turbinas Wells de fibra de carbono.

Também a Inglaterra está desenvolvendo projetos do tipo "OWC", corroborando a eficiência deste tipo de aproveitamento.

A Austrália em parceria com os Estados Unidos está desenvolvendo um projeto chamado Sistema Netuno que prevê o aproveitamento simultâneo da energia de ondas pelo sistema de bóias e de gravidade bombeando água, e assim gerando energia hidrelétrica.

### 5.1.2.2 Energia de Marés

A nível internacional, segundo dados do ASCE/EPRI Guides 1989 (3), existem apenas três usinas marémotrizas em operação, a saber:

- a) Usina de La Rance, França, em operação desde 1967, com capacidade instalada de 240 MW (24 unidades de 10 MW - tipo bulbo, duplo-efeito, embora atualmente opere principalmente em simples-efeito, podendo operar ainda como bombas). O fator de capacidade desta usina é de aproximadamente 25% e o desnível máximo de 13.5 metros. A bibliografia disponível indica que o custo médio de geração de La Rance é inferior ao das usinas nucleares.
- b) Usina Experimental Kishaya Guba, URSS, com início de operação, em 1968, capacidade instalada de 400 kW. Tem apenas uma unidade tipo bulbo (Neyrpic S.A.) e custo de 2500 francos franceses por kilowatt instalado.
- c) Usina de Annapolis Royal, Canadá, em operação desde 1988, com capacidade instalada de 20 MW, em uma unidade geradora do tipo Straflo. O custo do aproveitamento, que não considera a infra-estrutura de controle do rio pré-existente, foi de US\$ 50 milhões, chegando-se assim a um custo médio de US\$ 2500/kW.

Segundo a publicação La Houille Blanche N° 5/6-1982 (4) existe ainda a usina de Kianghsia, China, em operação desde 1980, com capacidade instalada de 500 kW e amplitude média da maré de 5m.

Na Tabela 5.1, a seguir, mostram-se os principais aproveitamentos de energia marémotriz em estudo no mundo, no ano de 1982.

**TABELA 5.1**  
**USINAS MARÉMOTRIZES EM ESTUDO EM 1982**

Localização	Amplitude Média (m)	Superfície do Reservatório (km <sup>2</sup> )	Potência (MW)	Produção Anual (GWh)
Severn (U.K)	8,3/7,4	520	7.200	12.900
A6 Canadá	9,6/9,1	100	1.550	4.530
A8 Canadá	9,8/9,2	90	1.100	3.420
B9 Canadá	11,8/11	240	3.800	12.650
Garolim (Coreia Sul)	5,10	85	400	800
Kutch (Índia)	5,00		600	

### 5.1.2.3 Gradiente Térmico

Em 1931, o físico francês Georges Claude, operou em Matanzas Bay, em Cuba, um conjunto turbina-gerador produzindo 22 kW com gradiente de 14°C e eficiência inferior a 1%. Dois experimentos adicionais de 3.500 kW foram instalados ao largo da Costa do Marfim em 1956 pelos franceses. Falhas mecânicas inviabilizaram estas usinas.

Segundo Andrés Brin (*Ocean et Énergie* (1)), houve uma tentativa por parte de Georges Claude de instalar uma usina flutuante de 2 MW ao largo da costa do Brasil em 1934, utilizando um navio cargueiro de 10.000 t de nome "Le Tunisie". A técnica utilizada para sustentar a válvula de entrada de água fria utilizava um flutuador intermediário e a ligação entre o flutuador e a canalização não resistiu ao movimentos impostos pelas ondas.

Ainda com relação ao aproveitamento do gradiente térmico no Brasil, o IPqM atual Instituto de Pesquisas Almirante Paulo Moreira, (IPE AM), realizou medidas deste gradiente na localidade de Cabo Frio, visando conhecer o potencial da região face às correntes de ressurgência, tendo em vista aplicações térmicas e mecânicas (2).

A costa norte e nordeste do Brasil são citadas na literatura internacional como regiões de grande potencial para exploração desta energia.

Entre agosto e novembro de 1979, foi colocado em operação uma mini-OTEC a bordo de uma barcaça na costa do Havai no local denominado Keahole, atingindo geração bruta de 50 MWe e 18 MWe líquidos. Detalhes deste experimento podem se encontrados na referência (5). Percebe-se que as

eficiências tendem a aumentar com ganhos por economia de escala e os custos tendem a baixar devido a descobertas de novos materiais. A utilização destas usinas flutuantes poderá ser direcionada ainda para a produção de hidrogênio, alumínio, amônia, metanol, etc.

Na República de Nauru, desde 1981, opera uma usina OTEC de 100 kW de potência instalada, cuja avaliação técnico-econômica mostrou-se viável para a pequena instalação.

A Solar Energy Conversion, empresa americana, dispôs-se a investir 250 milhões de dólares em uma usina de 100 MW na região de Trincomalee, na costa Leste do Sri Lanka, um dos pontos mais favoráveis para instalação deste tipo de usina (6).

Segundo Everly Princoll (7) a meta dos Estados Unidos era colocar em operação até 1985, uma usina piloto OTEC com capacidade para produzir 10 MWe. A usina seria modular, isto é, com expansão por etapas, (unidade por unidade) para uma usina de 40 MWe. Diversos estudos indicam que a primeira usina de 40 MW custará cerca de 280 milhões de dólares. As usinas comerciais para produção de 400 MW custariam entre 880 e 1.200 milhões de dólares (dólar de 1979).

O Departamento de Energia dos EUA estava realizando (à época de publicação do artigo) um estudo de três anos com a Agência Norte-Americana de Proteção do Meio Ambiente, a fim de determinar a possível poluição química resultante de uma usina OTEC - de que maneira a própria estrutura irá interferir com (ou beneficiar) a vida marinha e os riscos e requisitos de segurança para o pessoal no mar.

## 5.2 POTENCIAL

### 5.2.1 Energia de Ondas

A plataforma continental do Brasil se estende de 4° de latitude norte até 34° de latitude sul, aproximadamente, perfazendo cerca de 7.500 km de costa. Segundo Tornkvist (8), o Brasil conta com potências de ondas de 16 MW/km a 35 MW/km, o que resulta em uma disponibilidade de energia de 120.000 MW a 260.000 MW.

A costa paulista conta com 20 MW/km em média ao longo de seus 400 km de costa, o que totaliza uma disponibilidade potencial média de cerca de 8.000 MW. A área mais adequada ao aproveitamento das ondas situa-se na vizinhança da ponta da Juréia, com potência estimada na faixa de 23 kW/m.

De modo geral quanto mais longe da costa maior o potencial disponível.

### 5.2.2 Energia de Marés

A ELETROBRÁS desenvolveu em conjunto com a SONDOTÉCNICA um estudo de aproveitamento da energia das marés no Brasil, com participação da Marinha, no litoral do Maranhão, Pará e Amapá. Com a participação da Marinha foram selecionados 42 sítios com potencial nunca inferior a 60 MW e área do reservatório nunca inferior a 15 km<sup>2</sup>. Os resultados mediante estimativa conservadora acusaram a potência total instalável de 27.000 MW e produção de energia de 8.200 MW.ano.

Os resultados maregráficos acusaram amplitudes médias de maré em torno de 5 m no Maranhão e Pará, e 8 m no Amapá. A amplitude máxima foi acusada no varadouro de Maracá (Amapá), onde alcança 13,5 m.

A amplitude das marés decresce gradativamente em direção ao sul conforme se segue: Fortaleza, 4,20 m; Recife, 3,10 m; Salvador, 3,60 m; Rio de Janeiro, 2,24 m; Santos, 2,66 m; Florianópolis, 1,85 m e Rio Grande, 0,75m.

Quanto às outras formas de aproveitamento da energia oceânica, não há dados disponíveis ainda sobre o potencial no Brasil.

### 5.3 TECNOLOGIA

#### 5.3.1 Energia de Ondas

No item 5.1.1.1, vimos que os diversos sistemas atualmente em estudo para aproveitamento da energia das ondas podem ser classificados em sistemas passivos e dinâmicos. As principais tecnologias em estudo são:

- a) Sistemas de carnes oscilantes - "DUCKS"
- b) Colunas d'água oscilantes - "OWC"
- c) Balsas que acompanham o perfil das ondas - "RAFTS"
- d) Sistemas de reservatórios
- e) Sistemas de flutuadores

É óbvio que é inviável bloquear toda a zona costeira com sistemas de extração de energia de ondas. Por outro lado, é clara também a possibilidade da instalação de várias filas de sistemas mar afora o que de certa forma é mais conveniente, pois até determinada distância, quanto mais longe da costa, maior o potencial disponível.

Relaciona-se a seguir algumas características deste tipo de aproveitamento:

- a) Trata-se de uma fonte de energia renovável e, em princípio, não poluente.
- b) Os sistemas de aproveitamento em geral são modulados e descentralizados podendo ser construídos gradativamente, não exigindo grandes investimentos iniciais.
- c) O período do ano de maior disponibilidade de energia é o inverno.
- d) As estruturas marítimas para extração de energia de ondas podem ser utilizadas como quebra-mar ou como base estrutural para outros sistemas de captação de energia, tais como a solar e a eólica.

### 5.3.2 Energia de Marés

A geração maremotriz consiste no aproveitamento do desnível resultante do ciclo preamar e baixamar. Durante o período de preamar (maré alta) permite-se a entrada de água para um reservatório situado junto à costa, usualmente estuários, onde são construídas barragens para aproveitamento da capacidade de armazenamento natural. Quando a geração de energia se realiza apenas durante o período de esvaziamento do reservatório de acumulação diz-se que a usina é de simples efeito. Se a geração ocorre durante o esvaziamento e o enchimento diz-se que a usina é de duplo efeito. Tais usinas podem ainda ter máquinas reversíveis para bombear água do mar para o reservatório ou vice-versa, dependendo do tipo de usinas melhorando assim as suas características operativas.

O fator de capacidade destes aproveitamentos é de cerca de 25%. Deve ser salientado que, embora as marés sejam fenômenos previsíveis, a energia produzida pelas usinas marémotrizas, por ser função de ciclo das marés, não é utilizável para seguir a curva de carga, sendo portanto o uso das marémotrizas mais indicado na complementação de outras fontes de produção de eletricidade.

### 5.3.3 Gradiente Térmico

No processo de Claude citado no item 5.1.2.3, a água do mar é vaporizada e o vapor passa diretamente pela turbina. A evaporação de água a 26°C em quantidade suficiente para operar uma turbina requer um vácuo de 0,03 atmosfera, exigindo o bombeamento de grande quantidade de água fria, o que leva à baixa eficiência do processo.

Passou-se então a utilizar o ciclo fechado de Rankine, no qual o calor da água é transferido para um segundo fluido (amônia, propano ou hidrocarbonetos halogenados, como o Freon). Este segundo fluido é então evaporado e utilizado para movimentar a turbina. Assim, atinge-se eficiências mais elevadas que as do ciclo anterior e pode-se utilizar turbinas menores.

O rendimento máximo teórico estabelecido para o ciclo de Carnot é definido por:

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_1}$$

- $\eta$  = rendimento máximo teórico
- $T_1$  = temperatura de entrada do fluido ( $T_1 > T_2$ )
- $T_2$  = temperatura de saída do fluido

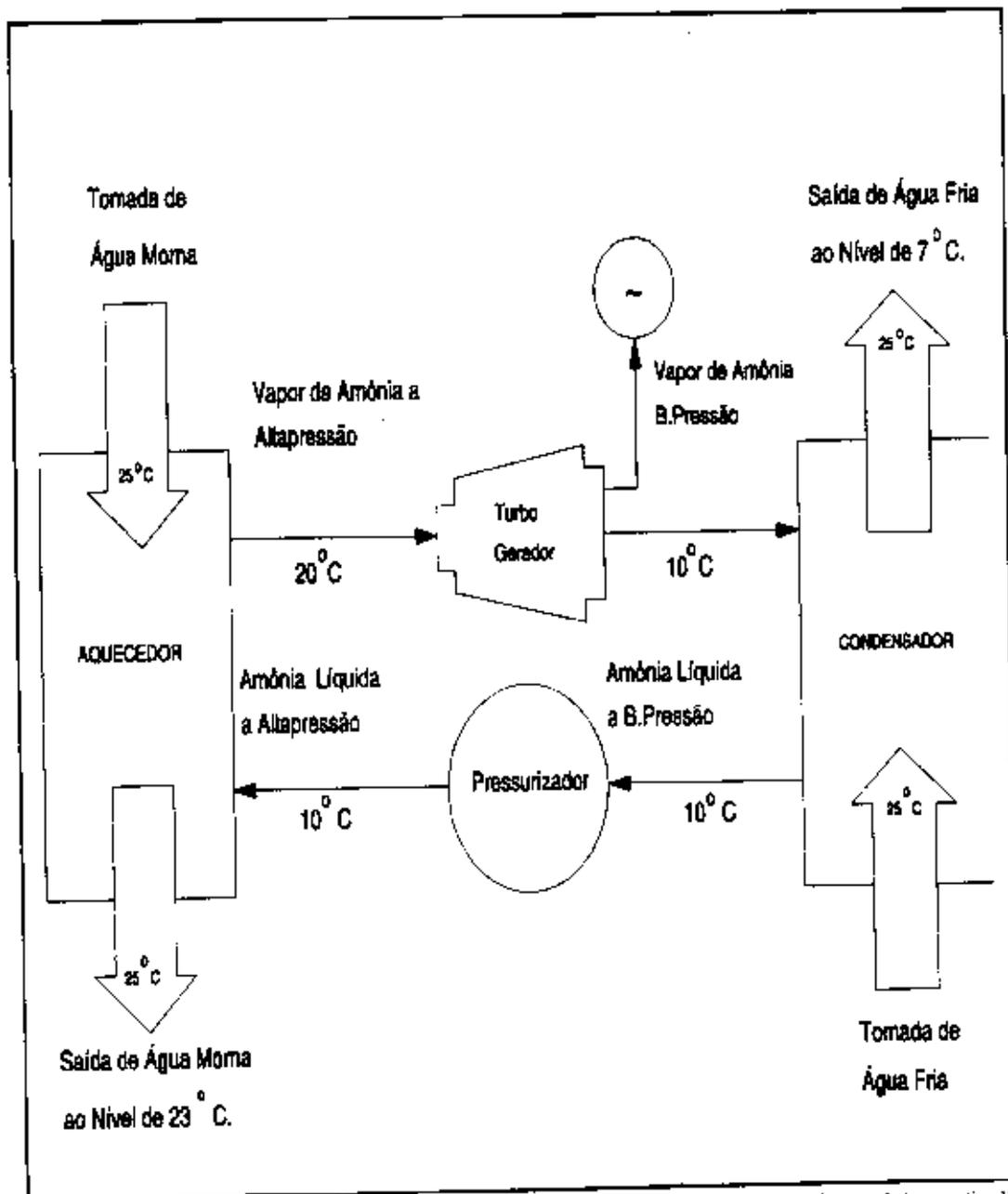
Se as temperaturas disponíveis em um determinado local forem de 27°C e 5°C na superfície e fundo, respectivamente, o rendimento máximo será de 7,3%, o que é relativamente baixo quando se compara com usinas a ciclo combinado, que atingem rendimentos próximos a 50%.

Um aspecto relevante das OTEC é a utilização de uma fonte de energia que é constantemente alimentada pelo Sol. Assim os custos de geração serão mais afetados pelo investimento em geração e confiabilidade do que pelo rendimento da usina.

Esta tecnologia ainda em desenvolvimento traz incertezas quanto aos custos de instalação, manutenção, vida útil devido à corrosão, e quanto aos impactos ambientais.

A Figura 5.2 ilustra o diagrama de fluxo do ciclo Rankine com utilização de um fluido secundário, no caso a amônia.

FIGURA 5.2



Fonte: Clarence Kocar and Abraham Lavi, Statements before the Subcommittee on Energy, Committee on Science and Astronautics, House of Representatives, May 23, 1974.

## 5.4 ASPECTOS ECONÔMICOS

### 5.4.1 Energia de Ondas

Os dados apresentados a seguir foram retirados do trabalho elaborado pela CESP/IPT, "Aproveitamento de Energia de Ondas para Geração de Eletricidade" (8).

Os custos prováveis para a implantação e operação de uma unidade no Brasil, considerando as características da costa paulista e levando-se em conta uma certa redução nos custos devida aos efeitos de economia de escala, estão compreendidos dentro das seguintes faixas (em US\$ de 1980):

Custo de investimento (US\$/kW)	2.100 a 5.100
Custo de geração (US\$/MWh)	45 a 114

Para o aproveitamento em pequena escala os custos seriam os seguintes:

Custo de Investimento (US\$/kW)	3.500 a 8.500
Custo de Geração (US\$/kWh)	75 a 190

Para os estudos realizados à época (1980) os custos médios para aproveitamentos dotados de boa eficiência técnico-econômica estavam em torno de 3.350 US\$/kW e 75 US\$/MWh, sendo indiferente a adoção do sistema de cames ou de colunas d'água oscilantes.

A distribuição percentual dos custos de investimento evidencia a elevada participação das estruturas nos custos deste tipo de usina:

CUSTO	(%)
Estruturas	71
Subsistema de conversão e geração	16
Amarração	7
Subsistema de Transformação e Transmissão	3
Projeto	2
Equipamento de Manutenção e Apoio	1

### 5.4.2 Energia de Marés

A Tabela 5.2 mostra o custo estimado de alguns aproveitamentos individualizados na costa norte do Brasil. Estes custos referem-se a aproveitamentos com as características levantadas pela Marinha e citados no item 5.2.2.

Com a finalidade de permitir o desenvolvimento de "know-how" nacional próprio de geração hidrelétrica maremotriz, foi realizado em caráter conceitual pela Eletrobrás e Sondotécnica um projeto para o sítio de Bacanga, em São Luiz, Maranhão.

Concluído em 1981, este projeto apresenta as seguintes características:

Capacidade do projeto	27 MW
Número de unidades	6
Queda nominal	3,2 m
Energia	6,5 MW.ano
Fator de Capacidade	30-40 %
Max. Disponibilidade anual	50-100 %
Rendimento Global	73 %
Custo de Capital	2.000 US\$/kW
Custo de Energia Produzida	123 US\$/MWh
Vida útil	50 anos
Tipo	Duplo efeito
Grupos Turbogeneradores	Tipo bulbo ou Straflo
Taxa de Câmbio (maio/80):	US\$ 1,00 = Cr\$ 51,00

**TABELA 5.2**  
**CARACTERÍSTICAS E CUSTOS DE APROVEITAMENTOS MAREMOTRIZES**  
**INDIVIDUALIZADOS NA COSTA NORTE (1)**

APROVEITAMENTO	POTÊNCIA (MW)	ENERGIA ANUAL (GWh)	CUSTO TOTAL (10 <sup>4</sup> US\$)	CUSTO INSTALAÇÃO (US\$/kW)	ÍNDICE GERAÇÃO (US\$/MWh)
AMAPÁ					
MARACA	4.912	13.160	7.519	1.531	57
PARÁ					
ALGODOAL	314	843	541	1.722	64
MARACANA	530	1.421	611	1.153	43
SALINOPOLIS	119	320	226	1.899	70
S. JOSE DE PIRABAS	220	589	559	2.541	95
TOTAL PARA	1.183	3.173	1.937	1.637	61
MARANHÃO					
MUTUOCA	634	1.698	917	1.446	54
TURIACU	3.402	9.114	4.625	1.359	51
LENDÓIS	1.745	4.675	2.609	1.493	56
MANGUNCA	720	1.880	975	1.354	52
CUMA	928	2.486	1.542	1.662	62
SÃO JOSE	2.084	5.585	3.321	1.594	59
TUBARÃO	1.288	3.452	2.153	1.672	62
TOTAL MARANHÃO	10.801	28.890	16.142	1.494	56
TOTAL AP+PA+MA	16.896	45.223	25.398	1.515	57

(1) - OBS.: Custos referidos a junho/83 e taxa de câmbio de US\$ 1,00 = Cr\$ 516,82. Todos os custos são sem jdo. exceto o custo do kWh gerado, para cujo cálculo foi considerado que o custo anual de operação seria igual a 10% do custo total de investimento, o que equivaleria a juros de aproximadamente 8% a.a.

Fonte: MME/STE - Manual de Tecnologias de Energia. Parâmetros Técnicos e Econômicos - Maremotriz. 1985.

Quanto às outras tecnologias, ainda incipientes, não dispomos até o momento de informações relativas a custos.

**5.5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- GTLP - Grupo de Trabalho para Estudos de Longo Prazo de Geração - ELETROBRÁS - GCPS/CTEE - Relatórios Preliminares, 1990 - Adenir Martins Conti - ELETRONORTE.
- [1] - Océan et Energie - André Brin (Editions Technip - 1979). 620.97 (26) - B858o.
- [2] - MPS - mar/86 - p. 9 (o) - Osmotic power generation developed in Japan.
- [3] - ASCE (American Society for Civil Engineers) / EPRI Guides 1989 - Tidal Power Guide Lines. Ar. EEG.
- [4] - La Houille Blanche - número 5/6 - 1982 pags. 433 a 438 - L'énergie maremotrice en 1982.
- [5] - 15th IECEC - Intersociety Energy Conversion - Engineering Conference Vol. II. pp. 1331 a 1374 e 1716 a 1736. Vol II p. 1737 a 1746 - 1993 a 2018 - 2285 a 2300. agosto 18 - 22/1980 Sealthe, Washington.
- [6] - MPS - Jan/87 - U.S company offers to build - OTEC plant (Sri Lanka). p.3.
- [7] - Energia Marinha Ideal para as ilhas e países costeiros - Artigo de Everly Princoll, (publicado entre 1979 e 1985), Pag. 32.
- [8] - Aproveitamento de Energia das Ondas. CESP-IPT (Divisão Naval - Área de Tecnologia de Projeto), julho/80 - Biblioteca do MME-620.97:551.466. A654 a AEO. AEO.
- [10] - Fontes Alternativas de Energia, Uso da Energia Oceânica Secretaria de Tecnologia, MME, Brasília, 1983, pp. 63-65.
- [11] - Fontes Alternativas de Energia, Energia das Ondas, Secretaria de Tecnologia, MME, Brasília, 1984, pp. 68-69.
- [12] - Manual de Tecnologias de Energia, Parâmetros Técnicos e Econômicos, Maremotriz, Secretaria de Tecnologia, MME, Brasília, 1985, pp.43-46 - Biblioteca da ELETRONORTE (EPNR).
- [13] - Usina Maremotriz-Estuário do Bacanga-Projeto Conceitual, preparado pela Sondotécnica para a ELETROBRÁS. Rio de Janeiro, 1980, 95p.
- [14] - Cata-Águas-Desenvolvimento de Equipamentos Acionados por correntes, Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia, INPA, Manaus.
- [15] - Hydro Power, Raabe Joachim, VDI-Verlag GmbH. Dusseldorf 1985. pp. 24-31 e 437 a 443.
- [16] - Energy Handbook. Loftness, Robert L., Van Nostrand Reinhold Company, New York, 1984. pp. a) 84-85; b) 88-89; c)98-101; d) 358-360.
- [17] - Wave Energy - Cheaper than Coal, Electrical Review. Vol. 216, número 21, de 28 junho/julh 1985, pag. 24.

- [18] - Informações Técnicas do CEFI - Centro Francês de Informação Industrial e Econômica - Energia Mecânica e Térmica do Mar, número 25 de FEV/85. pags. 1 a 4.
- [19]- MPS (Modern Power System) Review a) So wave power isn't dead, it's oscillating. julho/agosto 1983. p.21 a 23 Biblioteca da ELETRONORTE; b) Water options for small power users novembro/1984. p. 18 a 21.
- [20] - International Power Generation. Integration of Alternatives (wave energy) DEZ/84-JAN/85. Pags. 17 a 20.
- [21] - ENR / Fevereiro/1984 - pag. 17 - Floating Hydro saves cash.
- [22] - Aproveitamento de Energia de Ondas - Investigações Preliminares - Versão Condensada - julho/80 - CESP/IPT
- (23) - 13th IECEC - Intersociety Energy Conversion - Engineering Conference - Vol. II Agosto 20 - 25/1978 San DIEGO Cal. pp. (a) 1141 a 1190 - (b) 1202 a 1207.
- [24] - Second International Symposium on Wave e Tidal Energy part I e Part II. 1981.
- [25] - Reassessment of Fundy Tidal Power (Bay of Fundy Tidal Power Review Board, november, 1977).
- [26] - Tidal Power From the Severn Estuary . Vol. II (analysis studies, reports and valuations) commissioned by the Severn Barrage Committee - London : Her Majesty's Stationery Office.
- [27] - David Ross - Energy From the Waves Pergamon International Library (1979). 620.97:551.466 (420) R 823.
- [28] - MC Graw - Hill Encyclopedia of Energy - Second Edition 1981 - p. 377 e 378 Marine Resources - p.707 a 710 - tidal Power 458 a 462 OTEC.
- [29] - The Energy Factbook - Congression Research Service - Library of Congress - USA - Nov/80 - p. 767 Total Estimated Ocean Energy Resources.
- [30] - The World Energy Book - David Crabbe and Richard Mc Bride (An A-Z Atlas and Statistical Source Book) - 1979 - p. 49 (coursing rafts l) 131 a 132 (OTEC) 188 a 190 (Wave) e p. 226 a 233.
- [31] - The Analysis of Tides - Gabriel Godin - (Liverpool Univerity Press) 1972.
- [32] - Shore Processes and Shoreline Development - D.W. Johnson - 1938.
- [33] - The comercial application of an OTEC Jacket (tower) design - IECEC - p. 1.355 a 1.359.
- [34] - Material evaluation and testing program for OTEC riser cable. IECEC - p. 1.360 a 1.366.
- [35] - Water Power and Dam Construction - jul/88 - Water Power without waterfalls.
- [36] - MPS - Abril/86 - Tidal Barrage prospects evaluated - Energy storage in hot water.
- [37] - MPS - Ago/86 - New moves into OTEC (Japan) p.13.

- [38] - Review of Mini-OTEC performance (Hawaii). IECEC p. 1.331 a 1.338.
- [39] - Design of 40 MW grazing and moored OTEC pilot demonstration plants (Hawaii e Porto Rico). IECEC - p. 1.339 a 1.346.
- [40] - Projected costs for electricity and products from OTEC facilities and Plantships (USA). IECEC - p. 1.347 a 1.354.
- [41] - Revue Française de L'Énergie - número 183 - The Rance Tidal Power Scheme - Research into the Development of the Bulb Unit. (Versão a e b).
- [42] - Máquinas Motrizes Hidráulicas - Archibald Joseph Macintyre - Editora Guanabara Dois S.A. - 1983 p. 299 a 315 - Usinas Maré-Motrizes.
- [43] - MPS a) março/86 p.21 - Exploiting Tidal Energy from the Irish Sea (U.K.); b) Dez/86 - p.17 Comment - the ebb and flow of tidal power; c) Jun/87 - p. 13 - Tidal power prospects (Paquistão); d) P. Mersey tides could generate 600 MW (U.K).
- [44] - 13th IECEC - Vol. II Ago/78 - p. 1.367 a 1.374 Further Analysis of a Novel Energy Device (w) (USA).
- [45] - MPS - Modern Power System: a) Jan/86 - p. 3 (w) - Artic waves to make power (USSR); b) Fev/86 - p. 13 (w) - Shere convert waves into power (USSR); c) Nov/86 - p. 3 (w) - More wave power units ordered (Noruega); d) Dez/86 - p. 3 (w) - Foray into wave power (Indonésia) - p.7 - Tidal Power Study; e) Jul/87 - p. 13 (w) - Wester Australia takes the plunge with Wave power project (Australia); f) Ago/87 - p. 13 (w) - Wavepower projetct for Islay receives government backing (U.K.); g) Set/87 - p. 13 (w) - Further wavepower plant under discussion (Norway); h) Nov/87 - p. 13 (w) - Wave energy contract underway (United Kingdom); i) Dez/87 - p. 139 (w) - Experimental wavepower development Scheme (Japan); j) Ago/88 - p. 7 (w) - Wave power potential to be developed (India); k) Set/88 - p. 13 (w) - Wave Energy project (India); l) Nov/88 - p. 13 (w) - Norway signs wave power agreement (Tong - Pacifico Sul) p. 13 (w) - Okhotsk tidal proposals (RUSS); m) Fev/89 - p. 13 (w) - Vizhinjan sit for pilot wavepower project (India); n) Mar/89 - p. 13 (w) - Wave Powered Generating Plant details (Tonga) - Gulf of Kutch tidal plant recomended (India).
- [46] - Enciclopédia Barsa - 1979; a) Vol. 4 - p. 218 a 226 ref. Brasil; b) Vol. 6 - p. 39 a 43; c) Vol. 11 p. 391 a 392.
- [47] - Energy from the oceans (autor desconhecido) pag. 164 a 175.
- [48] - MPS - Jul/86 - Annapolis achieves 99 per cent availability p. 31 a 33 - Jul/86 - Wave Energy to be harnessed - p.7.
- [49] - MPS - Mar/87 - When will fortune turn for tidal power? p. 19 a 25.
- [50] - Enciclopédia Britânica (Macropédia , item Oceans) p. 123 a 197 - Edição 1986.
- [51] - Assessment of potencial of generating power from aqueous saline solution by means of osmo-hidropower TM systems (USA). p. 1202 a 1207.

- [52] - NORDEL - Annual Report 1985 pp. 14-16 e 39-41.
- [53] - Tecnologias de Fontes Alternativas de Energia - Levantamento do Estado da Arte MME - Sec. Geral (Sec. Tecnologia) 1984 pp. 86 e 87.
- [54] - Principais of Oceanography - 1973 Richard A. Davis, Jr. - Western Michigan University - Addison-Wesley Publishing Company.
- [55] - Oceanos - 1969 - Karl K. Turekian - (Tradução) Editora da Universidade de São Paulo.
- [56] - Manual de Hidrografia - 1971 J.A. Barahona Fernandes - Publicação do Instituto Hidrográfico - Lisboa.
- [57] - Inventário Maremotriz - Maranhão - Pará - Amapá - ELETROBRÁS/SONDOTÉCNICA.

## 6. HIDROGÊNIO

### 6.1 ASPECTOS GERAIS

Os problemas criados com a crise do petróleo, gerando a busca de fontes energéticas não convencionais, despertaram o interesse pelo hidrogênio.

As principais propriedades do combustível são: facilidade de obtenção, possibilidade de ser convertido em energia elétrica ou de ser utilizado diretamente como combustível convencional.

Dadas essas características espera-se uma crescente porém gradual penetração do energético, substituindo os combustíveis convencionais à proporção que se esgotem as jazidas petrolíferas e sejam dominadas as tecnologias quanto ao ciclo do hidrogênio.

Atualmente o emprego do hidrogênio é amplo nas indústrias química, petroquímica, de fertilizantes e de alimentos, no aquecimento, na refrigeração e na cocção, destacando-se que ele é um insumo básico na produção de fertilizantes nitrogenados.

Desde 1975 o Brasil tem se empenhado no equacionamento da problemática do hidrogênio, tendo sido realizados alguns trabalhos sobre o assunto, principalmente através da FINEP e da CESP, abrangendo as quatro fases do ciclo do hidrogênio: geração, armazenamento, transporte e utilização. Naquela ocasião foi criado, com o apoio daquelas entidades, o laboratório de hidrogênio na Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP.

A partir de 1978, com a retirada gradativa da FINEP, a CESP aumentou a participação no desenvolvimento das pesquisas realizadas pela UNICAMP. Iniciaram estudos também o CENPES - Centro de Pesquisas da Petrobrás no Rio de Janeiro, além do grupo de eletroquímica do Instituto de Físico-Química da Universidade de São Paulo.

Cabe ainda salientar que inúmeras empresas brasileiras de consultoria já realizaram estudos técnico-econômicos relacionados com a produção de amônia eletrolítica e o mercado de hidrogênio, tais como: ENGEVIX, ENGESA e SCIENTIA, entre outras.

#### 6.1.1 Características Físicas

O hidrogênio é um combustível cuja queima não polui a atmosfera podendo ser obtido, dentre outros processos, através da eletrólise da água, o que dá um caráter de fonte renovável para o energético. Convém ressaltar que o único produto da queima do hidrogênio é a água. Entretanto, se as temperaturas de combustão forem muito elevadas e houver mistura com o ar pode-se gerar óxidos de nitrogênio, que devem ser eliminados por absorção criogênica ou por processos químicos.

A energia elétrica é fundamental para a produção do hidrogênio. Essa energia necessária para o processo de eletrólise poderia ser obtida através da energia solar (2) ou mesmo por processos

convencionais, no caso da energia solar não ser economicamente viável. Espera-se que no futuro, com a viabilização tecnológica dos processos comerciais de fusão nuclear para a produção de energia elétrica, o hidrogênio possa ser produzido em grandes quantidades e conseqüentemente a baixos custos, através de ciclos termoquímicos que aproveitem o calor resultante do processo, produzindo assim energia elétrica e hidrogênio (renováveis e inesgotáveis), as bases do sistema energético do futuro, deixando o petróleo para ser utilizado como matéria-prima e não mais como combustível.

O hidrogênio poderá ser utilizado também como elemento regulador do sistema elétrico, produzindo-se o hidrogênio fora da ponta e reconvertendo-o diretamente em energia elétrica através de células de combustível ("fuel cells").

Pode-se assim pensar numa economia energética onde o hidrogênio seria gerado a partir da água ou de hidrocarbonetos, utilizando-se energia proveniente da fonte mais viável, que será "armazenada" no hidrogênio e "transportada" para o ponto de consumo ou distribuição. A fonte mais viável pode ser, por exemplo, uma usina hidrelétrica no horário da madrugada.

Desse ponto de vista a produção de hidrogênio viria ao encontro da modulação da curva de carga na madrugada, tal como uma Usina Reversível, com a vantagem de produzir energia armazenável e transportável.

Certamente existem desvantagens na utilização do hidrogênio, tais como elevado custo de instalação de unidades geradoras e o grande consumo de eletricidade nessas unidades. Entretanto essas desvantagens devem ser comparadas às vantagens que oferece quanto aos métodos possíveis de armazenamento e transporte de energia, além do seu valor comercial.

## 6.2 TECNOLOGIA

### 6.2.1 Obtenção do Hidrogênio

O hidrogênio pode ser obtido a partir da água ou de hidrocarbonetos, mediante os seguintes processos:

#### A. ELETROLÍTICO

A eletrólise consiste basicamente em se passar uma corrente elétrica contínua entre dois eletrodos, tendo água alcalinizada como eletrólito. O hidrogênio se acumula no catodo e o oxigênio, outro produto comercializável, no anodo.

Existe uma relação unívoca entre a corrente contínua que passa pela célula e a produção do gás hidrogênio.

Nas células existentes gera-se 0,42 NI/h (litros por hora nas condições normais de temperatura e pressão) por ampère.

Nessas células, a eficiência média é de 70%, sendo necessários 5,5 kWh de energia para produzir 1.000 NI de gás hidrogênio.

Não se pode prever o custo absoluto dessas instalações devido à quantidade de parâmetros envolvidos nesses cálculos, ressaltando-se ainda que o custo dos materiais empregados na construção têm seus valores alterados no sentido crescente, enquanto o desenvolvimento tecnológico atua no sentido oposto.

Dentre os processos destacados, o mais apropriado tecnologicamente para a geração do hidrogênio tendo em vista a produção de energia elétrica é o processo eletrolítico.

### ***B. PROCESSO TERMOQUÍMICO***

Neste processo a água sofre reações químicas que geram produtos que podem ser termicamente decompostos, produzindo hidrogênio e oxigênio em estágios separados da reação e regenerando o composto intermediário que gerou a reação.

A eficiência desse processo quando usado em larga escala não pode ser avaliada com precisão devido à necessidade de uma planta-piloto para testar os resultados de maneira mais realista. Entretanto, algumas estimativas foram feitas pelo grupo de EUROTON-ISPRA, chegando-se à conclusão de que eficiências entre 50 e 55% deverão ser obtidas.

A principal desvantagem desse processo é seu custo muito elevado, destacando-se também o processo de corrosão dos materiais pelos compostos químicos.

### ***C. PROCESSO TÉRMICO***

Neste processo a decomposição da água é feita mediante a elevação da temperatura para valores entre 2.000 e 4.500°C.

Os problemas sérios do processo são a obtenção da energia suficiente para se atingir tais temperaturas e a obtenção de materiais resistentes às mesmas.

### ***D. PROCESSO DE FOTÓLISE***

Consiste na utilização de qualquer radiação que decomponha a água, podendo-se citar como um dos processos a utilização do plasma de um reator de fusão, que reagindo com um metal (alumínio) produz luz ultravioleta, cujo comprimento de onda decompõe o vapor d'água fotoquimicamente.

Este processo exige tecnologia muito avançada, de modo que sua menção neste trabalho serve apenas como ilustração.

### 6.2.2 Utilização de Hidrogênio como Energético

Genericamente falando, o hidrogênio pode ser utilizado como combustível para todas as aplicações, destacando-se estudos que têm sido realizados para utilização do hidrogênio em automóveis e aviões.

Quanto à obtenção de energia elétrica, obtém-se com a tecnologia atual uma eficiência de 38% na conversão eletricidade-hidrogênio-eletricidade.

O principal uso do hidrogênio como combustível seria para aquecimento e utilização doméstica e em máquinas de combustão interna e externa.

### 6.2.3 Produção de Eletricidade

A energia elétrica pode ser produzida a partir do hidrogênio por dois métodos distintos:

- sistema termo-mecânico (turbina a gás)
- células de combustível (conversão direta)

Um gerador termo-mecânico pode ser construído pela combustão da mistura hidrogênio-oxigênio numa câmara de combustão a alta pressão, produzindo-se vapor quente até temperaturas de 2.778°C, dependendo da mistura. Esse vapor pode ser utilizado para mover turbinas.

A vantagem do método reside no fato de se tratar de um ciclo fechado, não havendo portanto emissão de poluentes, tendo como desvantagem a necessidade de se alimentar a câmara de combustão sob alta pressão, o que eleva o custo do processo.

A célula de combustível é um dispositivo eletro-químico que se assemelha a uma bateria, onde se permite a reação de dois materiais num processo eletroquímico resultando em eletricidade.

Os reagentes são continuamente alimentados e os produtos da reação são continuamente retirados.

O hidrogênio e o oxigênio não se combinam diretamente, não havendo combustão na célula.

A célula de combustível é um dispositivo isotérmico, não sofrendo portanto as limitações de eficiência de uma máquina de Carnot, que é uma máquina térmica operando entre dois reservatórios a temperaturas determinadas e diferentes, com eficiência da ordem de 55% para a mistura hidrogênio-ar.

As células de combustível são de extrema confiabilidade e operam automaticamente também no vácuo e no espaço sem gravidade, tendo sido utilizadas a bordo das naves espaciais para geração de energia elétrica. Entretanto, são ainda muito caras e poucas foram construídas no mundo.

A tensão produzida em uma célula de combustível é baixa, da ordem de alguns Volts de modo que para uma efetiva utilização das mesmas, deve-se colocar um grande número delas em série.

A previsão de custo para instalação destas células está previsto para algo em torno de 100 US\$/kW no ano 2000.

### 6.3 ASPECTOS ECONÔMICOS

Tendo em vista que as fontes de produção do hidrogênio são a água e a energia elétrica, pode-se dizer que o potencial de produção de energia elétrica a partir do hidrogênio é limitado apenas pelo custo das instalações de produção do combustível e geração de energia, com a tecnologia disponível atualmente.

Entretanto o desenvolvimento de novas tecnologias (fusão, células de combustível) poderão modificar completamente o panorama energético, passando o mundo a uma nova era energética onde, a exemplo da madeira, do carvão e do petróleo, a energia elétrica e o hidrogênio passarão a ser as bases do novo sistema energético.

Com a tecnologia atual, o custo de produção do hidrogênio está em torno de 6.000 US\$/Nm<sup>3</sup>, com um consumo de energia elétrica próximo de 5,5 kWh/Nm<sup>3</sup>.

Quanto à transformação do hidrogênio em eletricidade, não se pode precisar o custo das instalações, tendo como ponto de partida o custo de uma usina térmica a gás natural.

### 6.4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GLTP - Grupo de Trabalho para Estudos de Longo Prazo de Geração - ELETROBRÁS - GCPS/CTEE - Relatórios Preliminares, 1990 - Roberto Castro - CESP.

[1] - "A Economia do hidrogênio: O estado da arte e uma primeira aproximação para o caso brasileiro" - Grupo de Energia - ago/74.

[2] - Energia Solar - "A energia limpa e democrática do futuro" - Folha de S. Paulo - 14/07/90 - pág. C3.

## 7. RESÍDUOS ORGÂNICOS

### 7.1 ASPECTOS GERAIS

Grandes quantidades de resíduos urbanos (lixo e esgoto), industriais e agropecuários são atualmente gerados pela nossa sociedade e quase sempre deixados em locais inapropriados, causando sérios problemas ambientais. O aproveitamento desses resíduos para fins energéticos constitui-se numa alternativa tecnológica interessante tanto do ponto de vista técnico quanto ecológico, que podem mesmo sobrepor-se aos aspectos econômicos.

O lixo urbano é na verdade uma massa heterogênea extremamente variável cuja composição depende do nível de vida da população urbana e da época do ano em que esse resíduo é gerado. Em termos energéticos a fração orgânica é a mais importante e dentre os processos que podem ser utilizados destacam-se: a combustão, para queima direta e geração de calor; a gaseificação, para obtenção de gás de baixo poder calorífico; e a bio-conversão para produção de gás metano.

Os resíduos orgânicos industriais variam enormemente de indústria para indústria e em geral não são aproveitados de forma econômica face à sua natureza e/ou quantidade produzida, constituindo-se em um forte agente poluidor. Entre os resíduos gerados em larga escala e passíveis de serem aproveitados para fins energéticos destacam-se os resíduos das indústrias de álcool (vinhoto), papel-celulose (licor negro), cervejarias, metadouros, frigoríficos, laticínios, pescado, curtume, além dos resíduos da industrialização de produtos agrícolas.

Os resíduos agropecuários ainda não são aproveitados no País na escala compatível com a sua produção, apesar da vasta extensão territorial e da vocação para a prática da agricultura e da pecuária em larga escala.

Os resíduos animais representam outra alternativa para aproveitamento energético no Brasil. Basicamente, para este tipo de resíduo, utiliza-se biodigestores do tipo indiano, chinês, de plástico ou de qualquer outro tipo. Esta tecnologia acha-se bastante difundida no Brasil. Atualmente um grande número destes biodigestores se encontra instalado gerando biogás e biofertilizantes a partir de esterco animal.

No que se refere ao aproveitamento do lixo urbano para combustão direta, a CESP já conta com todo o detalhamento em termos de engenharia básica para implantação de usinas termelétricas utilizando esse resíduo. Além da CESP algumas empresas nacionais de engenharia detêm também o "know how" para processamento do lixo, desde a separação dos componentes recicláveis até a utilização da fração orgânica.

Tendo em vista o seu programa de produção de metanol a CESP desenvolveu estudos visando ao aproveitamento do lixo em gaseificadores.

Com relação à biodigestão dos resíduos urbanos, a COMGÁS e a COMLURB vêm realizando importantes estudos para a produção de biogás em aterros sanitários, contando inclusive com unidades-piloto para levantamento dos parâmetros de processo. A COMGÁS e a SABESP estão

empenhadas também em processar conjuntamente o lixo urbano e o esgoto no Estado de São Paulo. Atualmente duas unidades experimentais projetadas e construídas pelo IPT estão em funcionamento, havendo estudos para ampliação deste programa.

Estudos semelhantes vêm sendo conduzidos em diversos estados, sendo que no Estado do Paraná foi instalado um biodigestor experimental para produção de biogás a partir do lixo urbano.

No tocante à geração de energia elétrica a partir de lixo urbano, o projeto básico desenvolvido pela CESP contempla a instalação de uma usina termelétrica de 40 MW, com o resíduo necessário, a ser transportado diretamente dos locais de coleta (domicílios) para a usina, sem beneficiamento prévio. Segundo levantamento da Prefeitura de São Paulo, que participa do projeto em convênio com a CESP, a Grande São Paulo produzia em média cerca de 10.000t/dia de lixo urbano em 1980 (2).

O custo do kWh gerado será competitivo com o de geração hidráulica, estimado em torno de 30 mills/kWh, a preços de 1980, considerando-se no cálculo as seguintes premissas:

- |  |                           |
|--|---------------------------|
| a. fator de capacidade da usina  | - 85% (adotado pela CESP) |
| b. tempo de vida útil  | - 25 anos                 |
| c. poder calorífico inferior do lixo   | - 1.300 kcal/kg           |
| d. rendimento da caldeira  | - 70%                     |
| e. remuneração   | - 10%                     |
| f. a Prefeitura colocará o lixo na usina a custo nulo, e pagará à usina US\$ 3/t de lixo queimado, como benefício à melhoria do meio ambiente. |                           |
| g. capacidade instalada  | - 40 MW                   |

## 7.2 TECNOLOGIA

No que diz respeito aos resíduos orgânicos industriais, os aproveitamentos mais correntes são nos processos de combustão, gaseificação e biodigestão. Os processos de combustão e de gaseificação já se encontram em um razoável estágio de desenvolvimento. O emprego dessas tecnologias para processamento de resíduos orgânicos industriais visando fins energéticos requer apenas adaptações, dependendo do tipo, natureza e quantidade do resíduo em consideração.

Em alguns casos, como no aproveitamento do licor negro, utiliza-se evaporadores para concentrar o efluente até um ponto onde a queima direta seja possível. Em geral, esses processos requerem elevados investimentos e em poucos casos existe viabilidade econômica.

A grande maioria dos resíduos industriais se encontra na forma líquida. Esses efluentes contêm uma razoável quantidade de matéria orgânica em uma concentração quase sempre adequada à sua utilização em processos de fermentação anaeróbica. Esta tecnologia, diferente das demais, requer rotineiramente um desenvolvimento específico. No Brasil as pesquisas nesse campo têm sido concentradas no desenvolvimento do processo de biodigestão do vinhoto, face ao grande volume produzido e aos benefícios no balanço energético das destilarias. Dentre esses, merecem destaque os trabalhos relacionados com o desenvolvimento da tecnologia "up flow" pelo IPT, o digestor de dois estágios da Usina de Caucaia, e os estudos em realização na SUREHM, EDNRN e CETESB.

Finalmente, quanto aos resíduos agrícolas, podem ser aproveitados para fins energéticos através dos processos de queima direta (combustão) ou gaseificação. A pirólise é dificilmente empregada. O potencial de alguns resíduos agrícolas no Brasil é muito grande e dentre eles destacam-se os resíduos do milho, arroz, soja e cana-de-açúcar.

Na realidade existem tecnologias para aproveitamento desses resíduos, mas a implantação destas está associada ao custo da coleta e ao grau de umidade, que são os principais fatores condicionantes à sua utilização em larga escala.

### 7.3 POTENCIAL PARA PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE

A utilização do lixo para geração de energia elétrica nos grandes centros urbanos é uma forma de preservar o meio ambiente e contribuir para a melhoria da qualidade de vida naqueles centros. Os custos sociais da degradação do ambiente e da disposição final do lixo são parâmetros que podem viabilizar a utilização do lixo para geração de energia elétrica.

As estatísticas mais recentes sobre a geração diária de lixo domiciliar nas Regiões Metropolitanas do País, no ABCD Paulista, Baixada Santista e Campinas estão mostrados na Tabela 7.1, junto com a capacidade instalável.

Note-se que não está computado na estatística apresentada a produção de lixo industrial, que exigiria beneficiamento prévio para triagem de componentes nocivos à saúde e ao meio ambiente.

**TABELA 7.1**  
**PRODUÇÃO DIÁRIA ESTIMADA DE RESÍDUOS URBANOS EM 1980**  
**POR REGIÃO METROPOLITANA, E CAPACIDADE INSTALÁVEL**

Região Metropolitana	Produção Diária t	Capacidade Instalável MW
Rio de Janeiro	6.695	167
Belo Horizonte	1.861	46
Recife	1.724	43
Porto Alegre	1.443	36
Salvador	1.208	30
Fortaleza	1.133	28
Curitiba	786	20
Belém	574	14
Distrito Federal	569	14
São Paulo	10.515	262
ABCD	2.464	60
Baixada Santista	700	17
Campinas	401	10
<b>TOTAL</b>	<b>30.073</b>	<b>747</b>

Fonte: IBGE  
CETESB  
Prefeitura Municipal de São Paulo - Plano Diretor.  
CESP - Elaboração dos cálculos.

Nota: PCI dos Resíduos - 2.000 kcal/kg.

Na referência (2), item 3.2.4, são feitas projeções para a taxa de crescimento anual da produção de resíduos urbanos para a cidade de São Paulo.

Tais projeções, baseadas em dados coletados e desagregados por administração regional, fornecem os seguintes resultados finais:

**TABELA 7.2**  
**PRODUÇÃO ANUAL DE LIXO (SP)**  
**TAXA DE EVOLUÇÃO**

Período	População (%) a.a.	Prod. Per Capita (%) a.a.	Prod. Anual (%) a.a.
1976/1980	4,15	2,7	7,0
1980/1983	3,13	2,7	5,9
1983/1989	3,13	1,8	5,0

Extrapolando-se os resultados acima, para o início da década de 90, pode-se estimar a taxa anual de produção de 4,5 para o período 1989/95, resultando nos seguintes potenciais instaláveis:

**TABELA 7.3**  
**PRODUÇÃO ANUAL DE LIXO - PROJEÇÃO**  
**CIDADE DE SÃO PAULO (\*)**

Período	Taxa de Crescimento (%)	Produção ton/dia	Capacidade Instalável (MW)
1980	-	10.515	262
1989	59,2	16.740	417
1990	4,5	17.493	436
1991	4,5	18.280	455
1992	4,5	19.103	476
1993	4,5	19.963	497
1994	4,5	21.800	543

(\*) A projeção foi feita apenas para a cidade de São Paulo por falta de dados detalhados sobre as demais regiões metropolitanas do País.

Observa-se que o montante de capacidade instalável de usinas térmicas a resíduos urbanos é considerável.

Pesquisas datadas de Dezembro de 1989 realizadas sobre o resíduo urbano na cidade de São Paulo indicam sua composição:

Resíduo	(%) do total
Papel	50,3
Plástico	21,0
Orgânico	14,0
Metal	10,3
Vidro	4,0
Total	100,0

Fonte: Administração Regional de Pinheiros

De posse desses resultados, que mostram que cerca de 86% do lixo da cidade é de material reciclável, a prefeitura vem implantando desde dezembro de 1989 um sistema de coleta seletiva de lixo e transportando o material reciclável aos centros de reciclagem, onde a indústria efetua a compra desse material. Deste modo, a geração de energia elétrica a partir da queima do lixo fica comprometida, restringindo-se aos resíduos orgânicos, apenas 14% do total gerado.

Convém ainda salientar que mesmo o resíduo orgânico pode ter outra destinação além da queima para gerar energia elétrica, que é a constituição de adubo orgânico, nas usinas de compostagem.

Admitindo-se que todo o material reciclável venha a ser aproveitado na indústria e que todo resíduo orgânico seja utilizado na geração de eletricidade, o potencial instalável dessas usinas na cidade de São Paulo seria:

Período	Capacidade Instalável (MW) (*)
1990	61
1991	64
1992	67
1993	70
1994	76

(\*) 14% da capacidade instalável apresentada na tabela anterior.

Portanto, muito reduzida em relação à capacidade instalável se o lixo reciclável não fosse reutilizado.

#### 7.4 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

GTLP - Grupo de Trabalho para Estudos de Longo Prazo de Geração ELETROBRÁS - GCPS/CTEE - Relatórios Preliminares, 1990.

- [1] - Recursos Energéticos para Produção de Energia Elétrica - Eletrobrás, abril de 1987.
- [2] - Sistemas de Usinas Termelétricas a Lixo para a Cidade de São Paulo - Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica, Vol. I., Engenharia Elc - Eletroconsult Ltda, janeiro de 1981.
- [3] - Folha de São Paulo - Caderno Cidades, 19/07/90.

## 8. CONCLUSÕES/RECOMENDAÇÕES

Dentre as fontes alternativas destacam-se as opções de biomassa (florestal e resíduos de cana), eólica e solar fotovoltaica como competitivas em um futuro próximo (principalmente as duas primeiras) na medida que pesquisas sejam realizadas, procurando-se implantar projeto de demonstração em locais que apresentem custos de geração elevados, quando utilizadas as fontes tradicionais. Em particular, nos pequenos sistemas isolados do interior do País (vilas, escolas rurais, etc), com déficit e elevado custo do suprimento de combustível, as opções eólica e solar fotovoltaica podem competir economicamente com o atual suprimento de energia elétrica.

É importante ressaltar que os custos de geração apresentados para usinas não-convencionais são baseados em fatores de capacidade esperados decorrentes de sua inserção em sistemas predominantemente térmicos. Nestes sistemas, a operação de usinas não-convencionais, mesmo intermitente, apresenta sempre o benefício da redução de gastos com combustíveis. Já em um sistema predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, as usinas térmicas são operadas em regime de complementação. Isto significa que a geração de uma usina com disponibilidade intermitente nem sempre será capaz de economizar combustível ao entrar em operação. Assim sendo, sua competitividade sofreria uma redução quando inserida em um sistema predominantemente hidrelétrico.

Com base nos dados e informações aqui apresentados torna-se clara a necessidade de um levantamento abrangente e mais detalhado do potencial das fontes alternativas de energia no Brasil, com ênfase nas regiões indicadas como mais promissoras. Este levantamento tem como condição primeira a ampliação e modernização da rede solarimétrica atual com vistas à instalação de um programa de medição de radiação solar. Quanto à Energia Eólica, recomenda-se realizar um novo levantamento do potencial global através da instalação de uma rede anemométrica mais precisa e confiável, menos dispersa e com sua distribuição decidida conforme critérios de prospecção de energia eólica. Nos locais mais promissores recomenda-se a instalação de torres anemométricas móveis para um levantamento local específico.

Assim, deve-se priorizar projetos de desenvolvimento de tecnologias, aferição de custos, avaliação da operação em nível comercial, com base em plantas piloto de geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas; deve-se promover estudos de locais, dentre os diversos pequenos sistemas isolados do interior, que possam contemplar projetos de demonstração de geração de energia elétrica utilizando a opção solar fotovoltaica, com plantas da ordem de centenas de kW; e promover estudos de locais para a implantação, já em caráter comercial, de projeto piloto de geração de energia elétrica utilizando as opções biomassa e eólica, com plantas da ordem de dezenas de MW;

Finalmente, deve-se incentivar a pesquisa e o desenvolvimento das fontes alternativas de energia com vistas à produção de eletricidade. O CEPEL aparece naturalmente como órgão mais adequado, não só como realizador mas também como canal de comunicação e meio de ligação entre o Setor Elétrico e as instituições de pesquisa, universidades e empresas.

## 9. EQUIPE

### COORDENADOR

Jorge Trinkenreich

- ELETROBRÁS

### EQUIPE

Artur Cesar Ramos de Castro

- ELETROBRÁS

José Rosenblatt

- ELETROBRÁS

Grupo de Trabalho de Estudos de Longo Prazo

- GTLP/GCPS

### EDITORAÇÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues

- DPS/GCPS



PLANO NACIONAL  
DE ENERGIA ELÉTRICA  
1993-2015

# PLANO 2015

PROJETO 4

A Oferta de Energia Elétrica

- Intercâmbios Energéticos com Países Vizinhos

---

# PLANO 2015

## PROJETO 4

A OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA

INTERCÂMBIOS ENERGÉTICOS COM PAÍSES VIZINHOS

ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. SITUAÇÃO ATUAL DE INTEGRAÇÃO ELÉTRICA .....</b>	<b>4</b>
<b>3. PERSPECTIVAS DE AMPLIAÇÃO DA INTEGRAÇÃO ELÉTRICA DO BRASIL COM OS PAÍSES LEMÍTROPES .....</b>	<b>6</b>
3.1 No Âmbito do MERCOSUL .....	6
3.1.1 Hidrelétricas Binacionais .....	7
3.1.2 Suprimento de Gás Natural da Argentina para Geração de Energia Elétrica .....	7
3.1.3 Interconexões Elétricas .....	8
3.2 No Âmbito do PACTO ANDINO .....	8
3.2.1 Aproveitamentos Binacionais .....	9
3.2.2 Suprimento de Gás Natural para Geração de Energia Elétrica .....	10
3.2.3 Suprimento de Carvão para Geração de Energia Elétrica .....	10
3.2.4 Suprimento de Combustível Orimulsion da Venezuela para Geração de Energia Elétrica .....	11
3.2.5 Interconexão Elétrica Brasil/Venezuela .....	12
3.2.6 Suprimento Elétrico da Bolívia através da Hidrelétrica Cachuela Esperanza .....	12
3.3 Grupo GUIANAS .....	12
<b>4. RESUMO .....</b>	<b>13</b>
<b>5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>15</b>
<b>6. EQUIPE .....</b>	<b>17</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A partir de meados da década de 1970, foram estabelecidas as primeiras interligações elétricas do Brasil com os países vizinhos, envolvendo pequenas localidades situadas em zonas fronteiriças do Paraguai e Uruguai.

A maioria dessas localidades ainda não era atendida pelos grandes sistemas interligados nacionais desses países sendo supridas por grupos diesel-elétricos de pequeno porte, apresentando grandes dificuldades operacionais, principalmente no que concerne à provisão de combustível e peças de reposição.

A interligação dessas localidades permitiu assim estabelecer o intercâmbio de energia elétrica para casos de emergência como também a possibilidade de suprimento contratual, face à eventual deficiência da capacidade geradora de uma das partes.

Cabe observar que o processo de interligação elétrica internacional do Brasil com os países vizinhos do Cone Sul exige a instalação de estações conversoras de frequência, tendo em vista a diferença de frequências entre nosso País (60 Hz) e Argentina, Paraguai e Uruguai (50 Hz). Mais recentemente, o acelerado processo de privatização do setor elétrico argentino acrescentou novas condicionantes nas análises de possíveis interligações com aquele País. Com relação aos demais Países limítrofes do Brasil, como os da região andina (Bolívia, Colômbia, Peru e Venezuela), bem como quanto à Guiana, Suriname e Guiana Francesa, as condições geo-econômicas prevalentes ainda não têm viabilizado o desenvolvimento de importantes pontos de interconexões internacionais.

O processo de integração elétrica do Brasil com os países limítrofes iniciou-se na realidade com a implantação de projetos hidrelétricos binacionais, que constituem por assim dizer um elo natural de interconexão elétrica internacional.

As interligações elétricas internacionais são reconhecidamente uma das formas mais importantes e concretas de impulsionar a integração energética entre países.

Nesse sentido vale ressaltar a constituição do Mercado Comum - MERCOSUL entre a República Argentina, a República Federativa do Brasil, a República do Paraguai e a República Oriental do Uruguai com base no tratado firmado em Assunção em março de 1991 pelos respectivos governos. Estes países são limítrofes entre si e abrangem uma área de 67% do continente sul americano.

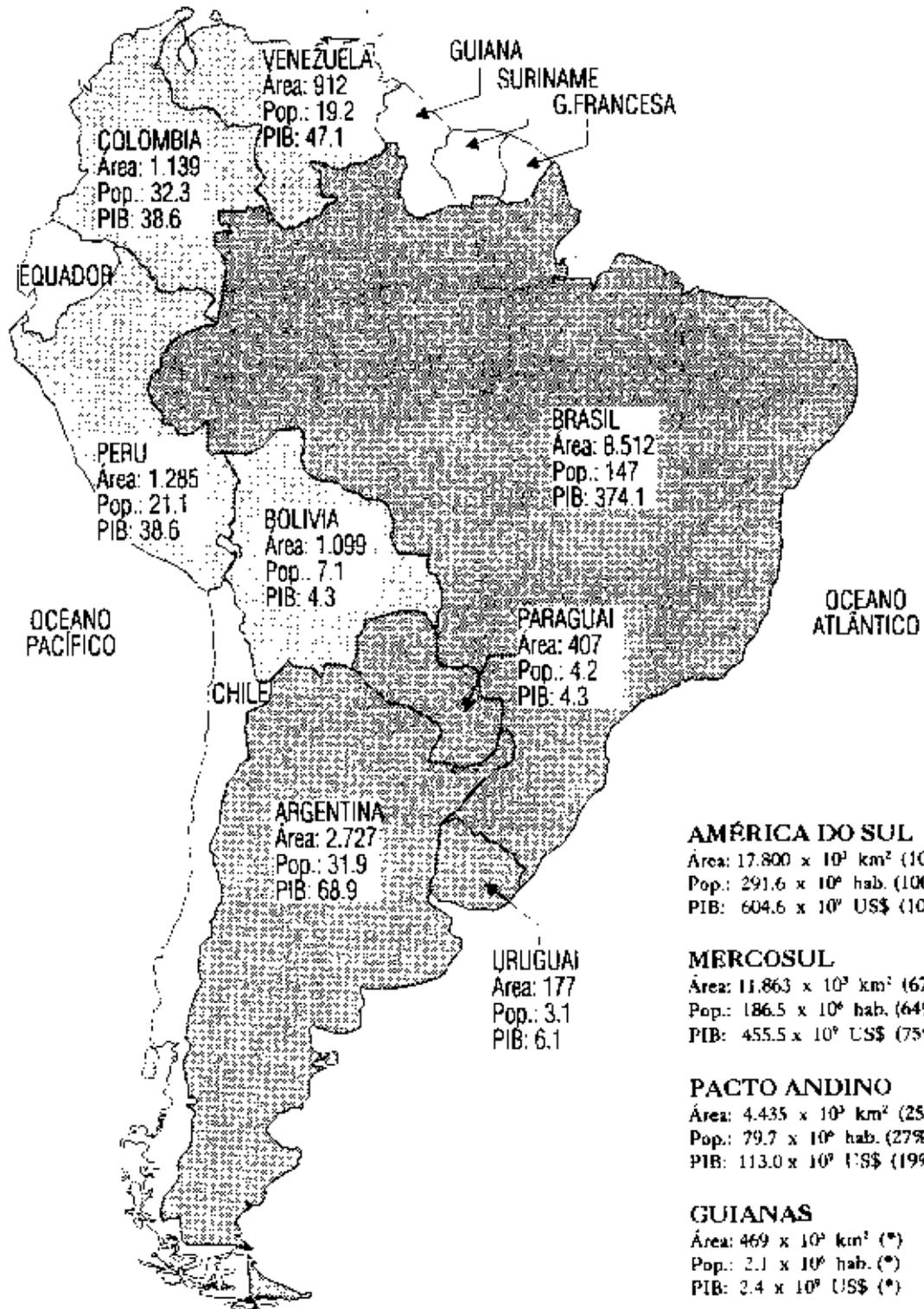
Do mesmo modo, em dezembro de 1991, foi constituído o mercado comum dos países integrantes do Pacto Andino, Bolívia, Equador, Colômbia, Peru e Venezuela, países com os quais, à exceção do segundo, o Brasil compartilha uma extensa linha de fronteira.

A Guiana, o Suriname e a Guiana Francesa compõem um terceiro grupo de países que fazem divisa com o Brasil ao longo da sua Região Norte, denominado por grupos das Guianas.

A Figura 1.1, em anexo, ilustra a situação geo-econômica dos grupos de países em relação ao Brasil segundo o grupo de mercado comum a que pertencem.

Nas seções seguintes, apresenta-se, de modo resumido, o estágio atual de interconexão elétrica do Brasil com os países limítrofes bem como as perspectivas de avanço no processo de integração energética através da implantação de novos projetos de interligação elétrica internacional e possibilidades de importação de recursos energéticos para produção de energia elétrica.

FIGURA 1.1



Fonte: World Bank - 1991.  
(\*) inferior a 1.0%.

## 2. SITUAÇÃO ATUAL DE INTEGRAÇÃO ELÉTRICA

À exceção do elo de interligação elétrica entre Brasil e Paraguai em Itaipu, as capacidades de intercâmbio existentes e em construção do Brasil com os demais países limítrofes são bastante modestas, conforme se constata na Tabela 2.1, a seguir:

**TABELA 2.1**  
**INTERLIGAÇÕES ELÉTRICAS INTERNACIONAIS DO BRASIL**  
**EXISTENTES E EM CONSTRUÇÃO**

PAÍS/TERMINAIS	VOLTAGEM(KV)	CAPACIDADE(MW)
<b>ARGENTINA</b>		
- Em Construção . Uruguiana-Paso de Los Libres	230/132	50
<b>BOLÍVIA</b>		
- Existente . Corumbá - P. Suarez	13,8	2
<b>COLÔMBIA</b>		
- Existente . Tabatinga - Leticia	13,8	1,2
<b>PARAGUAI</b>		
- Existente . Binacional Itaipu	500	6.300
. Foz Iguaçu - Acaray (Standby)	132	70
<b>URUGUAI</b>		
- Existente(a) . Chuí - Chuy	23	(*)

NOTA: (a) Desativadas Livramento - Rivera e Guami - Artigas.

(\*) Inferior a 1MW.

O intercâmbio de energia elétrica do Brasil com países vizinhos apresenta a seguinte evolução no período 1985 - 1990.

**TABELA 2.2**  
**BRASIL**  
**INTERCÂMBIO INTERNACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**  
**GWh**

	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1 - IMPORTAÇÃO	2.779	10.342	16.785	17.960	22.014	24.666
2 - EXPORTAÇÃO	-	-	122	155	9	10
3 - ENERGIA DISPONÍVEL (a)	189.760	211.859	219.033	231.919	242.663	245.984
4 - RAZÃO - %						
(1)/(3)	1,5	4,9	7,7	7,7	9,1	10,0
(2)/(3)	-	-	*	*	*	*

OBS: (a) Inclui a metade da geração elétrica de Itaipu.  
(\* Menor que 1%.

Observa-se um rápido crescimento de importação de energia elétrica do Brasil em relação aos países limítrofes, praticamente em função de absorção da cota paraguaia da geração de Itaipu que, por força do tratado celebrado entre esses dois países, é colocada à disposição do mercado elétrico brasileiro. O volume de energia elétrica importada representou em 1990 cerca de 10% da energia disponível para consumo no Brasil enquanto as exportações têm se mantido num nível inexpressivo.

O índice percentual de importação líquida do Brasil obtido pela dedução de parcela de exportação é um dos mais elevados do mundo, inferior apenas ao da Itália, que é da ordem de 13%.

### 3. PERSPECTIVAS DE AMPLIAÇÃO DA INTEGRAÇÃO ELÉTRICA DO BRASIL COM OS PAÍSES LÍMITROFES

Com o processo de polarização geopolítica e econômica dos países do continente sulamericano, através da constituição do MERCOSUL e do Grupo de Países do Pacto Andino, vem se desenvolvendo no âmbito desses futuros mercados comuns um significativo esforço de integração energética.

No que concerne às possibilidades de ampliação da integração elétrica do Brasil com os países limítrofes pertencentes aos citados mercados comuns, bem como com o Grupo das Guianas, cabe assinalar as seguintes perspectivas a médio e longo prazos.

#### 3.1 NO ÂMBITO DO MERCOSUL

Dentre os países dessa região limítrofe com o Brasil, a Argentina conta com recursos energéticos fósseis e hidrelétricos de razoável magnitude e uma estrutura do parque de geração de energia elétrica apresentando um notório grau de complementariedade hidrotérmica. Do ponto de vista de possibilidade de intercâmbio de energia elétrica entre os dois países, à parte os estudos elétricos específicos referidos, o recente processo de privatização do setor elétrico argentino e sua repercussão nas tarifas praticadas naquele país introduzem uma nova condicionante na análise desse intercâmbio.

As Tabelas 3.1 e 3.2, a seguir, resumem os recursos energéticos e a composição percentual do parque gerador do sistema elétrico interconectado nacional da Argentina e do Brasil.

**TABELA 3.1**  
**RECURSOS ENERGÉTICOS - 1990**

PAÍS	PETRÓLEO(10 <sup>6</sup> bbl)	GÁS NAT.(10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	CARVÃO(10 <sup>6</sup> t)	POT.HIDREL.(MW)
ARGENTINA	2.168	744	284	35.403
BRASIL	2.801	115	10.176	213.000

**TABELA 3.2**  
**COMPOSIÇÃO DO PARQUE GERADOR - 1990**

PAÍS	HIDRO	TÉRMICO CONVENCIONAL	NUCLEAR	TOTAL
ARGENTINA				
MW	5.774	6.274	1.026	13.077
%	44,2	48,0	7,8	100,0
BRASIL				
MW	45.041	3.128	656	48.793
%	92,3	6,4	1,3	100,0

As possibilidades da ampliação da integração elétrica do Brasil com os países integrantes do MERCOSUL compreendem o desenvolvimento dos seguintes projetos:

### 3.1.1 Hidrelétricas Binacionais

#### - *Brasil/Argentina (rio Uruguai)*

##### . Garabi

- Potência: 1.800 MW; Energia Média: 6.100 GWh/ano.

Etapa: projeto básico; Comissionamento previsto para 2003.

##### . Roncador

- Potência: 2.700 MW; Energia Média: 11.000 GWh/ano.

Etapa: viabilidade; Comissionamento sem previsão.

##### . São Pedro

- Potência: 750 MW; Energia Média: 3.600 GWh/ano.

Etapa: viabilidade; Comissionamento sem previsão.

#### - *Brasil/Uruguai (rio Jaguarão)*

##### . Talavera

- Potência: 6 MW.

Etapa: inventário; Comissionamento sem previsão.

##### . Paso Centurion

- Potência: 32 MW.

Etapa inventário; Comissionamento sem previsão.

### 3.1.2 Suprimento de Gás Natural da Argentina para Geração de Energia Elétrica

Desde 1986, com a assinatura pelos Presidentes do Brasil e da Argentina da Ata de Cooperação e Integração, vem sendo negociado um gasoduto (Protocolo 8) para suprimento de gás natural por parte da Argentina ao mercado do Rio Grande do Sul e possibilidades de extensão a outros Estados da Região Sul do Brasil. O Setor Elétrico, através da ELETROBRÁS, tem participado de reuniões a nível diplomático tendo em vista a conversão de instalações termelétricas existentes (Alegrete e Nutepa), no Rio Grande do Sul, para consumo de gás natural, permitindo absorver cerca de 286 milhões de metros cúbicos/dia, a um fator de capacidade de 40%. Esse volume é bem inferior ao montante mínimo inicial para venda proposta pela Argentina, de 1,8 milhões de metros cúbicos/dia, evoluindo para 4 milhões metros cúbicos/dia em 5 anos, o que requer o envolvimento de setores industriais e governamentais no processo de negociação com vistas à viabilização do projeto.

### 3.1.3 Interconexões Elétricas

- Em Garabi: Trata-se da implantação de duas unidades conversoras de 450 MW cada uma, 50/60 Hz, associadas à futura hidrelétrica binacional de Garabi, com início de operação da primeira unidade da conversora antes da operação da usina. Esta instalação conectará o sistema interligado da Argentina ao das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, permitindo a prática de intercâmbio de energia elétrica dos tipos energia econômica e de substituição e para prover reservas com vistas à confiabilidade de suprimento de energia elétrica aos sistemas envolvidos.
- Termelétrica Candiota - UTE (Uruguai) : Consiste em um projeto que visa desenvolver parte do polo carboelétrico de Candiota, permitindo também atender o mercado de energia elétrica do Uruguai através de uma interconexão em 500 kV, estendendo da Central de Candiota a pontos alternativos do sistema elétrico da UTE, empresa estatal uruguaia.

### 3.2 NO ÂMBITO DO PACTO ANDINO

As possibilidades de integração elétrica do Brasil com os países limítrofes que compõem o Pacto Andino são bastante promissoras, tendo em vista se tratar de um bloco apresentando abundantes recursos energéticos e preços competitivos com os previstos para expansão do sistema elétrico brasileiro.

A Tabela 3.3, a seguir, resume os recursos energéticos disponíveis dos países da região.

TABELA 3.3  
RECURSOS ENERGÉTICOS - 1991

PAÍS	PETRÓLEO(10 <sup>6</sup> bbl)	GÁS NAT.(10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )	CARVÃO(10 <sup>6</sup> t)	POT.HIDREL.(MW)
BOLÍVIA	119,1	117,5	250,5	18.000
COLÔMBIA	1.821,1	113,3	6.442,6	93.000
PERU	382,0	200,4	160,0	74.000
VENEZUELA	60.055,0	2.429,0	3.060,4	83.430

Adicionalmente vale mencionar a disponibilidade na região de um combustível denominado "Orimulsion", considerado similar ao óleo combustível e obtido das imensas reservas de petróleo

pesado (API inferior a 8.5) localizadas na Venezuela, na faixa do rio Orenoco.

As reservas identificadas atualmente permitem suportar uma produção de 267 x 10<sup>9</sup>bbl de Orimulsion. O preço desse combustível líquido é fixado em 5% superior ao carvão energeticamente equivalente.

As perspectivas de integração elétrica do Brasil com os países que compõem o Pacto Andino compreendem o desenvolvimento dos seguintes projetos:

### 3.2.1 Aproveitamentos Binacionais

A Tabela 3.4, a seguir, apresenta os aproveitamentos hidrelétricos potenciais compartilhados pelo Brasil com os países do Grupo Andino.

**TABELA 3.4  
POTENCIAL HIDRELÉTRICO COMPARTILHADO**

PAÍS	RIO	POTÊNCIA - MW (*)		
		IDENTIFICADO	REMANESCENTE	TOTAL
<b>BOLÍVIA</b>				
	Madeira	8.492	1.788	10.280
	Abunã	616	36	652
	Acre	-	72	72
	Xipicuzani	-	80	80
	Sub-Total	9.108	1.976	11.084
<b>COLÔMBIA</b>				
	Treira	-	80	80
	Icana	-	132	132
	Papuri	-	88	88
	Usupon	-	500	500
	Sub-Total	-	800	800
<b>PERU</b>				
	Breu	-	36	36
	S. Rosa	-	92	92
	Sub-Total	-	128	128

(\*) Fator de Capacidade 50%

Observa-se que a maioria desse potencial hidrelétrico está avaliado em estágio remanescente enquanto que os aproveitamentos individualizados, basicamente no trecho internacional dos rios Madeira e Abunã com a Bolívia, alcançam uma potência total que ultrapassa a 9.000 MW, muito superior, portanto, ao necessário para atendimento das cargas dos sistemas isolados adjacentes à zona

de fronteira entre esses dois países.

### 3.2.2 Suprimento de Gás Natural para Geração de Energia Elétrica

Dois projetos são contemplados nessa área: um com a Bolívia e outro com o Peru.

Os governos do Brasil e Bolívia firmaram Notas Reversais em agosto de 1988 objetivando a utilização pelo Brasil de gás natural boliviano, sob diversas formas, inclusive para geração de energia elétrica, mediante a implantação de uma termelétrica na localidade de Puerto Suárez, junto à fronteira desses dois países e contígua à cidade de Corumbá. Essa central contaria com a instalação de seis turbinas a gás de 75 MW cada, perfazendo 450 MW, sendo programada para entrada em operação no segundo semestre de 1993. A implantação desse projeto, no entanto, sofreu alterações em virtude de dificuldades encontradas para a viabilização do empreendimento, principalmente no que tange à obtenção de financiamento.

Por outro lado, as negociações em torno do fornecimento de gás natural boliviano ao Brasil evoluiu para um projeto mais amplo, compreendendo a construção de um gasoduto ligando a Bolívia ao Estado de São Paulo, em Campinas, e ramais para Belo Horizonte e Curitiba. O acordo assinado entre Brasil e Bolívia em agosto de 1992, válido por 20 anos, permite a participação da iniciativa privada dos dois países e prevê um volume de gás a ser importado pelo Brasil variando entre 8 e 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Essa nova perspectiva permite intensificar a utilização de gás natural na estrutura energética nacional, inclusive para uso em termelétricidade. Com o avanço do projeto do gasoduto, o Governo Boliviano cancelou a implantação da termelétrica de Puerto Suárez.

O segundo projeto, de certo modo similar ao anterior, se refere à possibilidade do Brasil adquirir do Peru energia elétrica para abastecimento do sistema Acre - Rondônia, sob forma indireta de compra de gás natural. Trata-se da exploração da jazida de gás natural de Camisea, localizada na província de "La Convencion - Departamento de Cuzco". As atividades exploratórias realizadas pela SHELL, sob forma de contrato de risco com a PETROPERU, permitiram identificar importantes volumes de gás e condensados. O desenvolvimento desse projeto foi entregue à iniciativa privada, tanto para atender o mercado interno como para possibilitar a penetração no mercado brasileiro através da instalação de uma termelétrica de 200 MW na região de Quillabamba, aproveitando o gás natural de Camisea. Metade dessa potência (100 MW) seria disponível para suprimento ao sistema Acre - Rondônia através de uma linha de transmissão em 230 kV e aproximadamente 890 km até Rio Branco.

### 3.2.3 Suprimento de Carvão para Geração de Energia Elétrica

Em fevereiro de 1988, os Governos do Brasil e da Colômbia firmaram um "Memorando de Entendimento em Matéria de Intercâmbio e Cooperação na Área de Carvão". No âmbito desse instrumento, tem sido proposta, pela Colômbia, através da CARBOCOL em conjunto com a INTERCOR (Subsidiária da EXXON CORPORATION, que co-participa do empreendimento do complexo carbonífero de Cerrejón), a oferta desse combustível ao mercado brasileiro para utilização na indústria e na geração de energia elétrica.

As reservas carboníferas da Colômbia são abundantes, apenas superadas pelas do Brasil no continente latino americano, conforme já indicado. A produção atual é de  $15 \times 10^6$  t/ano, elevando-se para  $22 \times 10^6$  t/ano em 1995/96.

O carvão colombiano com poder calorífico da ordem de 6.500 kcal/kg, tem aceitação internacional pela sua boa qualidade, inclusive no que concerne ao aspecto ambiental, com baixos índices de elementos contaminantes, dentre os quais o enxofre; seu preço fob situa-se na faixa de 35 a 40 US\$/t em Puerto Bolivar, porto de exportação.

A alternativa de utilização desse carvão seria na região setentrional do Brasil, área sob responsabilidade da ELETRONORTE e da CHESF. Estudos preliminares realizados pela CHESF sobre a "competividade do carvão colombiano" indicam um custo médio de geração em complementação térmica em torno de 40 US\$/MWh para termelétricas de 350 MW localizadas em Fortaleza, Recife ou Salvador.

A Venezuela também dispõe de apreciáveis reservas de carvão de qualidade similar ao colombiano, exploradas e comercializadas por uma subsidiária da Petróleo de Venezuela S.A. - P.D.V.S.A., denominada CARBOZULIA.

Embora ainda não tenha havido negociações entre governos, as condições de suprimento de carvão venezuelano são idênticas às do colombiano.

#### **3.2.4 Suprimento do Combustível Orimulsion da Venezuela para Geração de Energia Elétrica**

Trata-se de uma outra alternativa para eventual suprimento ao mercado brasileiro para geração de energia elétrica em função da acelerada penetração desse combustível no mercado internacional.

Basicamente é um combustível líquido, compreendendo 70% de betume e 30% de água, considerado competitivo com o Fuel Oil, obtido por processo tecnológico apropriado a partir das reservas de petróleo pesado conforme já mencionado.

O preço desse combustível está vinculado ao do carvão com poder calorífico equivalente com um adicional de 5%. Desse modo estima-se em 42 US\$/t o preço desse energético, nos portos de exportação, Pta Cuchillo às margens do rio Orenoco ou no terminal marítimo do Mar do Caribe para navios tanques de maiores capacidades.

A empresa responsável pela produção e comercialização desse combustível é igualmente uma subsidiária de P.D.V.S.A., denominada BITOR.

### 3.2.5 Interconexão Elétrica Brasil/Venezuela.

Compreende uma proposta de linha de transmissão em 500 kV conectando usinas hidrelétricas no rio Caroni, afluente do Orenoco, onde se encontra em operação a usina hidrelétrica de Guri, à Boa Vista, distante 600 km, e daí por 800 km até Manaus, totalizando 1.400 km, acompanhando rodovias existentes.

Esse projeto ainda não foi negociado a nível de governo por ambos os países. A empresa venezuelana EDELCA, proprietária de Guri, está em fase de completar o inventário do rio Caroni, tendo identificado nas cabeceiras desse rio, próximo à fronteira com o Brasil dois aproveitamentos atrativos para futura interconexão com o Brasil: Aripichí de 1.200 MW e Eutobarima de 2.700 MW.

### 3.2.6 Suprimento Elétrico da Bolívia através da Hidrelétrica Cachuela Esperanza

Trata-se de uma hidrelétrica aproveitando pequeno desnível natural no curso do rio Beni, afluente do Mamoré, que por sua vez integra a bacia do rio Madeira. Em agosto de 1988, os governos dos dois países trocaram Notas Reversais estabelecendo que a Bolívia construiria a hidrelétrica em questão, com capacidade instalada estimada em 40 MW, destinando-se um mínimo de 30 MW para aquisição pelo Brasil com vistas ao atendimento dos mercados do Acre e de Rondônia.

Esse suprimento de eletricidade seria feito em 60 Hz na margem boliviana do trecho internacional do rio Mamoré, nas proximidades da localidade brasileira de Guajará-Mirim.

O Governo da Bolívia ficaria responsável pelo desenvolvimento do projeto hidrelétrico, inclusive obtenção de financiamento, contando para tanto com a colaboração do Brasil.

## 3.3 GRUPO GUIANAS

O relacionamento do Brasil, em matéria de energia, com os países limítrofes do Grupo Guianas, ou seja a Guiana, o Suriname e a Guiana Francesa, tem sido esporádico.

As informações sobre recursos energéticos são escassas nesses países, valendo ressaltar que apenas o Suriname dispõe de pequena reserva provada de petróleo, de 26 x 10<sup>9</sup> bbl para produção e uso doméstico. O potencial hidrelétrico conhecido para a Guiana é de 4.484 MW e para o Suriname de 2.320 MW.

Como perspectiva de intercâmbio energético do Brasil com esse grupo de países, vale mencionar o convênio que está sendo negociado pela ELETROBRÁS e a Electricité de France - EDF por parte da Guiana Francesa, com vistas ao desenvolvimento da hidrelétrica binacional no rio Oisapoque, Salto Mariposa (Saut Maripa), com a capacidade da ordem de 200 MW, a ser compartilhada pelos dois países.

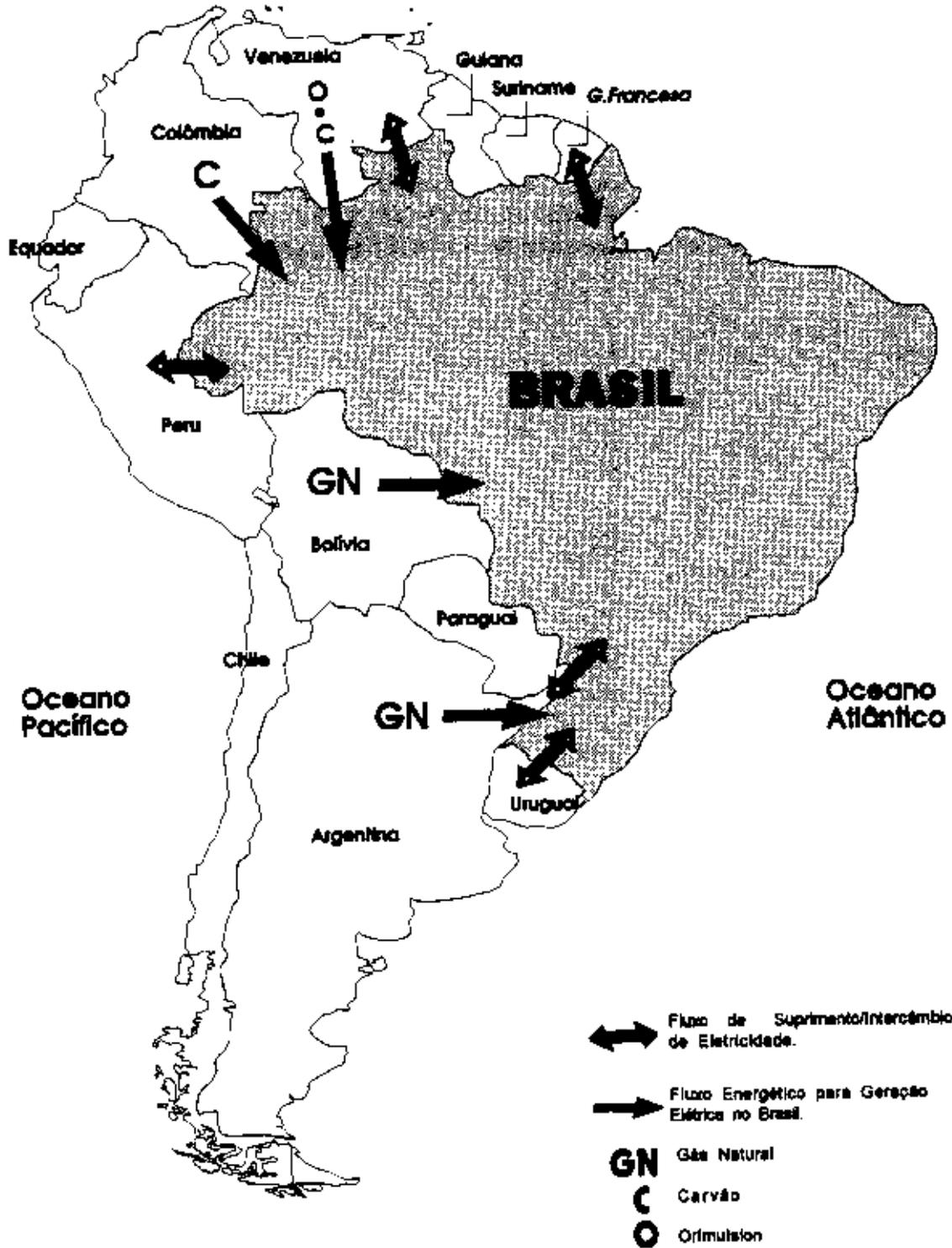
#### 4. RESUMO

As perspectivas de intercâmbios energéticos do Brasil com os países vizinhos apresentam, a médio e longo prazos, um quadro muito promissor, seja pela variedade dos recursos energéticos a serem intercambiados seja pela quase totalidade de participação dos países da região.

A Figura 4.1, em anexo, permite visualizar as perspectivas de intercâmbios do Brasil com os países vizinhos.

Cabe mencionar que a maioria desses intercâmbios está, no entanto, em estágio bem preliminar de negociação entre as partes interessadas. As recentes constituições do Mercosul e do Mercado Comum dos Países do Pacto Andino poderão contribuir sobretudo para a implementação desses intercâmbios face aos compromissos políticos e econômicos assumidos pelos governos dos países participantes.

**FIGURA 4.1  
PERSPECTIVAS DE INTERCÂMBIO ENERGÉTICO  
COM OS PAÍSES VIZINHOS**



## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFIA

- [1] INTAL/BID - Integración de los Sistemas Eléctricos de Argentina Y Brasil - Buenos Aires - Argentina - Jul/1983.
- [2] INTAL/BID - Experiencias de Integración Hidroeléctrica - Buenos Aires - Argentina - Jun/1988.
- [3] WORLD BANK - World Development Report - 1991 - Washington D.C. - USA - Jun/1991.
- [4] WORLD BANK/OLADE - The Evolution, Situation and Prospects of the Electric Power Sector in Latin American and Caribbean Countries - Vol. 1 - Regional Report - Washington D.C. - USA - Aug/1991.
- [5] U. S. DOE/Energy Information Administration - U.S. - International Electricity Trade - Projections through - Sept/1986 and Canadian Electricity Trade 1982 - Washington D.C. - USA - Feb/1992.
- [6] U.S. DOE/Secretaría de Energía, Minas e Industria Parastatal - México United States/México: Electricity Trade Study - Washington D.C. - USA - Mar/1991.
- [7] UNPEDE - Problems and Methods of Planning National and International Interconnections - Group of Experts on Planning of National and International Interconnections - Chairman Mr. C. Barbesino - Sorrento Congress - Italy - 1988.
- [8] UNPEDE - General Report of the Committee of Large Systems and International Interconnections - Athens Congress - Greece - Jun/1985.
- [9] UCPTE - The Electric Interconnected Operation in Western Europe - WEC - 13th Congress - Cannes - France - Oct/1986.
- [10] UCPTE - Memo 1990 - Provisional Values - Apr/1991.
- [11] NORDEL - Nordic Electrical Co-operation - Simple Co-operation Forms Offer Significant Benefits - WEC - 13th Congress - Cannes - France - Oct/1986.
- [12] CIER - Proceedings of First Seminar on International Electric Power Interconnections Asunción - Paraguay - Sept/1990.
- [13] Albony, F.; Ernoult, M.; Fourment, C.; Meslier, F. - Planification des Interconnexions Internationaux - L'Approche d'EDF - Revue Générale d'Electricité - No. 7 Paris - France - Juillet/1988.
- [14] Alquéres, José L. - The Modernization of Latin America's Power Sector through the Interconnection of National Electrical Systems - Power Supply USA - International Forum - Washington D.C - USA - Nov/1991.

- [15] Silva, Affonso M.F. - Avances en la Integración Eléctrica Centroamericana y Posibilidades para su Extensión Abarcando a México y Colombia - Revista Energética OLADE - Año 9 - No. 1 - Quito - Ecuador - Abr/1985.
- [16] Ventura Filho, Altino; Calafiore, Alberto - Experiencia Metodologica de la Interconexion Eléctrica entre Brasil y Argentina - 4a RENASE - Buenos Aires - Argentina - 1991.
- [17] Agua y Energía Eléctrica (AYE) - Informe Anual de Operación del Sistema Interconectado Nacional - 1989 y 1990 - Buenos Aires, Argentina.
- [18] Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) - Memoria Anual 1989 y 1990 - Montevideo - Uruguay.
- [19] Administración Nacional de Electricidad (ANDE) - Memoria y Balance General - 1989 y 1990 - Asunción - Paraguay.
- [20] ELETROBRÁS/Grupo Coordinador para Operação Interligada (GCOI) - Relatório Anual 1989 & 1990 - Rio de Janeiro - Brasil.

## 6. EQUIPE

Afonso Maria Furtado da Silva - ELETROBRÁS

João Carlos Ribeiro de Albuquerque - ELETROBRÁS

Luiz Eyer de Araujo - ELETROBRÁS

Paulo Roberto Franco Félix - ELETROBRÁS

Pietro Erber - ELETROBRÁS

## EDITORACÃO

Carmem Valéria da Fonseca Rodrigues - DPS/GCPS - ELETROBRÁS

Walterly Pimentel Bandeira - DPS/GCPS - ELETROBRÁS