VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA ENERGIA EÓLICA FACE AO NOVO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ricardo Marques Dutra

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

_____

Prof. Maurício Tiomno Tolmasquim, D.Sc

_____

Profa. Maria Regina Oliveira Pereira de Araújo, D.Sc.

_____

Prof. Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2001

DUTRA, RICARDO MARQUES

Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro [Rio de Janeiro] 2001

XIII, 309 p. 29.7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2001)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Energia Eólica

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A Deus
que criou o vento;
pelas suas misericórdias
e pelo seu amor.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Abeleni Pereira Dutra e Elza Sônia Marques Dutra, meus irmãos, André e Cecília e a turma, Angélica, Ana, Fabiano, Artur e Juliana pelo carinho e amor que sempre foram fundamentais em todos os momentos de minha vida;

A Mauricio Moszkowicz e Pedro Bezerra que deram o apoio e o incentivo necessário junto ao Cepel e ao Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB no início dos estudos de pós graduação;

Ao Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB, no qual adquiri experiência e conhecimento e em especial a Hamilton Moss que, coordenando o Centro, esperou pacientemente o dia da defesa da tese;

Ao Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL, em especial, a Jorge Henrique G. Lima, que forneceu suporte logístico para o desenvolvimento desta tese;

Aos amigos da Sala C-17 (e "agregados") que estiveram sempre presentes ao longo da elaboração deste trabalho;

Ao pesquisador Antônio Leite de Sá que forneceu importantes informações e dados utilizados neste trabalho;

A Sílvia Martins que me ajudou na revisão do texto;

Ao meu orientador Maurício Tiomno Tolmasquim pelo incentivo e orientação ao longo do desenvolvimento deste trabalho;

Aos meus amigos que sempre acreditaram na conclusão desse trabalho. Pela força espiritual nos momentos de fraqueza pelo carinho e amizade sempre presentes na hora certa.

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

VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA ENERGIA EÓLICA FACE AO NOVO MARCO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Ricardo Marques Dutra

Fevereiro/2001

Orientador: Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

O desenvolvimento da energia eólica no mundo apresentam-se como uma das mais importantes e promissoras tecnologias na geração complementar de energia limpa. Este trabalho apresenta a evolução da energia eólica ao longo do tempo, sua utilização na geração de energia elétrica, os impactos ambientais e suas pespectivas. Considerando o grande potencial eólico no Brasil e as novas regras do setor elétrico, foram desenvolvidos estudos de viabilidade técnica com base em dados eólicos das regiões norte e nordeste e, também, estudos de viabilidade econômica com base nas novas leis em vigor, destinadas às fontes renováveis de energia. Os resultados encontrados mostram que é possível gerar energia limpa de forma competitiva, dentro do novo contexto do setor elétrico.

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

WIND ENERGY TECHNICAL-ECONOMIC VIABILITY
UNDER THE NEW REGULATORY RULES OF
THE BRAZILIAN ELECTRIC SECTOR

Ricardo Marques Dutra

February/2001

Advisor: Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energetic Planning

The wind energy development in the world shows as one of the most important and promising technologies in the clean energy generation complement. This work presents the wind energy evolution and utilization in the electric power generation, the environmental impacts and perspectives. Considering the great wind potential in Brazil and the new rules of the electric sector, technical feasibility studies were developed based on regions north and northeast wind data as well as economic feasibility studies based on the new regulatory rules for the energy renewable sources. The results show that is possible to generate clean energy within the new context of the electricity sector.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 1

2 EVOLUÇÃO HISTÓRICA E O MEIO AMBIENTE 6

2.1 Aspectos históricos do uso da energia eólica 6

2.1.1 O desenvolvimento de aerogeradores de pequeno porte no Século XX 10

2.1.2 O desenvolvimento de aerogeradores de grande porte no Século XX 12

2.1.3 Os choques do preço do petróleo na década de setenta e novos investimentos em energia eólica 17

2.1.4 A evolução comercial de turbinas eólicas de grande porte 20

2.1.5 Turbinas eólicas *offshore* 22

2.2 O recurso eólico mundial 24

2.3 O meio ambiente e a energia eólica 28

2.3.1 Emissão de gases 30

2.3.2 Emissão de ruído 31

2.3.3 Impacto visual 34

2.3.4 Impacto sobre a fauna 34

2.4 Conclusão 36

3 O MODELO ALEMÃO, O ESTADO DA ARTE E O FUTURO DA ENERGIA EÓLICA 38

3.1 O desenvolvimento do mercado alemão 39

3.1.1 Programas de subsídios públicos 40

3.1.2 Lei da Alimentação de Eletricidade 41

3.1.3 A evolução do mercado interno e o estado atual 43

3.1.4 As mudanças e perspectivas do mercado alemão 47

3.1.5 A Lei das Energias Renováveis 49

3.2 A evolução do mercado e o estado da arte da energia eólica no mundo 51

3.2.1 A potência e a quantidade de turbinas eólicas no mundo 52

3.2.2 Custos 54

3.2.3 Estado da Arte no Mundo 58

3.3 O futuro e as perspectivas da energia eólica para as próximas décadas 63

3.3.1 A demanda futura de energia elétrica e o desenvolvimento do mercado eólico mundial 64

3.3.2 Investimentos, custos e novos empregos 68

3.3.3 Benefícios ambientais 70

3.4 Conclusões e recomendações 71

4 A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL 74

4.1 Introdução 74

4.2 As primeiras metas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil 76

4.3 O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica e o Grupo de Trabalho de Energia Eólica 79

4.4 Centro Brasileiro de Energia Eólica -CBEE 83

4.5 O potencial eólico do Brasil 86

4.5.1 Atlas do Potencial Eólico Nacional – ELETROBRÁS 88

4.5.2 Atlas eólico do Brasil – CEPEL/ELETROBRÁS 91

4.5.3 Mapa eólico do estado do Paraná - COPEL 98

4.6 Os primeiros projetos em energia eólica no Brasil 100

4.7 O estado da arte da energia eólica no Brasil 103

4.7.1 Projetos eólicos experimentais no Brasil e cooperações estrangeiras 105

4.7.2 Projeto eólico-diesel da Ilha de Fernando de Noronha 106

4.7.3 Sistema híbrido solar-eólico-diesel da Vila de Joanes - PA 108

4.7.4 Usina Eólio-Elétrica Experimental de Morro do Camelinho - MG 110

4.7.5 Projeto eólico do Mucuripe - CE 112

4.7.6 Usina eólica de Taiba e Prainha - Ceará 115

4.7.7 Usina de Palmas - Paraná 117

4.8 Perspectivas da energia eólica no Brasil 118

5 AS LEIS NO BRASIL PARA O DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA 125

5.1 O setor elétrico atual e as perspectivas de investimento 127

5.2 O Produtor Independente e Autoprodutor de Energia 133

5.3 A Conta de Consumo de Combustível - CCC 135

5.3.1 A legislação vigente da CCC 140

5.3.2 A utilização da CCC para o uso de fontes renováveis - Resolução ANEEL - 245/99 143

5.4 Reajustes tarifários e os valores normativos para venda de energia 146

5.4.1 Reajuste tarifários e limite de repasse dos custos de compra de energia 147

5.4.2 Os Valores Normativos - Resolução ANEEL nº 233 149

5.5 Projeto de Lei do Senado nº 27/1996 152

5.6 Substitutivo ao Projeto de Lei nº 2905-2000 154

5.6.1 Artigo 1º - Recursos da Reserva Global de Reversão 155

5.6.2 Artigo 4º - A participação da ANEEL 156

5.6.3 Artigo 5º - Normas para compra de energia e outras providências 157

5.6.4 Artigos 6º e 7º - Universalização do serviço público de energia elétrica 159

5.6.5 Considerações finais sobre o SPL 160

5.7 Conclusão 161

6 ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA 165

6.1 Fatores que influenciam o regime de ventos 168

6.1.1 Variação da velocidade com a altura 169

6.1.2 Influência da rugosidade do terreno na variação da velocidade 171

6.1.3 Influência dos obstáculos 173

6.1.4 Influência do relevo (variação na altura do terreno) 174

6.2 Representação estatística do regime dos ventos 175

6.2.1 Distribuição de Weibull 176

6.2.2 Distribuição de Rayleigh 179

6.2.3 Avaliação dos recursos eólicos 180

6.3 Cálculo da energia gerada por um sistema eólico 180
6.3.1 Procedimentos para avaliação de sítios eólicos e a utilização de ferramentas computacionais 184

6.4 O levantamento energético das estações do Atlas Eólico do Brasil 188
6.4.1 Estações anemométricas da Região Nordeste 189
6.4.2 Estações anemométricas da Região Norte 190
6.4.3 A energia produzida por turbinas comerciais e a metodologia utilizada para o cálculo 192

6.5 Conclusão 198

7 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA 200

7.1 Aspectos econômicos dos projetos eólicos 201
7.1.1 *Custo Inicial* – Estudo de viabilidade 203
7.1.2 *Custo Inicial* – Negociações e parcerias 204
7.1.3 *Custo Inicial* – Levantamento dos custos e projetos de engenharia 205
7.1.4 *Custo Inicial* – Custo de equipamento 206
7.1.5 *Custo Inicial* – Instalações, infra-estrutura e despesas diversas 206
7.1.6 Custos com operação e manutenção dos parques eólicos 208

7.2 Descrição da metodologia utilizada 209
7.2.1 Investimentos iniciais de projeto 211
7.2.2 Manutenção, operação e despesas diversas 213
7.2.3 Produção Energética 214
7.2.4 Financiamentos externos 215
7.2.5 Projeções Financeiras 218

7.3 Utilização dos valores normativos (Res. ANEEL n.º 233) 221
7.3.1 Investimento com recursos próprios 223
7.3.2 Investimento com recursos externos 224
7.3.3 Investimento com recursos do BNDES 227
7.3.4 Análise de Sensibilidade 229

7.4 Utilização dos recursos da CCC para projetos eólicos 233
7.4.1 Investimentos com recursos próprios 236

7.4.2 Investimento com recursos externos 237
7.4.3 Investimento com recursos do BNDES 240
7.4.4 Análise de Sensibilidade 242

7.5 Conclusões e considerações finais 244

8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES 247

9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 250

LISTA DE ABREVIATURA

ABEE – Associação Brasileira de Energia Eólica

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

AWEA - *American Wind Energy Association*

BWE – *Bundesverband WindEnergie*

CATE – Centro de Aplicações de Tecnologias Eficiente

CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica

CCC – Conta de Consumo de Combustível

CDG – *Carl Duisberg Gesellschft*

CELPA – Companhia Elétrica do Pará

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco

COELCE - Companhia Energética do Ceará

COPEL - Companhia Paranaense de Energia

COPPE - Coordenação dos Programas de Pós Graduação de Engenharia

CRESESB- Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

CTA – Centro Técnico Aeroespacial

DEPV - Diretoria de Eletrônica e Proteção ao Vôo (Ministério da Aeronáutica)

DEWI - *Deutsches Windenergie - Institut*

DHN - Diretoria de Hidrografia e Navegação (Ministério da Marinha)

DOE – *Department of Energy*

ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte

EWEA - *European Wind Energy Association*

FC – Fator de Capacidade

FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

GTEE - Grupo de Trabalho de Energia Eólica

IEA – *International Energy Agency*

INFRAERO - Infraestrutura Aeroportuária

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia (Ministério da Agricultura)

INPE - Instituto de Pesquisas Espaciais

MEASNET - *Network of European Measuring Institutes*

MME – Ministério de Minas e Energia

NASA - *National Aeronautics and Space Administration*

NREL - *National Renewable Energy Laboratory*

ONS – Operadora Nacional do Sistema

RGR – Reserva Global de Reversão

RIS∅ - *Riso National Laboratory*

SANDIA – *Sandia National Laboratories*

SIG – Sitema de Informação Geográfica

SIMEPAR - Sistema Meteorológico do Paraná

SIVAM - Sistema de Vigilância da Amazônia

SPL – Substitutivo ao Projeto de Lei

UFF – Universidade Federal Fluminense

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro

UNICAMP – Universidade de Campinas

VN – Valor Normativo

WAsP - *Wind Atlas Analysis and Application Program*

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

A busca de fontes alternativas de energia tem levado vários países a investirem na transformação e complementação de seus parques energéticos. As questões ambientais, principalmente no que se refere aos impactos causados pelas formas tradicionais de geração, têm levado, também, a uma procura por fontes de energia mais limpas.

O consumo de energia elétrica nos últimos anos tem crescido nas áreas industriais, comerciais e residenciais. Esse crescimento tem levado os governos de todo o mundo a traçarem uma estratégia de fornecimento de energia a curto e longo prazos. A preocupação com o aumento do consumo e as questões ambientais tem justificado um planejamento mais rigoroso quanto às novas formas de fornecimento de energia. É nesse contexto que as fontes renováveis de energia têm aumentado a sua importância de modo global. O uso de fontes alternativas não se limita mais a comunidades isoladas que haviam sido o seu principal nicho de aplicação. Aplicações efetivas de fontes alternativas de energia, como a energia solar fotovoltaica, energia de biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, energia eólica etc, têm sido dirigidas para as comunidades isoladas, principalmente para aquelas que se encontram afastadas da rede convencional de energia elétrica.

Uma outra abordagem para as fontes alternativas são os projetos que visam a complementação energética da rede convencional. Nesse caso, a energia eólica se mostra como uma excelente opção. Vários países da Europa e Estados Unidos têm investido amplamente na instalação de um número cada vez maior de parques eólicos para o fornecimento de energia elétrica. Com potências cada vez maiores e novas tecnologias aplicadas no desempenho e na confiabilidade do sistema, as turbinas eólicas têm conquistado importantes espaços na matriz energética mundial.

Questões ambientais estão cada vez mais presentes na priorização de novos projetos energéticos. Conforme pode ser visto no trabalho (do autor) de pesquisa intitulado "Impactos Ambientais em Fazendas Eólicas"[1], os impactos ambientais relacionados à implantação de fazendas eólicas são mínimos e podem ser significativamente minimizados com estudos prévios.

A energia eólica vive um crescimento de mercado onde se nota queda nos preços dos aerogeradores ao longo das últimas décadas. Não se trata apenas de questões de custo. Nesse mesmo período de queda de preços, a tecnologia aplicada à energia eólica melhorou muito suas

---

[1] Trabalho final da disciplina de Impactos Ambientais em Sistemas Energéticos do curso de mestrado em Planejamento Energético - 1998 (PPE-COPPE/UFRJ)

características operacionais tornando-a ainda mais competitiva com outras fontes de geração de energia. O curto espaço de tempo necessário para sua instalação e operação imediatas, o custo "zero" de seu combustível, o baixo custo de manutenção, entre outros fatores são razões pelas quais a energia eólica tem consolidado seu espaço entre as demais fontes de energia.

O Brasil apresenta características privilegiadas para o uso de fontes renováveis de energia, em especial para a energia eólica. Ainda em versão preliminar, o Atlas Eólico do Brasil mostra ventos com velocidades médias anuais superiores a 6 m/s (medidas feita a 10m de altura), principalmente em algumas regiões do litoral nordestino. Nesse caso, a energia eólica mostra-se tecnica e economicamente viável. O trabalho de pesquisa (do autor) intitulado "Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica para Instalação de Parques Eólicos no Nordeste"[2] mostra diversos fatores característicos do sistema energético nordestino que, aliados à excelente qualidade dos ventos ao longo da costa, tornam o uso da energia eólica uma excelente opção para a complementação no fornecimento de energia para a região.

A questão do uso da energia eólica no Brasil ganhou um rumo novo a partir da reforma do setor elétrico. Essa reforma, ao introduzir novos elementos, como a racionalidade privada e a "livre concorrência" criou um novo cenário que pode favorecer novos investimentos em fontes alternativas, principalmente na figura do Produtor Independente e do Auto Produtor de Energia. Dentro desse novo cenário do setor elétrico no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem desenvolvido um importante papel na utilização das fontes alternativas de energia. Dentre as resoluções publicadas pela ANEEL, podemos citar a que trata do "Valor Normativo" (Resolução nº 233/1999, publicada no Diário Oficial de 30 de julho de 1999) que limita o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários.

Mesmo ainda incipiente, no Brasil, a energia eólica é uma fonte que deve ser explorada e largamente utilizada principalmente nas regiões onde as características do vento a tornam tecnica e economicamente viável.

A finalidade desta Dissertação é estudar a questão da utilização da energia eólica dentro de um novo cenário de reformas no setor elétrico mostrando a viabilidade técnica e econômica em projetos futuros. Primeiramente, tem-se o propósito de fazer um levantamento histórico da utilização da energia eólica como fonte alternativa de geração de energia elétrica. Nesse mesmo segmento, serão levantados quais países têm absorvido essas tecnologias, suas estratégias e as perspectivas para os próximos anos.

---

[2] Trabalho final da disciplina de Economia da Energia II do curso de mestrado em Planejamento Energético (PPE-COPPE/UFRJ). Este trabalho representa uma abordagem preliminar à Dissertação de Mestrado.

O estudo da evolução do uso da energia eólica mostrará alguns fatos que marcaram o avanço tecnológico, a evolução dos preços e as políticas adotadas nos principais países para o desenvolvimento desse segmento. A criação de novos mercados possibilitou o avanço da energia eólica principalmente nos países europeus e também nos Estados Unidos. Com o objetivo de ampliar seus mercados em potencial, vários representantes da indústria de energia eólica a nível mundial têm mostrado um interesse especial pelo Brasil visto o seu grande potencial eólico.

O novo cenário do setor elétrico apresenta desafios no que se refere à aplicação efetiva das fontes alternativas de energia em seu parque gerador. Com algumas leis e resoluções já em vigor, o desenvolvimento das fontes alternativas encontra um aporte legislativo para a sustentabilidade de novos projetos. As leis e decretos já vigentes e os projetos de leis em trâmite pelo Congresso, que beneficiam direta ou indiretamente o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, merecerão um cuidado especial nesse trabalho. Além do levantamento das características do novo cenário do setor elétrico também será apresentada uma análise de viabilidade técnica com dados do Atlas Eólico do Brasil em sua versão preliminar de 1998.

Uma vez concluido o estudo técnico mostrando uma estimativa anual de geração de energia, será feita a análise econômica. Essa análise deverá abordar diversos fatores de custos envolvidos na aquisição, instalação e manutenção de um parque eólico. Este trabalho também aborda os efeitos na análise de viabilidade econômica das resoluções da ANEEL sobre o uso da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e a fixação dos Valores Normativos, além, também, dos projetos de lei em trâmite no Congresso Nacional

A seguir, descreve-se o conteúdo desta Dissertação de Mestrado, composta por 8 Capítulos e 6 Anexos.

No segundo Capítulo, será feito um retrospecto histórico da utilização da energia eólica para geração de energia elétrica no mundo, sua evolução tecnológica e as principais decisões dos países pioneiros na utilização da energia eólica em seus parques geradores de energia elétrica. Um balanço das instalações mundiais em operação e das perspectivas futuras de novas instalações completará o panorama mundial da energia eólica. Também será abordada a questão ambiental que envolve os parques eólicos. Assuntos como emissão de CO_2, emissão de ruídos, impacto visual, entre outros, serão discutidos sempre comparados com as formas tradicionais de geração de energia.

No terceiro Capítulo será apresentada a evolução do mercado alemão que tem se mostrado como exemplo na expansão da tecnologia eólica. Essa evolução contou com incentivos fiscais e a elaboração de leis que garantissem o desenvolvimento do segmento tanto no fortalecimento da indústria interna como na criação de um mercado forte e promissor. O estudo das medidas adotadas e da evolução do mercado têm grande importância como um exemplo bem sucedido de políticas de incentivos a fontes renováveis em geral. Nesse Capítulo

também é descrito o estado da arte da energia eólica no mundo além de ser apresentado um cenário para a expansão do setor para os próximos anos

No quarto Capítulo será apresentado o estado da arte atual do parque eólico no Brasil, seus projetos-piloto, projetos comerciais e como eles estão relacionados com o novo cenário do setor elétrico. Nesse capítulo também será feito um levantamento dos principais projetos em estudo e as perspectivas da ELETROBRÁS para este segmento, além do Atlas Eólico do Brasil (projeto este financiado pela ELETROBRÁS, Cepel e INMET) que representa um importante indicativo de interesse da ELETROBRÁS em novos projetos em energia eólica para o Brasil. Serão registrados, ainda, as principais discussões e resultados das diversas reuniões do Grupo de Trabalho de Energia Eólica – GTEE, grupo este formado por vários especialistas de todo o Brasil envolvidos com energia eólica. O GTEE, sem dúvida, é uma das mais importantes iniciativas para o fortalecimento e desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

No quinto Capítulo, será feita uma análise da reforma do setor elétrico brasileiro. Essa análise será baseada em documentos e declarações oficiais que indiquem em que medida o governo brasileiro, na figura da ANEEL, demonstra a intenção de atuar no sentido de incentivar e regulamentar o uso de fontes alternativas no parque gerador de energia elétrica. Será feita, também, uma análise da regulamentação da ANEEL sobre o uso de recursos da CCC para fontes alternativas de energia e os aspectos em que projetos em energia eólica se beneficiariam desses recursos. Também nesse capítulo será estudada a Resolução da ANEEL que diz respeito aos Valores Normativos (Resolução 233/1999) e como essa Resolução afeta os futuros projetos em energia eólica.

No sexto Capítulo, será desenvolvida uma metodologia de análise de mapas eólicos com o objetivo de localizar áreas estratégicas para implantação de parques eólicos. Nesse capítulo serão abordados os principais aspectos que influenciam a produção energética a partir dos ventos tais como o relevo, a variação sazonal da velocidade do vento ao longo do ano, os parâmetros de distribuição de Weilbull (parâmetros “c” e “k”) entre outros. Uma vez mapeadas as macro-regiões dentro dos mapas eólicos disponíveis, com suas características peculiares de perfil do vento, será calculada a produção energética disponível para cada uma delas.

Uma vez com o perfil de vento de cada macro-região e sua energia disponível determinados, será estimada a energia produzida por alguns tipos de turbina eólica para cada perfil de vento. Juntamente com os dados da produção energética de cada turbina serão levantados os principais pontos para uma análise de viabilidade econômica.

No sétimo Capítulo será feita a análise de viabilidade econômica com base nos dados energéticos do capítulo sexto. Para essa análise, serão utilizados dados recentes de preços de turbinas, seus custos médios de projeto, instalação, operação e manutenção. Será feito um estudo preliminar da distribuição percentual do custo de cada etapa do projeto. Inicialmente, será adotada a média da distribuição dos custos dos projetos já instalados em países da Europa.

Essa média pode variar de fabricante para fabricante. Através de levantamento de preço, serão avalidadas as melhores opções de investimentos.

O estudo de macro-regiões mostrará os custos da energia gerada, sua viabilidade técnica e econômica. Essa análise mostrará as regiões que possuem um potencial natural para o uso da energia eólica para geração de energia elétrica além de estudar as possibilidades de investimentos em projetos eólicos, tanto no uso dos recursos da CCC quanto na venda de energia nos limites estabelecidos na regulamentação dos Valores Normativos.

CAPÍTULO 2

EVOLUÇÃO HISTÓRICA E O MEIO AMBIENTE

A energia eólica como fonte alternativa de energia tem mostrado, ao longo do século XX, a sua importância no mercado energético mundial. Historicamente, a energia eólica tem ajudado o homem em diversas atividades, já desde épocas remotas, com a utilização de máquinas simples e rústicas para o bombeamento de água e moagem de grãos. No final do século XIX e todo o século XX, a utilização dos ventos para a geração de energia elétrica foi marcada por grandes desafios em pesquisa e desenvolvimento. Vários países investiram em diversos protótipos de turbinas eólicas para serem conectadas à rede para o fornecimento de energia elétrica.

O mercado eólico mundial experimentou profundas transformações principalmente após os choques do petróleo da década de setenta. Esse mercado, até então obsoleto e principalmente voltado para a pesquisa e desenvolvimento de novos conceitos e modelos, passou a enxergar um mercado de desenvolvimento industrial. A partir de então, novos estudos e projetos foram desenvolvidos no sentido de ampliar o mercado para o fortalecimento do setor eólico industrial. Nos últimos vinte anos, a indústria eólica mundial cresceu significativamente no amadurecimento de suas tecnologias e também na procura de novos mercados.

Importantes iniciativas políticas possibilitaram que países como a Alemanha, Estados Unidos e Dinamarca alcançassem um importante destaque na energia eólica mundial. Subsídios e leis federais, que garantiam a compra da energia elétrica proveniente de fontes renováveis, ampliaram o uso da energia eólica no *mix* da geração de energia elétrica em diversos países em todo o mundo. Um dos grandes incentivos para o uso dessa forma de energia está nos baixos impactos ambientais causados por ela.

2.1 Aspectos históricos do uso da energia eólica

Com o avanço da agricultura, o homem necessitava cada vez mais de ferramentas que o auxiliassem nas diversas etapas do trabalho. Tarefas como a moagem dos grãos e o bombeamento de água exigiam cada vez mais esforço braçal e animal. Isso levou ao desenvolvimento de uma forma primitiva de moinho de vento, utilizada no beneficiamento dos produtos agrícolas, que constava de um eixo vertical acionado por uma longa haste presa a ela, movida por homens ou animais caminhado numa gaiola circular. Existia também outra

tecnologia utilizada para o beneficiamento da agricultura onde uma gaiola cilíndrica era conectada a um eixo horizontal e a força motriz (homens ou animais) caminhava no seu interior.

Esse sistema foi aperfeiçoado com a utilização de cursos d'água como força motriz surgindo, assim, as rodas d'água. Historicamente, o uso das rodas d'água precede a utilização dos moinhos de ventos devido a sua concepção mais simplista de utilização de cursos naturais de rios como força motriz. Como não se dispunha de rios em todos os lugares para o aproveitamento em rodas d'água, a percepção do vento como fonte natural de energia possibilitou o surgimento de moinhos de ventos substituindo a força motriz humana ou animal nas atividades agrícolas.

O primeiro registro histórico da utilização da energia eólica para bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos é proveniente da Pérsia, por volta de 200 A.C. Tratava-se de um cata-vento de eixo vertical como mostrado na figura 2.1. Esse tipo de moinho de eixo vertical veio a se espalhar pelo mundo islâmico sendo utilizado por vários séculos. Acredita-se que antes da invenção dos cata-ventos na Pérsia, a China (por volta de 2000 A.C.) e o Império Babilônico (por volta 1700 A.C) também utilizavam cata-ventos rústicos para irrigação (CHESF-BRASCEP, 1987). (SHEFHERD, 1994)

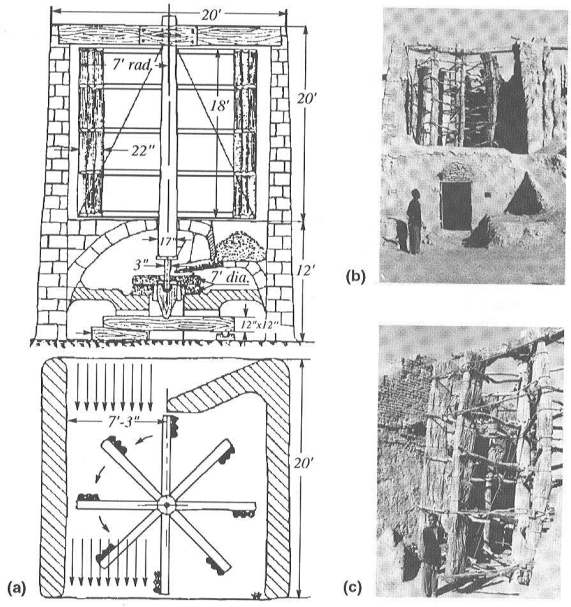


Figura 2.1 – Um moinho de vento persa ainda em funcionamento na cidade de Neh (a) a pedra do moinho está abaixo do rotor e as velas estão fixadas nas palhetas, (b) vista geral da parede sul do moinho , (c) vista ampliada das velas da palheta (Fonte: SHEFHERD, 1994)

Mesmo com baixa eficiência devido a suas características, os cata-ventos primitivos apresentavam vantagens importantes para o desenvolvimento das necessidades básicas de

bombeamento d'água ou moagem de grãos, substituindo a força motriz humana ou animal. Pouco se sabe sobre o desenvolvimento e uso dos cata-ventos primitivos da China e Oriente Médio como também dos cata-ventos surgidos no Mediterrâneo. Um importante desenvolvimento da tecnologia primitiva foram os primeiros modelos a utilizarem velas de sustentação em eixo horizontal encontrados nas ilhas gregas do Mediterrâneo.

A introdução dos cata-ventos na Europa deu-se, principalmente, no retorno das Cruzadas há 900 anos. Os cata-ventos foram largamente utilizados e seu desenvolvimento bem documentado. As máquinas primitivas persistiram até o século XII quando começaram a ser utilizados moinhos de eixo horizontal na Inglaterra, França e Holanda, entre outros países. Os moinhos de vento de eixo horizontal do tipo "holandês" foram rapidamente disseminados em vários países da Europa. Durante a Idade Média, na Europa, a maioria das leis feudais incluía o direito de recusar a permissão à construção de moinhos de vento pelos camponeses, o que os obrigava a usar os moinhos dos senhores feudais para a moagem dos seus grãos. Dentro das leis de concessão de moinhos também se estabeleceram leis que proibiam a plantação de árvores próximas ao moinho assegurando, assim, o "direito ao vento". Os moinhos de vento na Europa tiveram, sem dúvida, uma forte e decisiva influência na economia agrícola por vários séculos. Com o desenvolvimento tecnológico das pás, sistema de controle, eixos etc, o uso dos moinhos de vento propiciou a otimização de várias atividades utilizando-se a força motriz do vento.

Na Holanda, durante os séculos XVII a XIX, o uso de moinhos de vento em grande escala esteve relacionado amplamente com a drenagem de terras cobertas pelas águas. A área de Beemster Polder, que ficava três metros abaixo do nível do mar, foi drenada por 26 moinhos de vento de até 50 HP cada, entre os anos de 1608 e 1612. Mais tarde, a região de Schermer Polder também foi drenada por 36 moinhos de vento durante quatro anos, a uma vazão total de 1000 m^3/min.(SHEPHERD, 1994) Os moinhos de vento na Holanda tiveram uma grande variedade de aplicações. O primeiro moinho de vento utilizado para a produção de óleos vegetais foi construído em 1582. Com o surgimento da imprensa e o rápido crescimento da demanda por papel, foi construído, em 1586, o primeiro moinho de vento para fabricação de papel. Ao fim do século XVI, surgiram moinhos de vento para acionar serrarias para processar madeiras provenientes do Mar Báltico. Em meados do século XIX, aproximadamente 9000 moinhos de vento existiam em pleno funcionamento na Holanda. (WADE, 1979 *apud* CHESF-BRASCEP, 1987) O número de moinhos de vento na Europa nesse período mostra a importância do seu uso em diversos países como a Bélgica (3000 moinhos de vento), Inglaterra (10000 moinhos de vento) e França (650 moinhos de vento na região de Anjou). (CHESF-BRASCEP, 1987)

Um importante marco para a energia eólica na Europa, principalmente na Holanda, foi a Revolução Industrial do final do Século XIX. Com o surgimento da máquina a vapor, iniciou-se o declínio da energia eólica na Holanda. Já no início do século XX, existiam apenas 2500 moinhos de ventos em operação, caindo para menos de 1000 no ano de 1960.(CHESF-

BRASCEP, 1987) Preocupados com a extinção dos moinhos de vento pelo novo conceito imposto pela Revolução Industrial, foi criada, em 1923, uma sociedade holandesa para conservação, melhoria de desempenho e utilização mais efetiva dos moinhos holandeses.

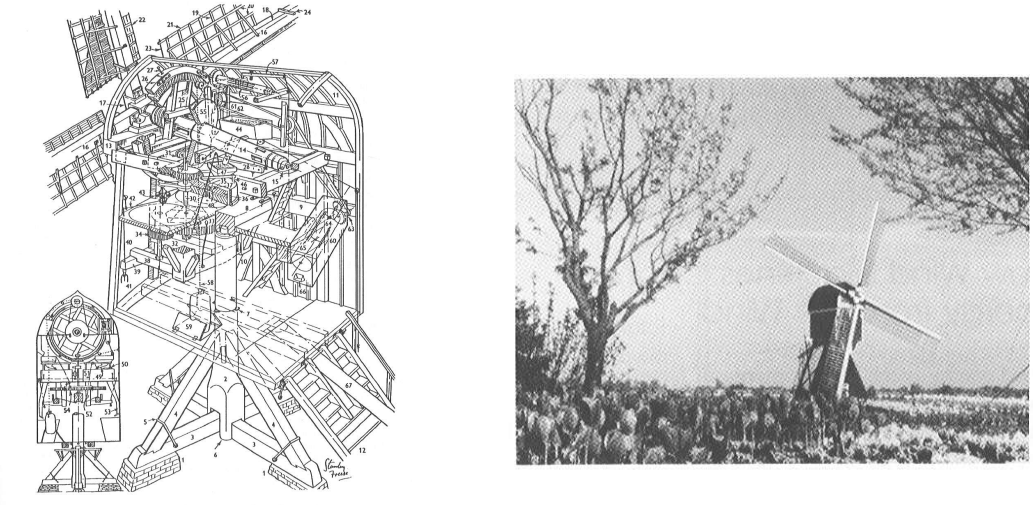


Figura 2.2 - Detalhes da complexidade de um moinho de vento holandês
(Fonte: DIVONE,1994 e NREL,1996)

A utilização de cata-ventos de múltiplas pás destinados ao bombeamento d'água desenvolveu-se de forma efetiva, em diversos países, principalmente nas suas áreas rurais. Acredita-se que desde a segunda metade do século XIX mais de 6 milhões de cata-ventos já teriam sido fabricados e instalados somente nos Estados Unidos para o bombeamento d'água em sedes de fazendas isoladas e para abastecimento de bebedouros para o gado em pastagens extensas (CHESF-BRASCEP, 1987). Os cata-ventos de múltiplas pás foram usados também em outras regiões como a Austrália, Rússia, África e América Latina. O sistema se adaptou muito bem às condições rurais tendo em vista suas características de fácil operação e manutenção. Toda a estrutura era feita de metal e o sistema de bombeamento era feito por meio de bombas e pistões favorecidos pelo alto torque fornecido pela grande número de pás. Até hoje esse sistema é largamente usado em várias partes do mundo para bombeamento d'água.

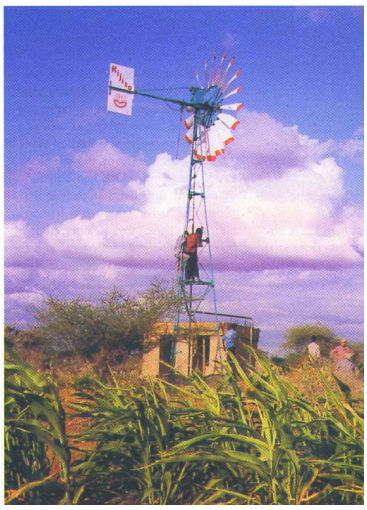


Figura 2.3 – Exemplo de um cata-vento de múltiplas pás instalado no Kenia. (fonte: NEW ENERGY, 1999)

2.1.1 O desenvolvimento de aerogeradores de pequeno porte no Século XX

O início do Século XX foi marcado por profundas transformações tecnológicas. A eletricidade como forma de transformação, transporte e utilização de energia alterou os níveis de conforto "per capita" das populações por ela atingidas, principalmente nos meios urbanos. Indiscutivelmente a invenção do motor a combustão interna, aproveitando combustíveis fósseis processados, mudaria irreversivelmente a sociedade. A descoberta de grandes reservas naturais alterou profundamente o panorama de consumo energético gerando uma multiplicidade de demanda e de formas de utilização.

Nesse momento, a energia eólica inicia um declínio de sua utilização devido ao novo cenário competitivo técnico e econômico das novas tecnologias de fornecimento de energia. As grandes reservas de petróleo, a economia de escala do processamento de combustíveis e da fabricação dos motores de combustão interna (ciclo Otto e Deisel) tornaram o petróleo a força motriz mais poderosa com custos acessíveis. O uso da energia elétrica, de certa forma, também propagou-se em direção aos grandes centros consumidores. Através de sistemas de distribuição centralizada, aproveitaram-se diversas formas de geração como a energia hidráulica de grandes cursos d'água, máquina a vapor ou grandes motores a combustão interna na geração de energia elétrica.

Mesmo em um cenário de declínio da utilização da energia eólica na geração de energia elétrica, alguns países com pequenas reservas de petróleo ou mesmo sem grandes rios para a geração de energia elétrica, mantiveram o desenvolvimento da energia eólica para geração de energia elétrica. Esse é o caso da Dinamarca que, em 1890, iniciou um programa para o desenvolvimento e utilização em larga escala de aerogeradores – máquinas eólicas para geração

elétrica. Em 1908, 72 modelos entre 5 e 25 kW estavam em operação. Em 1918 já havia 120 modelos instalados, mas esse número diminuiria após a Segunda Guerra Mundial, pois a geração de energia elétrica já se havia voltado para grandes geradores centralizados, movidos a combustíveis fósseis, devido ao rápido desenvolvimento da tecnologia de extração e utilização econômica do carvão e principalmente do petróleo. (CHESF-BRASCEP, 1987)

Na década de trinta, os Estados Unidos e a Rússia estavam empenhados em um grande esforço na expansão territorial e a utilização de aerogeradores tornou-se uma excelente opção devido à necessidade de utilização dos recursos energéticos disponíveis nas regiões isoladas onde, muitas vezes, a rede de distribuição não existia.

Nos Estados Unidos, a partir de 1933, foram utilizados em larga escala aerogeradores de pequeno porte, geralmente de duas ou três pás tipo hélices. Nesse sistema, a hélice movia um gerador de corrente contínua através de uma caixa de multiplicação onde a energia era armazenada, geralmente, em baterias para racionalizar sua utilização independente das flutuações de regime de vento. Um dos projetos bem sucedidos foi o aerogerador Jacobs (figura 2.4) apresentando três pás, controle centrífugo de passo, diâmetro de 4,27 metros e pás de madeira tipo hélice. Esse sistema fornecia 1kW elétrico para velocidade de 5,5 m/s, representando respectivamente o consumo elétrico de uma residência típica e a velocidade média de vento conhecida na época. (JACOBS, 1973 *apud* SHEFHERD, 1994)

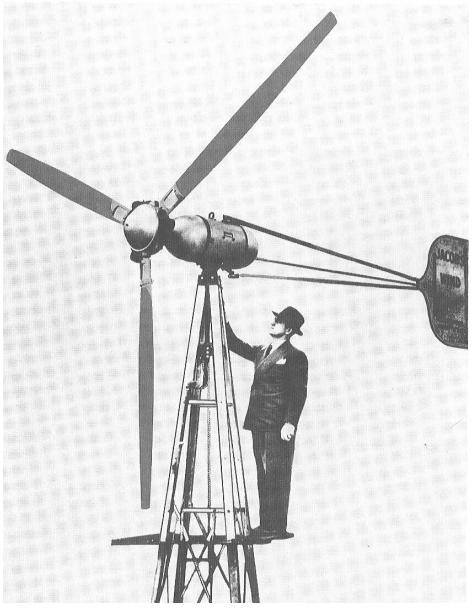


Figura 2.4 – Típico sistema eólico de carregamento de baterias para sistemas isolados utilizados na década de trinta – Aerogerador Jacobs (Fonte: SHEFHERD,1994)

A expansão do uso de aerogeradores de pequeno porte, destinados ao fornecimento de energia elétrica domiciliar, prosseguiu entre as décadas de trinta até a década de sessenta com

vendas nos Estados Unidos e também em outros países. O sistema de controle do modelo Jacobs (o grande sucesso americano) possibilitou maior segurança ao gerador em ventos fortes, incluindo furacões e tempestades. A produção dessa categoria de aerogeradores sofreu uma grande queda (praticamente se encerrou) no ano de 1960 quando o Ato de Eletrificação Rural Americano havia conseguido suprir a maioria das fazendas e residências rurais com energia elétrica mais barata. (ELETROBRÁS, 1977)

2.1.2 O desenvolvimento de aerogeradores de grande porte no Século XX

Com o avanço da rede elétrica, foram feitas, também no início do século XX, várias pesquisas para o aproveitamento da energia eólica em geração de grandes blocos de energia. Enquanto os Estados Unidos estavam difundindo o uso de aerogeradores de pequeno porte nas fazendas e residências rurais isoladas, a Rússia investia na conexão de aerogeradores de médio e grande porte diretamente na rede.

O início da adaptação dos cata-ventos para geração de energia elétrica teve início no final do século XIX Em 1888, Charles F. Bruch, um industrial voltado para eletrificação em campo, ergueu na cidade de Cleveland, Ohio, o primeiro cata-vento destinado a geração de energia elétrica. Tratava-se de um cata-vento que fornecia 12 kW em corrente contínua para carregamento de baterias as quais eram destinadas, sobretudo, para o fornecimento de energia para 350 lâmpadas incandescentes (SCIENTIFIC AMERICAN, 1890 *apud* SHEFHERD,1994) (RIGHTER,1991 *apud* SHEFHERD,1994). Bruch utilizou-se da configuração de um moinho para o seu invento. A roda principal, com suas 144 pás, tinha 17m de diâmetro em uma torre de 18m de altura. Todo o sistema era sustentado por um tubo metálico central de 36 cm que possibilitava o giro de todo o sistema acompanhando, assim, o vento predominante. Esse sistema esteve em operação por 20 anos sendo desativado em 1908. Sem dúvida, o cata-vento de Bruch foi um marco na utilização dos cata-ventos para a geração de energia elétrica.

O invento de Bruch apresentava três importantes inovações para o desenvolvimento no uso da energia eólica para geração de energia elétrica. Em primeiro lugar, a altura utilizada pelo invento estava dentro das categorias dos moinhos de ventos utilizados para beneficiamento de grãos e bombeamento d'água. Em segundo lugar, foi introduzido um mecanismo de grande fator de multiplicação da rotação das pás (50:1) que funcionava em dois estágios possibilitando um máximo aproveitamento do dínamo cujo funcionamento estava em 500 rpm. Em terceiro lugar, esse invento foi a primeira e mais ambiciosa tentativa de se combinar a aerodinâmica e a estrutura dos moinhos de vento com as recentes inovações tecnológicas na produção de energia elétrica.

Um dos primeiros passos para o desenvolvimento de turbinas eólicas de grande porte para aplicações elétricas foi dado na Rússia em 1931. O aerogerador *Balaclava* (assim chamado) era um modelo avançado de 100 kW conectado, por uma linha de transmissão de 6,3 kV de 30 km, a uma usina termelétrica de 20 MW. Essa foi a primeira tentativa bem sucedida de se conectar um aerogerador de corrente alternada com uma usina termelétrica (SEKTOROV, 1934 *apud* SHEFHERD, 1994). A energia medida foi de 280.000 kWh.ano, o que significa um fator médio de utilização de 32%. O gerador e o sistema de controle ficavam no alto da torre de 30 metros de altura, e a rotação era controlada pela variação do ângulo de passo das pás. O controle da posição era feito através de uma estrutura em treliças inclinada apoiada sobre um vagão em uma pista circular de trilhos. (CHESF-BRASCEP, 1987)(SHEFHERD, 1994)

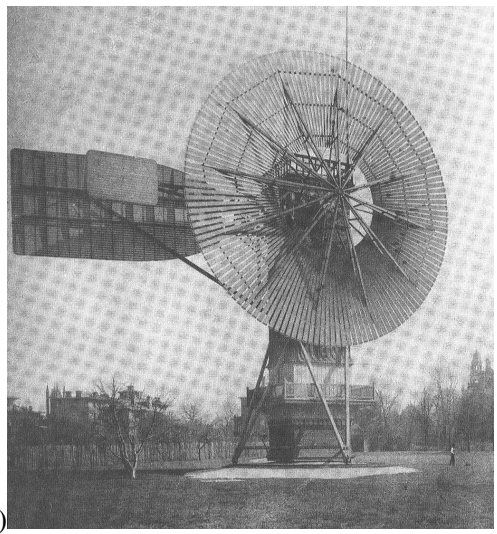
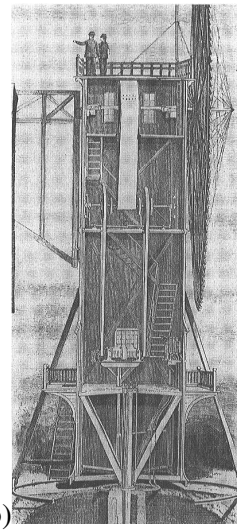
a)  b) 

Figura 2.5 – Vista frontal (a) e vista interna (a) da turbina eólica de Brush. Primeira planta de geração eólica operada entre 1888 a 1908 na cidade de Cleveland – Ohio.
(Fonte:SPERA,1994)

Figura 2.6 – Turbina Eólica Balaclava 1931 (Fonte: SHEPHERD,1994)

Após o desenvolvimento desse modelo, foram projetados outros modelos mais ambiciosos de 1 MW e 5 MW. Aparentemente esses projetos não foram concluídos devido à forte concorrência de outras tecnologias, principalmente a tecnologia de combustíveis fósseis que, com o surgimento de novas reservas, tornava-se mais competitiva economicamente contribuindo, assim, para o abandono de projetos ambiciosos de aerogeradores de grande porte.

A Segunda Guerra Mundial (1939-1945) contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte uma vez que os países em geral empenhavam grandes esforços no sentido de economizar combustíveis fósseis. Os Estados Unidos desenvolveram um projeto de construção do maior aerogerador até então projetado. Tratava-se do aerogerador *Smith-Putnam* cujo modelo apresentava 53.3 m de diâmetro, uma torre de 33.5 m de altura e duas pás de aço com 16 toneladas. Na geração elétrica, foi usado um gerador síncrono de 1250 kW com rotação constante de 28 rpm, que funcionava em corrente alternada, conectado diretamente à rede elétrica local. (VOADEN,1943 *apud* SHEFHERD, 1994) (PUTNAM,1948 *apud* SHEFHERD, 1994) (KOEPPL, 1982 *apud* SHEFHERD, 1994) Esse aerogerador iniciou seu funcionamento em 10 de outubro de 1941, em uma colina de Vermont chamada Grandpa's Knob. Em março de 1945, após quatro anos de operação intermitente, uma das suas pás (que eram metálicas) quebrou-se por fadiga (SHEFHERD, 1994) (EWEA, 1998A).

Após o fim da Segunda Guerra, os combustíveis fósseis voltaram a abundar em todo o cenário mundial. Um estudo econômico na época mostrava que aquele aerogerador não era mais competitivo e, sendo assim, o projeto foi abandonado. Esse projeto foi pioneiro na organização de uma parceria entre a indústria e a universidade objetivando pesquisas e desenvolvimento de novas tecnologias voltadas para a geração de energia elétrica através dos ventos. Essa parceria viabilizou o projeto com o maior número de inovações tecnológicas até então posto em funcionamento.

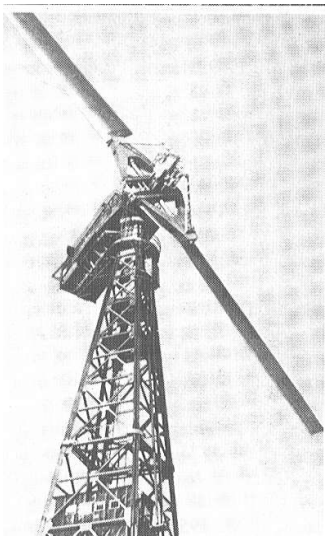


Figura 2.7 – Turbina eólica *Smith-Putnam* (1941): Primeira planta eólica de classe MW (Fonte: SHEFHERD, 1994)

De uma forma geral, após a Segunda Guerra Mundial, o petróleo e grandes usinas hidrelétricas se tornaram extremamente competitivos economicamente, e os aerogeradores foram construídos apenas para fins de pesquisa , utilizando e aprimorando técnicas aeronáuticas na operação e desenvolvimento de pás além de aperfeiçoamentos no sistema de geração. A Inglaterra, durante a década de cinquenta, promoveu um grande estudo anemométrico em 100 localidades das Ilhas Britânicas culminando, em 1955, com a instalação de um aerogerador experimental de 100 kW em Cape Costa, Ilhas Orkney (CHESF-BRASCEP, 1987) (DIVONE, 1994). Também na década de cinquenta, foi desenvolvido um raro modelo de aerogerador de 100 kW com as pás ocas e com a turbina e gerador na base da torre. Ambos os modelos desenvolvidos na Inglaterra foram abandonados por problemas operacionais e principalmente por desinteresse econômico.

A Dinamarca, no período inicial da 2º Guerra Mundial, apresentou um dos mais significativos crescimentos em energia eólica em toda Europa. Esse avanço deu-se sob a direção dos cientistas dinamarqueses Poul LaCour e Johannes Juul (JULL, 1964 *apud* DIVONE, 1994). Sendo um país pobre em fontes energéticas naturais, a utilização da energia eólica teve uma grande importância quando, no período entre as duas guerras mundiais, o consumo de óleo combustível estava racionado. Durante a 2º Guerra Mundial, a companhia F.L.Smidth (F.L.S) foi a pioneira no desenvolvimento de uma série de aerogeradores de pequeno porte na faixa de 45 kW. Nesse período, a energia eólica na Dinamarca produzia, eventualmente, cerca de 4 milhões de quilowatt-hora anuais dada a grande utilização dessas turbinas em todo o país. O sucesso dos aerogeradores de pequeno porte da F.L.S, que ainda operavam em corrente contínua, possibilitou um projeto de grande porte ainda mais ousado. Projetado por Johannes Juul, um aerogerador de 200 kWcom 24 m de diâmetro de rotor foi instalado nos anos de 1956 e 1957 na ilha de Gedser. Esse aerogerador apresentava três pás e era sustentado por uma torre de concreto. O sistema forneceu energia em corrente alternada para a companhia elétrica Sydøstsjaellands Elektricitets Aktieselskab (SEAS), no período entre 1958 até 1967, quando o fator de capacidade atingiu a meta de 20% em alguns dos anos de operação. (DIVONE, 1994) (EWEA, 1998a)

A França também se empenhou nas pesquisas de aerogeradores conectados à rede elétrica. Entre 1958 e 1966 foram construídos diversos aerogeradores de grande porte. Entre os principais estavam três aerogeradores de eixo horizontal e três pás. Um dos modelos apresentava 30 metros de diâmetro de pá com potência de 800 kW a vento de 16,5 m/s. Esse modelo esteve em operação, conectado a rede EDF, nos anos de 1958 a 1963 (CHESF-BRASCEP, 1987) (BONNEFILLE, 1974 *apud* DIVONE, 1994). Todo o sistema elétrico funcionou em estado satisfatório o que não ocorreu, entretanto, com diversas partes mecânicas. O mais importante desse projeto foi, sem dúvida, o bom funcionamento interligado à rede

elétrica de corrente contínua. O segundo aerogerador apresentava 21 metros de diâmetro operando com potência de 132 kW a vento de 13,5 m/s; foi instalado próximo ao canal inglês de Saint-Remy-des-Landes onde operou com sucesso durante três anos, com um total de 60 dias em manutenção por problemas diversos (CHESF-BRASCEP, 1987) (DIVONE, 1994). O terceiro aerogerador operou por apenas sete meses entre 1963 e 1964. Tratava-se de um aerogerador que operava com potência de 1085 kW a vento de 16.5 m/s, apresentava três pás com um rotor de 35 m. Esses três protótipos mostraram claramente a possibilidade de se interconectar aerogeradores na rede de distribuição de energia elétrica. (DIVONE, 1994)

Figura 2.8 – Turbina eólica da Ilha de Gedser com 200 kW
e 34 m de diâmetro após sua reforma em 1977 (Fonte: www.windpower.dk)

Durante o período entre 1955 e 1968, a Alemanha construiu e operou um aerogerador com o maior número de inovações tecnológicas na época. Os avanços tecnológicos desse modelo persistem até hoje na concepção dos modelos atuais mostrando o seu sucesso de operação. Tratava-se de um aerogerador de 34 metros de diâmetro operando com potência de 100kW, a ventos de 8m/s (HÜTTER, 1973, 1974 *apud* DIVONE, 1994). Esse aerogerador possuía rotor leve em materiais compostos, duas pás a juzante da torre, sistema de orientação amortecida por rotores laterais e torre de tubos estaiada; operou por mais de 4.000 horas entre 1957 e 1968. As pás, por serem feitas de materiais compostos, aliviaram os esforços em rolamentos diminuindo assim os problemas de fadiga. Essa inovação mostrou ser muito mais eficiente comparada aos modelos até então feitos de metais. Em 1968, quando o modelo foi desmontado e o projeto encerrado por falta de verba, as pás do aerogerador apresentavam perfeitas condições de uso (CHESF-BRASCEP, 1987) (DIVONE, 1994).

2.1.3 Os choques do preço do petróleo na década de setenta e novos investimentos em energia eólica

Todos os projetos anteriores à década de setenta foram desativados devido aos baixos preços do petróleo e à expansão da rede de energia elétrica gerada em usinas hidrelétricas e termelétricas. Dentro das novas tecnologias também existia a perspectiva de que a energia nuclear viesse a ser uma fonte segura e barata de geração de energia elétrica. Nesse cenário, os projetos de aerogeradores se restringiam somente a estudos acadêmicos sem nenhum grande interesse comercial.

Em outubro de 1973, a economia mundial é fortemente abalada pelo choque das altas sucessivas do preço do petróleo. O primeiro aumento do petróleo eleva o preço do barril de US$ 1,77 em 1972, para US$ 11,65 em novembro de 1973. Depois de cinco anos de relativa estabilidade, um novo choque eleva o preço de referência do barril de petróleo para valores superiores a US$ 35,00/bl no decorrer do quarto trimestre de 1979. Todos os países importadores pertencentes a OCDE reagiram com rapidez à elevação dos preços. A Agência Internacional de Energia (AIE), criada em 1974, diante desse problema, propõe para os países membros da OCDE diretivas para a redução da parte do petróleo da OPEP em seus abastecimentos energéticos. Nas diretivas propostas, três são os objetivos gerais: (MARTIN, 1992)

- Diversificar as fontes de importação de petróleo;
- Substituir o petróleo por outras fontes de energia;
- Utilizar a energia com mais racionalidade.

Os sucessivos choques do preço do petróleo propiciaram a retomada de investimentos em energia eólica. As pesquisas e investimentos estavam direcionados ao uso de aerogeradores conectados a redes operadas por usinas termelétricas. Com o aumento do combustível, o custo da energia gerada em usinas termelétricas justificava economicamente a retomada de investimentos no setor eólico de grande porte. Países como Estados Unidos, Alemanha e Suécia iniciaram seus investimentos na pesquisa de novos modelos.

Na década de setenta, os Estados Unidos iniciaram suas pesquisas com modelos de eixo horizontal e também com modelos de eixo vertical. Com o mercado de aerogeradores de pequeno porte já crescente, o governo americano, através de seus órgãos de pesquisa, iniciou projetos com modelos de grande porte testando e aprimorando várias configurações. O modelo de pás-curvas para aerogeradores de eixo vertical foi patenteado por G.J.M. Darrieus, na França,

em 1925 e, nos Estados Unidos, em 1931 e foi aperfeiçoado na década de sessenta por Peter South e Raj Rangi, membros *do National Research Council* do Canadá (SPERA,1994). Nos Estados Unidos, pesquisadores do *Lewis Research Center*, órgão diretamente ligado ao *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), no início da década de setenta, iniciaram pesquisas na medição do vento em Porto Rico (medição voltada para outros fins) e constataram excelentes sítios propícios para a geração eólica. Esse foi o marco para o início das pesquisas em energia eólica pelo referido laboratório. Essas pesquisas se extenderam por 15 anos (PUTHOFF, 1974 *apud* DIVONE, 1994).

Uma das primeiras atividades sob o Programa Federal de Energia Eólica de 1975 (ver com mais detalhes nos próximos tópicos) foi a cooperação da Agência Americana de Energia (DOE) e da NASA no projeto de construção de um modelo experimental de média escala e de eixo horizontal denominado de Mod-0. Tratava-se de um aerogerador de 100 kW de potência nominal (com ventos, no eixo do rotor, a 8 m/s), uma torre com 30.5 m e um rotor de 38.1 m de diâmetro (DIVONE, 1994). O primeiro modelo foi instalado em 1975 e, durante dez anos de pesquisas, várias outras configurações foram estudadas. Diversos materiais foram utilizados e novas concepções implementadas de forma a obter os melhores resultados de aproveitamento do vento e de geração de energia. Dentro desse projeto, já em 1979, também foi construído o modelo Mod-0A de 200 kW e 38.1m de diâmetro. Foram instaladas quatro máquinas que funcionaram até o ano de 1982, acumulando um total de mais de 38000 horas de operação (SHALTENS, 1983 *apud* DIVONE, 1994). Um dos quatro modelos Mod-0A estava instalado na Ilha de Oahu – Hawaii onde um excelente aproveitamento da energia eólica, nos últimos meses de operação, alcançou um fator de capacidade de 48%. Esse excelente resultado foi o principal fato no aumento de interesse no uso de energia eólica para o suprimento de energia na então problemática rede elétrica da *Hawaii Electric Company* (DIVONE, 1994).

A continuação do Programa Federal de Energia Eólica possibilitou o estudo de turbinas na faixa de mega-watts de potência. O projeto Mod-1foi instalado em 1979, em uma pequena montanha perto da cidade de Boone, Carolina do Norte. Tratava-se de um aerogerador de eixo horizontal de 2.0 MW e rotor de duas pás com 61 m de diâmetro. Outros projetos foram implementados através da cooperação NASA-DOE, tais como o projeto Mod-2 (2.5 MW de potência e diâmetro de 91.4 m) e o Mod-5B (3.5 MW de potência e diâmetro de 100 m) implementado na Ilha de Oahu – Hawaii em 1987.

Figura 2.9 – Turbina eólica Mod-5B instalada na Ilha de Oahu – Hawaii em 1987 no projeto de cooperação DOE/NASA (Fonte: NREL, 1996)

Pesquisas em turbinas eólicas de eixo vertical utilizando o modelo Darrieus foram iniciadas no Centro de Pesquisas Langley, da NASA, já no início da década de setenta. Entretanto, o *Sandia National Laboratories,* instalado na cidade de Albuquerque – Novo México, tornou-se o centro de pesquisas e desenvolvimento de turbinas eólicas de eixo vertical nos Estados Unidos. Pesquisas iniciais foram feitas em um modelo pequeno de 17 m de diâmetro, 100 kW, cuja principal finalidade estava na adaptação de formas e materiais para que o modelo Darrieus de eixo vertical se tornasse competitivo com os modelos de eixo horizontal (SANDIA, 2000). Os testes com modelos Darrieus continuaram. Entre 1984 e 1987, um modelo de 34 m de 625 kW foi projetado e instalado pela SANDIA no campo de testes do Departamento de Agricultura Americano em Bushland, Texas (figura 2.10). Essa turbina de eixo vertical trouxe consigo um grande número de avanços tecnológicos para operação em grandes potências. Entretanto, foi no modelo de 17 m de 100 kW que o uso comercial das turbinas de eixo vertical mostrou-se mais convidativo ao mercado gerador. No início dos anos 80, foram instalados, no Estado da Califórnia, aproximadamente 600 modelos Darrieus com potência total instalada superior a 90 MW (MURACA, 1975 *apud* DIVONE 1994).

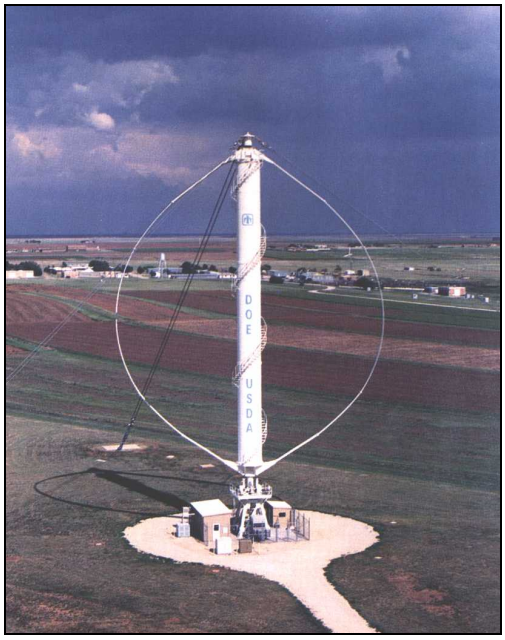


Figura 2.10 – Turbina eólica de eixo vertical de 34m de diâmetro projetada e instalada pelo SANDIA para testes na cidade Bushland, Texas (Fonte: SANDIA, 2000)

Os alemães também desenvolveram modelos para fins de pesquisa no período dos choques de alta dos preços do petróleo. Em 1982, construíram a maior turbina eólica até então instalada: o GROWIAN (*Grosse windenergie Anlage*). Tratava-se de um modelo que representava as mais altas tecnologias disponíveis até o momento. Uma turbina era fixada em uma torre tubular flexível com 100 m de altura e 100 m de diâmetro de rotor, com duas pás e capacidade de gerar 3.000 kW a ventos de 11.8 m/s. Mesmo sendo um projeto de grande relevância para o aprendizado de grandes turbinas eólicas, o funcionamento da turbina nunca foi satisfatório o que levou ao encerramento do projeto após o período de testes (CHESF-BRASCEP, 1987).

2.1.4 A evolução comercial de turbinas eólicas de grande porte

O comércio das turbinas eólicas no mundo se desenvolveu rapidamente em tecnologia e tamanhos durante os últimos 15 anos. A figura 2.10 mostra o impressionante desenvolvimento do tamanho e da potência de turbinas eólicas desde 1985. A grande variedade de tipos e modelos disponíveis no mercado ainda não pararam de crescer. Atualmente, a grande maioria das turbinas comerciais da classe de MW está instalada na Alemanha, fato esse que mostra a importância do mercado alemão no desenvolvimento técnico mundial. Em termos gerais, os aerogeradores ainda não alcançaram seus limites de tamanho tanto *onshore* quanto *offshore*.

A nível comercial, a Alemanha transformou sua indústria que, em alguns momentos, foi considerada obsoleta, no mais importante parque mundial de fornecedores de turbinas eólicas. Essa industria, em um primeiro momento subsidiada pelo governo, aprimorou-se na busca de novos mercados investindo em tecnologia de novos modelos. Com um mercado crescente e promissor, a indústria eólica passou a investir na viabilidade técnica e comercial de novos modelos de turbinas operando com potência na faixa de MW. Sem dúvida, a intervenção do Estado com leis de subsídios foi fundamental para o crescimento do mercado.

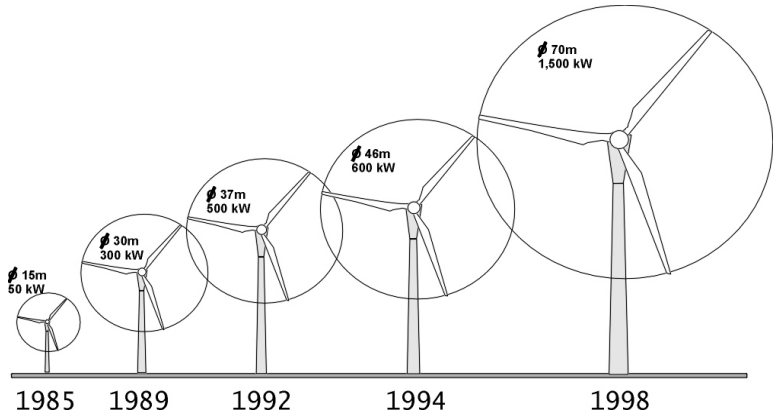


Figura 2.10 – Evolução do tamanho dos aerogeradores comerciais durante os últimos 15 anos. (Fonte: DEWI, 1998)

Nos Estados Unidos o grande passo foi a viabilização político-institucional possibilitada pelas leis americanas. A lei que regulamenta a geração de eletricidade pela iniciativa privada, denominada PURPA (*Public Utility Regulatory Purchase Act*), além de instituir a compra de energia pelas companhias de eletricidade, beneficia os investimentos em máquinas eólicas de geração com incentivos fiscais. Na Alemanha, programas governamentais destinados ao fomento do mercado eólico interno tiveram início no final da década de oitenta, com o "Programa Experimental de 250 MW" e, mais tarde, no início da década de noventa, com a "Lei de Alimentação de Eletricidade". Essa Lei vigorou por toda a década de noventa garantindo a expansão da indústria alemã tanto para o mercado interno quanto para o externo.

O crescimento da indústria eólica na Europa e nos Estados Unidos possibilitou investimentos privados direcionados a modelos cada vez maiores para o mercado *onshore* e também para o incipiente e promissor mercado *offshore*. Diversos países, entre eles a Dinamarca, Suécia, Reino Unido e Estados Unidos, empenharam-se, entre os anos de 1977 e 1986, em estudos de viabilidade técnica-econômica para aplicações de grande escala *offshore*. Todos os grandes projetos serviram de importante referência nos estudos realizados pela Agência Internacional de Energia (AIE) através do seu Programa de Energia Eólica. O estudo apresentado pela AIE mostrou comparações nos tipos de instalações das turbinas, variação no

diâmetro do rotor entre 70 e 100 m além da faixa de potência que deveria estar entre 3 e 6 MW. De uma maneira geral, o estudo feito pela AIE mostrou-se muito otimista quanto a utilização em larga escala de turbinas eólicas e também quanto aos impactos do custo de geração.

2.1.5 Turbinas eólicas *offshore*

A primeira fazenda eólica *offshore* a operar comercialmente foi a Fazenda Eólica de Vindeby, projetada pela concessionária dinamarquesa ELKRAFT, usando 11 turbinas BONUS de 450kW. As turbinas foram instaladas entre 1.5 e 3 km da costa em águas rasas (2.5 a 5 m de profundidade). Cada turbina utilizou uma larga fundação de base cônica pesando aproximadamente 1000 t. no total. Cerca da metade do peso da fundação era formado por cascalho e areia do fundo do mar, melhorando consideravelmente sua sustentação. (EWEA, 1998a)

A tabela 2.1 mostra a quantidade de fazendas eólicas *offshore* instaladas e em operação. Várias empresas já desenvolvem modelos específicos para operações *offshore*. Já existem modelos de turbinas operando na faixa de 1.5 MW. Espera-se que em poucos anos modelos de 2-2.5 MW estejam disponíveis para o mercado *offshore.* Empresas como Bonus, Tacke, Vestas e Neg Micon já desenvolveram protótipos de 2 MW, variantes de seus modelos de mais alta potência. A empresa Enercon, cuja versão de 1.8 MW do modelo E-66 está disponível no mercado desde início de 1999, já anunciou o desenvolvimento do modelo E-112 de 4.5 MW com torres de 130 metros e rotor de 112 m. somente para aplicações *offshore* (BEURSKENS,2000).

Mais de 4,000 MW de potência eólica deverão ser instalados em projetos *offshore*, na Dinamarca, nos próximos 30 anos. O desenvolvimento de novas tecnologias, o barateamento das fundações e novas pesquisas no perfil do vento *offshore* vêm aumentando a confiança da indústria eólica dinamarquesa na nova fronteira do desenvolvimento eólico. Com as experiências em Vindby e Tunø Knob, a Dinamarca tem despontado como grande interessada em novos investimentos, especificamente nas instalações *offshore*.

Tabela 2.1 – Utilização de fazendas eólicas *Offshore*

Localização	***Início de operação***	***Potência Instalada (MW)***	***Fabricante***	***Situação***
Nogersund, Baltico (Suécia)	1991	1 x 0.22 = 0.22	Wind World	Abandonada em 1998
Vindby (Dinamarca)	1991	11 x 0.45 = 4.95	Bonus	Em operação
Medemblik, Ijsselmeer (Países Baixos)	1994	4 x 0.50 = 2.00	NedWind	Em operação
Tunø Knob (Dinamarca)	1995	10 x 0.50 = 5.00	Vestas	Em operação
Dronten, Ijsselmeer (Países Baixos)	1996	28 x 0.60 = 16.80	Nordtank	Em operação
Bockstigen, Valar, Baltico (Suécia)	1998	5 x 0.50 = 2.50	Wind World	Em operação

(Fonte: BEURSKENS,2000 e EWEA, 1998a)

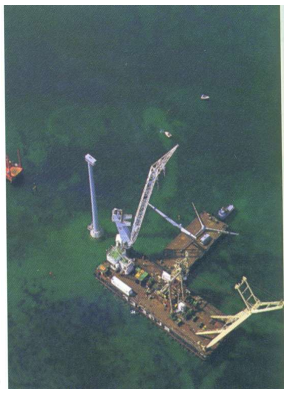
a) b) 

Figura 2.11 – (a)Vista geral da fazenda eólica *offshore* de Vindby - DK (b) Detalhe da montagem de uma das turbinas da fazenda eólica de Tunø Knob - DK (Fonte: KROHN, 1997)

A razão principal para o atraso no desenvolvimento de fazendas eólicas *offshore* tem sido o custo. Embora o preço das turbinas eólicas tenha caído cerca de 20% durante os anos de 1992 e 1997, os altos custos de instalação têm se mantido mais ou menos estáveis. Se comparados a uma instalação convencional *onshore,* onde os custos de fundação estariam na faixa de 6% e da conexão à rede em 3% (percentagens referente ao custo total do projeto de instalação de 39 turbinas eólicas em Rejsby Hede na Dinamarca), os custos de fundação e conexão à rede de um projeto *offshore* apresentam um peso muito maior no custo total de um projeto. No caso da fazenda eólica de Tunø Knob (1995), onde as turbinas funcionavam em lâminas d' água entre 3 e 5 m de profundidade, o custo de todas as fundações foi 23% do custo do projeto, enquanto que a conexão à rede teve um valor aproximado de 14% do custo total do projeto. (KROHN, 1997)

Os custos ainda são elevados se comparados às instalações convencionais *onshore*. Novos estudos estão sendo desenvolvidos no sentido de baratear os custos das fundações e cabeamento para ligação à rede. Novas pesquisas no sentido de melhorar a tecnologia, barateando seus custos, para aplicações *offshore* têm sido incentivadas pelo perfil do vento no

mar que, nos resultados da experiência de Vindby e Tunø Knob, mostraram ganhos surpreendentes. Os resultados obtidos nos primeiros anos de operação mostraram uma produção energética entre 20 a 30% maior do que a prevista pelos métodos tradicionais de modelamento e análise do perfil do vento para geração eólica.

O mar, sem dúvida, é a nova fronteira para o desenvolvimento da energia eólica. Mesmo com poucos projetos instalados, a pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias para essa nova concepção de fazendas eólicas proporcionarão a viabilização de novos projetos.

2.2 O recurso eólico mundial

Com a crescente expansão do uso da energia eólica em todo o mundo, é importante se conhecer a disponibilidade do recurso vento, principalmente para se atingir a meta de fornecimento de 10% da demanda de energia elétrica mundial em energia eólica (ver maiores detalhes no próximo Capítulo) Pesquisas atualizadas mostram que o potencial eólico no mundo, além de ser distribuído em quase todas as regiões em todos os países, também é suficiente para se atingir a meta dos 10%.

A metodologia utilizada para estudos dessa natureza está em se encontrar regiões onde a média anual da velocidade do vento seja superior a 5 m/s. Essa velocidade média medida a uma altura de 10m é considerada um limite inferior para viabilização de projetos eólicos a custos atuais. O total de recursos disponíveis é reduzido em 90% ou mais devido aos empecilhos do uso da terra, como por exemplo, o denso povoamento de uma região, sua utilização para outros fins, infra-estrutura etc. O recurso eólico, até então calculado ao longo do estudo como a energia bruta devido ao deslocamento da massa de ar, é convertido em energia elétrica produzido ao ano (TWh/ano) com base nas turbinas eólicas disponíveis no mercado.

Os estudos mostram de forma clara que o recurso mundial de energia eólica não será um fator limitante para a geração eólica de energia elétrica. O recurso eólico mundial está estimado em 53,000 TWh.ano (GRUBB, 1994 *apud* GREENPEACE, 1999)ao passo que o consumo mundial de energia elétrica em 1998, foi de 14,396 TWh.ano com previsão de crescimento para 27,326 TWh.ano em 2020 (IEA, 1999). O total disponível de recurso eólico no mundo hoje, que é tecnicamente transformando em energia elétrica é aproximadamente quatro vezes maior que a energia consumida em todo o mundo em 1998. A figura 2.12 mostra a distribuição dos recursos eólicos em todo o mundo.

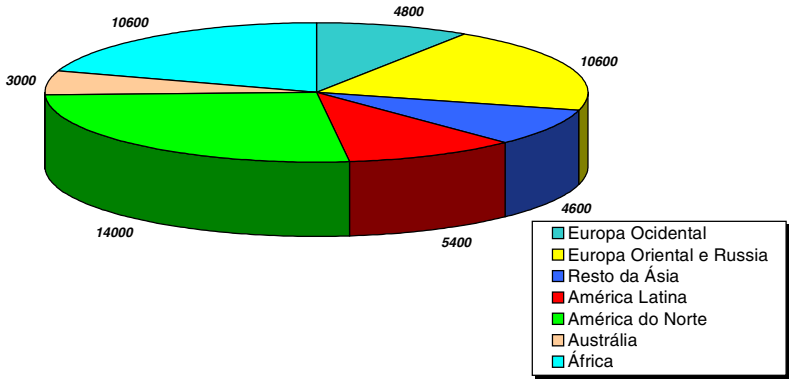


Figura 2.12 – O recurso eólico mundial – Total de 53,000 TWh.ano
(Fonte: Michael Grubb and Niels Meyer, 1994)

Em prosseguimento ao estudo do recurso eólico global, foi feita uma análise mais detalhada do recurso eólico europeu. Com base nos estudos da BTMConsult, a tabela 2.2 apresenta o potencial eólico total para cada país ao lado da quantidade que seria liberada para um limite imaginário de penetração superior aos 20% estabelecidos para que a rede elétrica nacional possa acomodar essa quantidade de geração eólica.

Uma das grandes motivações para esse trabalho foi a característica da interligação elétrica entre países possibilitando assim a exportação de energia de um país para outro. Os números da tabela 2.2 mostram um grande potencial exportável de energia elétrica produzida por aerogeradores superiores a 600 TWh.ano. Uma observação interessante é que alguns países da União Européia podem produzir muito mais energia elétrica proveniente dos ventos do que a sua necessidade para suprir a demanda interna. Isso representa um desafio para o desenvolvimento do mercado de energia de fronteira na Europa e, consequentemente, para o encorajamento comercial da eletricidade verde.

O segmento *offshore* na Europa também tem se destacado como um grande potencial de utilização da energia eólica. Vários países europeus, liderados pela Dinamarca, já possuem projetos para instalação de centrais eólicas *offshore* em larga escala. Um ambicioso projeto dinamarquês prevê a instalação de várias centrais eólicas, alcançando um total de aproximadamente 2,300 MW até o ano de 2015. Posteriormente, uma segunda lista de localidades em águas dinamarquesas será explorada até atingir-se uma capacidade instalada de 4,000 MW em 2030. A primeira planta *offshore* de larga escala deverá ser instalada já no início do século XXI.

Tabela 2.2 – Potencial Técnico para o Aproveitamento Eólico Continental na UE-15 incluindo a Noruega

País	Total do Consumo Elétrico TWh.ano[1]	Potencial Técnico eólico TWh.ano	Capacidade GW	Energia Eólica até 20% do Consumo TWh.ano	Excedente Acima de 20% de Consumo TWh.ano
Áustria	60	3	1.5	3.0	-
Bélgica	82	5	2.5	5.0	-
Dinamarca	31	10	4.5	6.2	3.8
Finlândia	66	7	3.5	7.0	-
França	491	85	42.5	85.0	-
Alemanha	534	24	42.0	24.0	-
Grã-Bretanha	379	114	57.0	75.8	38.2
Grécia	41	44	22.0	8.2	35,8
Irlanda	17	44	22.0	3.4	40.6
Itália	207	69	34.5	41.4	27.6
Luxemburgo	1	0	1.0	-	-
Holanda	89	7	3.5	7.0	-
Portugal	32	15	7.5	6.4	8.6
Espanha	178	86	43.0	35.6	50.4
Suécia	176	41	20.5	35.2	5.8
Noruega	116	76	38.0	23.2	52.8
TOTAL	**2,500**	**630**	**314.5**	**366.4**	**263.6**

1 – Consumo de energia elétrica baseado nos prognósticos da OCDE/AIE de 1989 ampliado em 3%a.a. para 1995. O relatório da AIE "World Energy Outlook – 1998" mostra um record no consumo total de energia elétrica nos países da OCEDE – EUROPA em 1995 de 2,678 TWh.

(Fonte: BTM Consult, Wind Potencial form Wijk and Coelingh, 1993)

A Agência de Energia da Dinamarca e as duas maiores empresas de eletricidade, Elsam e Elkraft, publicaram, após extensivos estudos, um plano de ação de energia eólica *offshore*, enfocando inicialmente cinco localidades específicas ao longo da costa em águas dinamarquesas. Cada uma dessas localidades abriga grandes centrais eólicas com cerca de 80 a 100 aerogeradores com máquinas em escala de megawatts. Para uma fase inicial, espera-se instalar pelo menos 750 MW *offshore* (aproximadamente 500 turbinas) entre 2001 e 2005. Esse desenvolvimento será feito principalmente por duas grandes concessionárias que, desde o primeiro momento, desempenharam um papel proeminente para a indústria eólica do pais. As primeiras cinco centrais eólicas das concessionárias, com uma capacidade total de 670 MW, contam com um investimento estimado superior a US$ 1,150 milhões. Para isso, não estará disponível nenhum outro recurso adicional do governo, além do atual programa de suporte para energia renovável em andamento. Os projetos de energias renováveis serão financiados por um Portfólio Padrão de Energia Renovável e/ou esquema de certificados verdes (BEURSKENS,2000).

O emergente mercado *offshore* tem impulsionado grandes empresas fabricantes de turbinas eólicas no sentido de somar esforços em P&D na produção de projetos especialmente adaptados para instalação e funcionamento no mar. Estudo elaborado pelas consultoras Garrad

Hassan e Germanischer Lloyd, realizado no âmbito do Programa Joule da União Européia, no período de 1993 a 1995, estima em 3.028 TWh o potencial eólico *offshore* na União Européia. Apesar de não terem sido incluídas, nesse estudo, a Noruega e a Suécia, os números excedem sobremaneira o consumo total de eletricidade dos 15 países atuais da União Européia em 1997 (GREENPEACE, 1999).

Esse estudo supõe que o potencial eólico identificado pode ser aproveitado com máquinas instaladas em até 40 m de profundidade e afastadas em até 30 km da costa. Com uma avaliação bem conservadora do estudo acima referido, demonstrada na figura 2.13, a BTM Consult mostra os possíveis recursos a serem explorados, identificados como disponíveis para desenvolvimento nas próximas duas ou três décadas.

As reduções dos números no potencial eólico *offshore* foram feitas usando os seguintes critérios:

- As áreas com profundidade superior a 20 m foram excluídas em face dos custos elevados, particularmente, nos trabalhos das fundações;
- As localidades situadas em até 10 km da costa foram reduzidas em 90% por serem sensíveis ao impacto visual;
- Os recursos na faixa de 10 – 20 km da costa foram reduzidos em 50% por restrições visuais e de espaçamento adequado entre as máquinas;
- Os recursos na faixa entre 20 – 30 km também foram reduzidos em 50% porque os custos dos cabos de conexão longos podem dissuadir pequenos investidores.

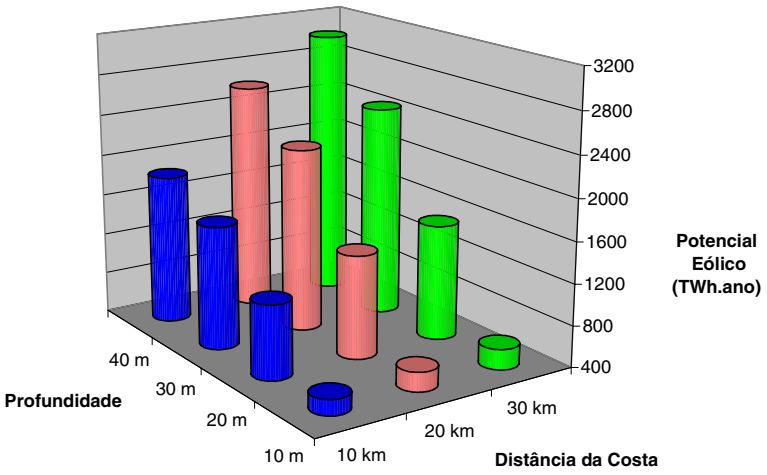


Figura 2.13 – Potencial Eólico *offshore* na Europa – TWh.ano

(Fonte: Study of Offshore Wind Energy inte EC. Garrad Hassan & Germanischer Lloyd, 1995)

Mesmo considerando todas essas restrições, o número final para os recursos eólicos *offshore* na Europa soma um total de 313.6 TWh.ano, cerca de 10% do potencial bruto identificado no estudo *offshore* acima descrito. Isso é igual a metade do potencial eólico continental na Europa. A combinação dos números do potencial eólico *offshore* e continental representa um potencial de cerca de 940 TWh – suficiente para alcançar 21% da demanda de eletricidade para 2020 (GREENPEACE, 1999).

2.3 O meio ambiente e a energia eólica

> *"Coal, gas and oil will not be the three kings of the energy world for ever. It is no longer folly to look up to the sun and wind, down into the sea's waves"*
> *("The future of energy" The Economist – 7 de Outubro de 1995)*

As grandes pressões ambientais sobre o uso da energia nuclear, marcadas fortemente pelos acidentes nos reatores de Three Mile Island em 1979, nos Estados Unidos e, mais tarde, em 1986 na cidade de Chernobyl, na ex-União Soviética, forçaram a comunidade mundial a procurar fontes mais seguras e confiáveis para o fornecimento de energia elétrica. Dentro dos novos paradigmas por fontes limpas, predominantes nas décadas de oitenta e noventa, criou-se um ambiente favorável e altamente promissor para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia, em particular da energia eólica. Vários países como Alemanha, Dinamarca e Estados Unidos, entre outros, engajaram-se no desenvolvimento de tecnologia e expansão do parque industrial. Com incentivos e subsídios no setor, a indústria da energia eólica alavancou recursos a ponto de se fixar no mercado mundial com tecnologia, qualidade e confiabilidade.

As questões ambientais, hoje mais do que nunca, impulsionam a comunidade mundial na busca de soluções eficientes e ecologicamente corretas para o suprimento energético. O crescimento da energia eólica no mundo tem sido uma resposta da sociedade por uma qualidade melhor no suprimento energético. O crescimento de mercado e o desenvolvimento tecnológico nos últimos anos têm erguido a eólica como uma opção imprescindível para o fornecimento de energia limpa em grandes potências.

O aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica apresenta, como toda tecnologia energética, algumas características ambientais desfavoráveis como, por exemplo: impacto visual, ruído, interferência eletromagnética, ofuscamento e danos à fauna. Essas características aparentemente negativas podem ser significativamente minimizadas, e até mesmo eliminadas, através de planejamento adequado e também no uso de inovações tecnológicas.

Uma das características ambientais favoráveis da energia eólica está na não necessidade do uso da água como elemento motriz ou mesmo como fluido de refrigeração e também em não produzir resíduos radioativos ou gasosos. Além disso, 99% de uma área usada em um parque eólico pode ser utilizada para outros fins, como a pecuária e atividades agrícolas.

Figura 2.13 – Prática de atividades agropecuárias em parques eólicos

Em seu livro "O Manifesto Solar", Hermann Scheer faz uma importante consideração sobre as questões ambientais e as críticas sobre o novo e emergente mercado de geração de energia limpa através do vento.

> "Não existe forma de conversão energética que consuma menos paisagem do que a energia eólica, o que torna ridícula uma repreensão de tal natureza. O argumento de proteção aos pássaros também não se impõe: na Dinamarca, não morreram sequer 10 pássaros moídos nos rotores, milhares de pássaros morrem todavia nas redes de alta tensão, e são expulsos pela poluição do ar e pelas alterações climáticas, inerentes ao consumo convencional de energia. Por volta de 1900 havia na costa do Mar do Norte, entre Holanda e Dinamarca, cerca de 100 mil moinhos de vento e, somente no interior da Dinamarca, eram 30 mil. Eles são ditos, se ainda existentes, como parte integrante da paisagem natural . Por que isto não poderá ser ainda possível? Os argumentos de proteção da natureza e da paisagem contra a energia eólica são baratos, forjados; entretanto, eles se espalham com exaltação, sob os aplausos dos grandes fornecedores de energia, que – eles, causadores do *Smog* – cunharam a expressão "poluição estética do meio ambiente" ou falam de perturbação acústica, embora um grande aerogerador não produza mais

> ruído do que um caminhão. As dinamarquesas, que constituem o melhor exemplo, rebatem qualquer argumento estúpido contra a energia eólica." (SCHEER, 1995)

Hoje, mais do que nunca, as questões ambientais tornam ainda mais significativos os fatos que fazem da energia eólica a mais promissora fonte energética para as próximas décadas. No Relatório *Wind Force 10,* publicado em outubro de 1999, em um esforço conjunto do *Greenpeace International*, *Forum for Energy and Development* e pela *European Wind Energy Agency* mostram que é possível complementar 10% da geração de energia elétrica mundial utilizando energia eólica. Na Seção 2.5 serão abordados os cenários previstos para as duas próximas décadas em função do crescimento de mercado e também das questões ambientais, que tanto incentivaram o crescimento mundial do uso de fontes renováveis, em especial da energia eólica.

2.3.1 Emissão de gases

O mais importante benefício que a energia eólica oferece ao meio ambiente está no fato de que ela não polui durante sua operação. Dessa forma, podemos fazer um comparativo entre cada unidade (kWh) de energia elétrica gerada por turbinas eólicas e a mesma energia que seria gerada por uma planta convencional de geração de energia elétrica. Ao fazer essa análise chegamos à conclusão de que a energia eólica apresenta grandes vantagens na redução de emissão de gases de efeito estufa e na redução da concentração de CO_2 durante a sua operação. Com o avanço de programas de eficiência energética, com o propósito de tornar mais eficiente o parque gerador de energia, as emissões de CO_2 e de gases de efeito estufa têm-se reduzido ao longo dos anos mas permanecem, ainda, em uma faixa muito alta.

Preocupações com o crescimento da concentração de CO_2 e de gases de efeito estufa na atmosfera, têm mobilizado vários países na busca de soluções efetivas para a redução das emissões nos próximos anos. Em março de 1997, a Comissão Européia encarregou-se de reduzir o total das emissões de gases de efeito estufa da Comunidade Européia a 15% até o ano de 2010. Esse acordo entre os Estados Membros da União Européia foi baseado em um acordo similar, que ainda estava para ser definido na Conferência das Nações Unidas em Kyoto – Japão em dezembro do mesmo ano.

As preocupações com o efeito futuro das emissões de gases de efeito estufa por parte de vários países do mundo têm criado um ambiente muito favorável ao uso da energia eólica como uma fonte limpa de energia. Uma turbina de 600kW, por exemplo, instalada em uma região de bons ventos, poderá, dependendo do regime de vento e do fator de capacidade, evitar a emissão

entre 20,000 e 36,000 toneladas de CO_2 ,equivalentes à geração convencional, durante seus 20 anos de vida útil estimado. A tabela 2.3 mostra um estudo feito pelo World Energy Council, em 1993, comparando as emissões de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica.

Das quatro tecnologias listadas na tabela 2.3, que apresentam emissões de CO_2 abaixo do nível da energia eólica, somente as grandes hidrelétricas são competitivas comercialmente na atualidade. Entretanto, a utilização de grandes hidrelétricas tem sido discutida em países como o Canadá e o Brasil (dois países que apresentam grandes plantas hidrelétricas instaladas cada vez mais longe dos centros consumidores) onde o apodrecimento da vegetação submersa nos grandes reservatórios produz uma quantidade substancial de gases de efeito estufa. Um dos principais gases proveniente da decomposição da vegetação submersa é o metano, cinqüenta vezes mais potente que o CO_2. Os projetos de grandes hidrelétricas estão sendo gradativamente abandonados devido aos impactos ambientais na vida animal, causados pelas mudanças de habitat e nos protestos de opinião pública.

Tabela 2.3 - Emissão de CO2 em diferentes tecnologias de geração de energia elétrica

Tecnologias	**Emissões de CO_2 nos estágios de produção de energia (ton/GWh)**			
	Extração	**Construção**	**Operação**	**Total**
Planta convencional de queima de carvão	1	1	962	964
Planta de queima de óleo combustível	-	-	726	726
Planta de queima de gás	-	-	484	484
Energia térmica dos oceanos	Na	4	300	304
Plantas geotérmicas	<1	1	56	57
Pequenas hidrelétricas	Na	10	Na	10
Reatores nucleares	~2	1	5	8
Energia eólica	Na	7	Na	7
Solar fotovoltaico	Na	5	Na	5
Grandes hidrelétricas	Na	4	Na	4
Solar térmico	Na	3	Na	3
Lenha (Extração programável)	-1.509	3	1.346	-160

(Fonte: "Renewable energy resources: opportunities and constraints 1990-2020" World Energy Conuncil's – 1993)

2.3.2 Emissão de ruído

O impacto ambiental do ruído gerado pelo sistema eólico ao girar suas pás foi um dos mais importantes temas de discussão e bloqueio da disseminação da energia eólica durante a década de oitenta e início da década de noventa. O desenvolvimento tecnológico nos últimos anos, juntamente com as novas exigências de um mercado crescente e promissor, promoveram um avanço significativo na diminuição dos níveis de ruído produzido pelas turbinas eólicas. O problema do ruído produzido pelas turbinas eólicas está relacionado com fatores como a

aleatoriedade do seu funcionamento[3] e a variação da freqüência do ruído uma vez que este se relaciona diretamente com a velocidade de vento incidente.

O ruído proveniente das turbinas eólicas tem duas origens: mecânica e aerodinâmica. O ruído mecânico é proveniente, principalmente, da caixa de engrenagens que multiplica a rotação das pás para o gerador. O conjunto de engrenagens funciona na faixa de 1000 a 1500 rpm, onde toda a vibração da caixa multiplicadora é transmitida para as paredes da nacele[4] onde esta é fixada. A transmissão de ruido também pode ser ocasionada pela própria torre, através dos contatos desta com a nacele. Estudos sobre a geração e o controle do ruído gerado pelas partes mecânicas já são bastante conhecidos. A tecnologia atual mostra que é possível a construção de turbinas eólicas com níveis de ruído bem menores. A tecnologia convencional emprega geradores convencionais que necessitam de alta rotação para funcionarem. Com a baixa rotação da hélice comparada à rotação do gerador, o sistema precisa de um sistema de engrenagens para multiplicar a rotação necessária no gerador. Uma outra tecnologia utilizada em turbinas eólicas está no uso de um gerador elétrico multipolo conectado diretamente ao eixo das pás. Esse sistema de geração dispensa o sistema de engrenagens para multiplicação de velocidade pois esse gerador funciona mesmo em baixas rotações. Sem a principal fonte de ruído presente nos sistemas convencionais, as turbinas que empregam o sistema multipolo de geração de energia elétrica são significativamente mais silenciosas.

O ruído aerodinâmico é um fator influenciado diretamente pela velocidade do vento incidente sobre a turbina eólica. Ainda existem vários aspectos a serem pesquisados e testados tanto nas formas das pás quanto na própria torre para a sua redução. Pesquisas em novos modelos de pás, procurando um máximo aproveitamento aerodinâmico com redução de ruído, são realizadas, muitas vezes, de modo semi-empírico, proporcionado o surgimento de diversos modelos e novas concepções em formatos aerodinâmicos das pás.

A figura 2.14 mostra o resultado de um estudo do Instituto Alemão de Energia Eólica (*Deutsches Windenergie-Institut* – DEWI) sobre o nível de ruído de diversas turbinas eólicas

---

[3] Mesmo em locais onde o período de medição dos ventos represente uma série histórica de vários anos, a previsão de ventos é um fator dependente de várias condições climáticas globais, tornando seu comporamento aleatório ao longo do dia. As medições e séries históricas representam um importantíssimo fator de viabilidade técnica e econômica. No caso em que citamos a aleatoriedade do seu funcionamento, queremos deixar claro que a aleatoriedade está na velocidade instantânea que pode mudar a qualquer momento seja para o aumento ou a redução da velocidade

[4] Compartimento fixado na parte mais alta da torre onde o gerador elétrico e suas conexões entre a caixa de engrenagen (se for o caso) e o eixo das pás são protegidos. A nacele também abriga o sistema de controle que conta com sensores de velocidade e direção do vento em sua parte externa. Em turbinas de grande porte (modelos acima de 100kW), toda a nacele é capaz de girar possibilitando assim o máximo do aproveitamento do vento.

disponíveis no mercado, no ano de 1996. Como pode ser observado, as turbinas eólicas até então disponíveis apresentavam um nível de ruído entre 90 e 100 dB, ou seja, essas turbinas, na sua maioria, eram muito barulhentas[5]. As leis referentes ao nível de ruído na Alemanha recomendam um afastamento de 200m de distância do mais próximo morador para níveis de ruído em 45 dB.(DEWI,1996). As relações entre distâncias e os níveis de ruído variam para vários tipos de construção ao longo do dia e também da noite. Essas distâncias estipuladas por lei na Alemanha restringiram a implantação de parques eólicos próximos aos grandes centros urbanos . A figura 2.15 mostra a distância mínima de afastamento (para o minimo aceitável de 45 dB) com relação ao diâmetro das pás de turbinas eólicas disponíveis em 1995.

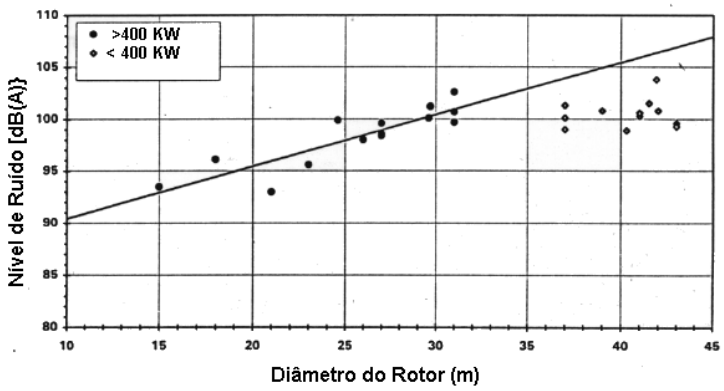


Figura 2.14 - Nível de ruído para diversas turbinas eólicas disponíveis em 1995. (DEWI, 1996)

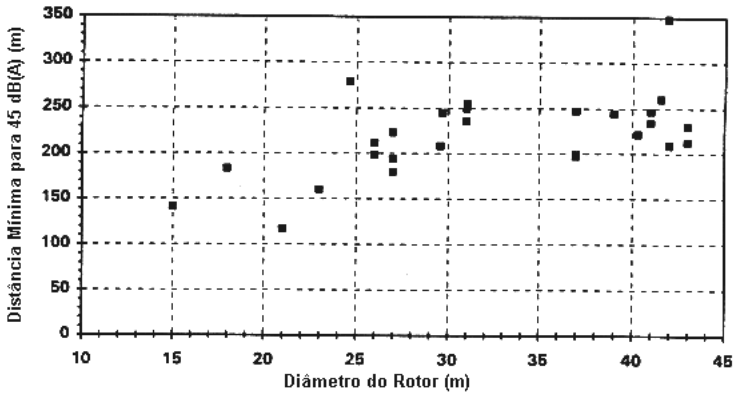


Figura 2.15 - Distância para se evitar 45 dB(A) em função do diâmetro do rotor. (DEWI, 1996)

Muito esforço foi feito desde 1995 no desenvolvimento de uma geração de turbinas eólicas agora disponíveis no mercado. O desenvolvimento de tecnologias, ao longo dos últimos dez anos, na aerodinâmica das pás e nas partes mecânicas críticas, principalmente a caixa de

[5] Nível de ruido na faixa entre 90 e 100 dB pode ser comparado com o ruído gerado pelo tráfego de automotores em horário de pico ou até mesmo em máquinas pneumáticas em uso na construção civil.

engrenagem (parte responsável pela alta rotação do gerador na turbina) tornou possível uma significativa redução dos níveis de ruído nas turbinas modernas.

2.3.3 Impacto visual

A reação provocada por um parque eólico é altamente subjetiva. Muitas pessoas olham a turbina eólica como um símbolo de energia limpa sempre bem-vindo, outras reagem negativamente à nova paisagem.

Os efeitos do impacto visual têm sido minimizados, principalmente, com a conscientização da população local sobre a geração eólica. Através de audiências públicas e seminários, a população local passa a conhecer melhor toda a tecnologia e, uma vez conhecendo os efeitos positivos da energia eólica, os índices de aceitação melhoram consideravelmente.

Um caso especial sobre impacto visual causado pelas turbinas eólicas foi estudado na Fazenda Eólica de Cemmaes - Reino Unido. Essa fazenda foi uma das primeiras a ser construída no Reino Unido e é composta de 24 turbinas eólicas com uma capacidade total instalada de 7,2 MW. Foram feitas duas pesquisas nos anos de 1992 e 1994 onde, além dos impactos visuais, foram abordados impactos de ruído, econômicos e sociais entre outros. A pesquisa foi feita com os moradores mais próximos à fazenda eólica num total de 134 pessoas. Na primeira etapa da pesquisa, poucas pessoas (4%) estavam preocupadas com o impacto visual da fazenda eólica antes dela ser construída, mas elas diziam terem tido uma "agradável surpresa" após a construção.

Na segunda fase da pesquisa, poucas pessoas (6%) manifestaram-se espontaneamente sobre o novo visual com as turbinas. Ao serem questionadas sobre detalhes de aspectos visuais da fazenda eólica, 54% das pessoas tiveram respostas positivas em relação às turbinas eólicas. Metade das respostas mostraram fortes convicções quanto ao aspecto positivo da nova paisagem enquanto que a outra metade foi positiva com algumas reservas. Segundo a pesquisa, 27% mostraram-se indiferentes ao observarem a fazenda eólica e 12% responderam negativamente ao questionário. Um dado interessante é que 62% dos que responderam ao questionário tiveram grande interesse em descrever as turbinas. (ESSLEMONT,1996)

2.3.4 Impacto sobre a fauna

Muitas vezes, pássaros colidem com estruturas com as quais têm dificuldade de visualização tais como torres de alta voltagem, mastros e janelas de edifícios. Os pássaros também morrem devido a vários outros motivos entre eles o tráfego de veículos em auto

estradas e as caçadas. O comportamento dos pássaros e as taxas de mortalidade tendem a ser específicos para cada espécie e também para cada lugar. Estimativas de mortes de pássaros nos Países Baixos (figura 2.16), causadas por várias ações diretas e indiretas do homem, mostram que o tráfego de veículos apresenta uma taxa que, em comparação às estimativas de mortes por parque eólico de 1 GW, é cem vezes maior. (EWEA, 1998c)

Na Alemanha foram constados um total de 32 pássaros mortos por turbinas eólicas entre os anos de 1989 e 1990, em todos os parques eólicos do país. Em comparação a esse número, também foram contabilizados os números de pássaros vitimados pelo impacto em torres de antenas. Somente no ano de 1989, houve 287 vítimas de impactos em torres de antenas na Alemanha (DEWI, 1996).

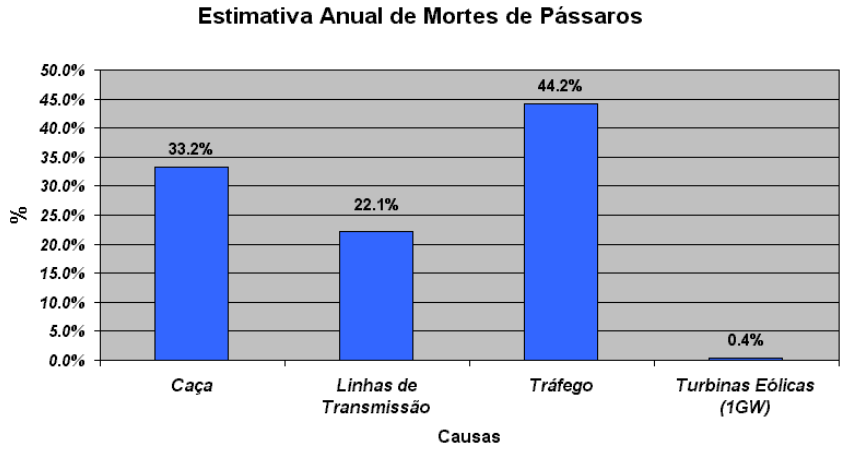


Figura 2.16 - Estimativa de mortes anuais de pássaros nos Países Baixos
(Fonte: EWEA, 1998c)

O pior caso de colisão de pássaros em turbinas eólicas aconteceu nas proximidades de Tarifa, na Espanha. No final de 1993, 269 turbinas eólicas foram levantadas e um total de 2.000 turbinas estava sendo montado. Localizada nas principais rotas de migração de pássaros da Europa Ocidental, a localidade onde se instalaram as turbinas é um monumental "mal entendido". Muitos pássaros de inúmeras espécies ameaçadas de extinção morreram em colisões com as turbinas. Sobre esse erro no projeto, o diretor da Agência Espanhola de Energia Renovável –IDAE fez uma das mais extraordinárias admissões de culpa:

> "O que me ocorreu sobre o fato é que foi um inoportuno lapso de memória. Ninguém pensou nas migrações dos pássaros". (WORLD ENERGY COUNCIL'S, 1993)

Fora das rotas de migração, os pássaros são raramente incomodados pelas turbinas eólicas. Estudos com radares em Tjaereborg, região oeste da Dinamarca, mostram que no local

onde foi instalada uma turbina eólica de 2 MW, com 60m de diâmetro, os pássaros tendem a mudar sua rota de vôo entre 100 a 200m, passando acima ou ao redor da turbina, em distâncias seguras. Esse comportamento tem sido observado tanto durante a noite quanto durante o dia. Na Dinamarca é comum um grande número de ninhos de falcões nas torres das turbinas eólicas. (EWEA, 1998c).

2.4 Conclusão

O desenvolvimento da energia eólica apresentado nesse breve histórico mostra que desde os tempos mais remotos o homem busca usar o vento como uma ferramenta de trabalho, progresso e conquistas. Ele encontrou na energia eólica uma grande parceira para a otimização de suas atividades. Toda a evolução do uso da energia eólica no beneficiamento de grãos, no bombeamento de água, em serrarias, etc mostra a importância do recurso natural vento no desenvolvimento da sociedade nos últimos mil anos. O desenvolvimento tecnológico acompanhou as necessidades mais específicas de utilização dos moinhos culminando no aperfeiçoamento da geração elétrica a partir dos ventos.

Não se pode negar que o desenvolvimento da energia eólica para geração de energia elétrica teve seu grande impulsionador na crise do petróleo na década de setenta. A busca por fontes alternativas de energia juntamente com políticas ambientalistas proporcionou um amadurecimento tecnológico compatível com as condições e necessidades de fornecimento. Não se pode ignorar a importância da energia eólica para o futuro energético global onde, cada vez mais, questões ambientais influenciarão nas decisões. A abertura de novas fronteiras *offshore* mostra a versatilidade e a criatividade na busca de novos mercados para a geração alternativa de energia. A energia eólica é, sem dúvida, a fonte alternativa que apresenta maiores vantagens na geração de grandes blocos de energia. Em todo o mundo, o uso da energia eólica no parque complementar de energia tem sido amplamente difundido e espera-se um crescimento ainda mais significiativo.

Como foi mostrado neste capítulo, não existe processo de produção e utilização de energia sem que o meio ambiente seja agredido em maior ou menor escala. A procura de fontes energéticas que minimizem o impacto ambiental tem sido uma grande preocupação na viabilização de novos cenários de geração e consumo. A energia eólica tem se destacado como uma fonte de energia com impactos ambientais reduzidos e de fácil minimização. Alguns aspectos ainda estão sendo estudados no sentido de se levar as turbinas eólicas para regiões mais próximas aos centros urbanos, onde se encontram as grandes demandas.

A energia eólica tem um futuro ainda mais promissor com a conscientização pública das suas vantagens como fonte renovável de energia. As questões ambientais estão cada vez mais difundidas e atitudes em favor ao meio ambiente estão se tornando parte integrante dos processos decisórios sob vários aspectos. Na questão energética não poderia ser diferente. Grande parte dos problemas ecológicos de efeito global tais como chuva ácida, efeito estufa, entre outros, são provenientes do setor energético. A utilização de soluções energéticas que agridem em menor escala o meio ambiente tem mostrado a energia eólica como uma fonte alternativa de grande importância na elaboração de novos cenários energéticos ecologicamente melhores.

CAPÍTULO 3

O MODELO ALEMÃO, O ESTADO DA ARTE E O FUTURO DA ENERGIA EÓLICA

O estudo da evolução da energia eólica na Alemanha durante as décadas de oitenta e noventa mostra um exemplo de sucesso tanto no aperfeiçoamento tecnológico quanto na criação e fortalecimento do mercado interno. Durante todo o percurso que a energia eólica desenvolveu na Alemanha nas duas últimas décadas, importantes decisões foram tomadas especificamente para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia para o abastecimento cada vez maior de energia limpa e ecologicamente correta. Durante a década de noventa, a energia eólica teve um crescimento significativo na Alemanha que, por vários anos, manteve-se como líder mundial no setor.

Dinamarca e Estados Unidos, juntamente com a Alemanha, são os três mais importantes países a incentivarem o uso da energia eólica em seus parques geradores. Vários outros países têm investido em energia eólica como fonte alternativa de geração de energia elétrica. A busca de novos mercados possibilitou uma expansão significativa do uso mundial de energia eólica para geração de energia elétrica. Vários países da Ásia, América Latina e Oceania iniciaram projetos de conexão de turbinas eólicas no parque gerador de energia elétrica. Um dos grandes incentivos encontrados em vários desses países "iniciantes" estava no seu potencial eólico e na necessidade de fontes limpas de geração de energia elétrica.

Com as projeções de crescimento do consumo de energia para as próximas décadas e as questões ambientais mais seriamente consideradas como importante fator de decisão em futuros projetos, a energia eólica apresenta-se como uma das mais importantes opções para o fornecimento de grandes blocos de energia. O futuro da energia eólica mostra-se promissor, tanto como opção de geração de energia, como na criação de empregos e na conservação do meio ambiente.

Neste capítulo é analisado o contexto político que possibilitou à Alemanha um crescimento fantástico, tanto no desenvolvimento tecnológico, como no fortalecimento do seu parque industrial durante a década de noventa. Além das características do mercado alemão, também é apresentado o estado da arte da energia eólica no mundo e as perspectivas de sua penetração no mercado mundial de geração de energia.

3.1 O desenvolvimento do mercado alemão

A Alemanha não apenas ocupa a posição de líder no mercado mundial de energia eólica como também apresentou um total de 3,817 MW em instalações de turbinas eólicas em setembro de 1999 (NEW ENERGY - Nº4, 1999). No final da década de oitenta, a indústria alemã era muito pequena, vista, até mesmo, como obsoleta. Hoje o parque industrial de energia eólica na Alemanha representa uma importante fatia dos fabricantes mundiais principalmente no desenvolvimento técnico e sistemas de geração de energia eólica na classe de megawatt.

Desde 1974 até 1988 a Alemanha gastou cerca de 300 milhões de marcos no desenvolvimento de conversores de energia eólica. De 1989 até 2006, uma quantia adicional de 300 a 400 milhões de marcos será gasta com pesquisa e subsídios ao mercado (DEWI, 1998). Enquanto que nos 15 primeiros anos de subsídios governamentais para a energia eólica, a Alemanha era conhecida como a campeã em subsídios sem resultados visíveis, o período de 1989 em diante mostrou um sucesso inesperado no desenvolvimento do setor operando sob as mesmas condições de orçamento do período anterior. A grande diferença foi que desde 1989 grande parte da verba alocada foi diretamente dirigida ao desenvolvimento do mercado e não mais para atividades de pesquisa. Como primeiro passo, o então conhecido como "Programa Experimental de 250 MW" foi lançado em meados de 1989 e subsidiava o kWh gerado com 0,08 DM e a partir de 1991 com 0,06 DM (DEWI, 1998). Desde 1991, a Lei Federal de Alimentação Elétrica para energias renováveis garante 90% do preço médio de venda da energia elétrica. Ambas as medidas foram combinadas com subsídios estaduais adicionais de, inicialmente, até 50% dos custos de investimentos do projeto. Esse lado financeiro foi acompanhado por ordens de planejamento político que instruíam os distritos a determinar uma certa quantidade de localidades para utilização em geração de energia eólica.

Uma grande lição foi mostrada na experiência da Califórnia onde possibilidades especiais de depreciação e programas de subsídios estaduais, válidos de 1979 a 1985, foram eficazes e aumentaram o número inicial de aproximadamente 150 pequenas turbinas eólicas, em 1981, para um total estimado em aproximadamente 16,000 em 1985. O que foi provado no programa da Califórnia, que serviu de modelo para o programa alemão, foi que é mais importante atrair o capital privado e desenvolver um mercado de energia eólica em vez de contar com subsídios estaduais, fundos para pesquisas e desenvolvimento e concessionárias, apenas. O próprio capital privado tomou a iniciativa no desenvolvimento de novos produtos objetivando, dessa forma, maior participação no mercado.

3.1.1 Programas de subsídios públicos

Fortemente pressionado, após o acidente de Chernobyl, em 1986, o governo alemão iniciou programas de subsídios na tentativa de criar um mercado nacional para energia eólica. O primeiro programa com esse objetivo iniciou-se em 1986 e subsidiava os primeiros cinco aerogeradores de uma empresa, após o protótipo ter sido instalado e testado. O "Programa Protótipo de 250 kW " possibilitou o surgimento de cinqüenta novos modelos mas não teve nenhum efeito significativo na criação de um novo mercado. Os preços ainda eram altos para aplicações comerciais sob os regulamentos de reembolso adotados na época.

Após a fracassada tentativa do "Programa Protótipo de 250 kW ", o governo alemão, ainda sob fortes pressões políticas para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia, criou o "Programa de Demonstração de 100 MW" em 1989, o qual, no ano seguinte, foi estendido para 250 MW. Nesse Programa não era a potência instalada que contava e sim a potência gerada com a velocidade de vento de 10 m/s na altura do eixo. Dessa forma, a potência das turbinas eólicas totalmente subsidiada no final desse Programa seria cerca de 350 MW nominais. As regras gerais do Programa eram:

Subsídios para investimento:

- Altura da torre x raio do rotor x DM 400,00
- Máximo de 60 % do custo total do projeto
- Subsídios não poderiam ultrapassar DM 90.000,00

Subsídios para energia:

- 0,08 DM/kWh (1989-1990) para consumo próprio e para injeção na rede
- 0,08 DM/kWh (a partir de 1991) apenas para consumo próprio
- 0,06 DM/kWh (1991-1993) para energia injetada na rede
- 0,06 DM/kWh (a partir de 1994) para energia injetada na rede

Duração dos Subsídios

- Para projetos aprovados de 1989 a 1993 o subsidio é garantido até que 200% dos custos de investimento do projeto sejam alcançados;
- Para projetos aprovados a partir de 1994 o subsídio é garantido até que 25% dos custos de investimento do projeto sejam alcançados.

O subsídio para investimentos tornou-se interessante somente para pequenas turbinas eólicas de aproximadamente 100 kW. Na maioria dos projetos, o subsídio era aplicável num total de 0,17 DM/kWh (0,09 DM/kWh por parte da concessionária e 0,08 DM/kWh por parte do

governo) no início do programa de subsídios entre 1989 e 1990 (DEWI, 1998). Mesmo com as dificuldades de implantação e operação do programa de subsídios, nos primeiros dois anos houve um crescimento de 50 MW ao ano. O mercado alemão ainda era um mercado virtual devido ao alto preço dos fabricantes alemães e dinamarqueses que restringiram em muito o programa de subsídios.

3.1.2 Lei da Alimentação de Eletricidade

O início do "Programa de Demonstração de 250 MW " ainda mostrava barreiras quanto à verdadeira abertura de um novo mercado na Alemanha. Esse programa tornou-se muito interessante a partir de 1991 com a nova Lei de Alimentação de Eletricidade (LAE) (Anexo A) quando, nos primeiros seis meses de vigência da lei, o número de inscrições para novos projetos superou as expectativas, tanto na quantidade quanto na potência instalada, superando em muito os 250 MW planejados. Especialmente pelo fato do subsídio ter sido reduzido de 0,08 DM/kWh para 0,06 DM/kWh, (DEWI,1998) apenas as condições da LAE tornaram os projetos de energia eólica comercialmente muito interessantes para os investidores. As chances de se conseguir os subsídios caíram consideravelmente uma vez que o governo federal decidiu subsidiar não mais que 40 aerogeradores de um mesmo tipo. O propósito dessa restrição estava na distribuição dos recursos disponíveis para o maior número de fabricantes possível. Em pouco tempo, o limite de 250 MW tornou-se muito pequeno para os fabricantes bem sucedidos. Os investidores também notaram que havia pequenas chances de conseguirem aerogeradores subsidiados. Esse clima generalizado de subsídios restritos, aerogeradores confiáveis de grande porte, localidades com vento ainda disponíveis e a competição existente forçou a indústria a reduzir os preços de seus aerogeradores de modo a possibilitar a venda sem subsídio ou com estes consideravelmente reduzidos.

Até o final de 1990, as concessionárias não eram forçadas a comprar eletricidade gerada por aerogeradores e eram livres na definição das taxas de reembolso por kWh gerado. No início da década de noventa, a opinião pública na Alemanha mudou tanto que, no final de 1990, o parlamento decidiu unanimemente reembolsar a energia elétrica produzida através dos ventos ou através da energia solar com 90% da média dos preços de venda das concessionárias (Figura 3.1). As concessionárias de distribuição até então compravam a energia na faixa de 0,08 a 0,11 DM/kWh de grandes produtores de energia elétrica. Isto significa que eles tinham que pagar entre 0,06 e 0,09 DM/kWh a mais por kWh produzido pela energia eólica.

Com a presença dos melhores regimes de vento em regiões ao longo da costa, as concessionárias atuantes nesta área são obrigadas a comprar uma quantidade de energia maior devido a grande quantidade de projetos eólicos instalados naquele lugar. Como essas regiões são

basicamente áreas agrícolas com baixa densidade populacional e consumo relativamente baixo de energia, o desembolso adicional para a energia eólica representa uma carga financeira adicional significativa para as concessionárias locais, que, por sua vez, as repassam ao consumidor. Para evitar que as concessionárias locais tenham uma desvantagem comercial em relação às suas congêneres que não têm esta carga, a LAE contém uma cláusula de compensação. Essa cláusula permite que uma concessionária passe a carga para a concessionária supridora de energia se o valor da energia eólica ultrapassar cinco por cento do seu próprio suprimento. A concessionária supridora de energia muitas vezes distribui muito mais energia e, assim, os custos adicionais relativos à eólica são insignificantes no cálculo de seus custos.

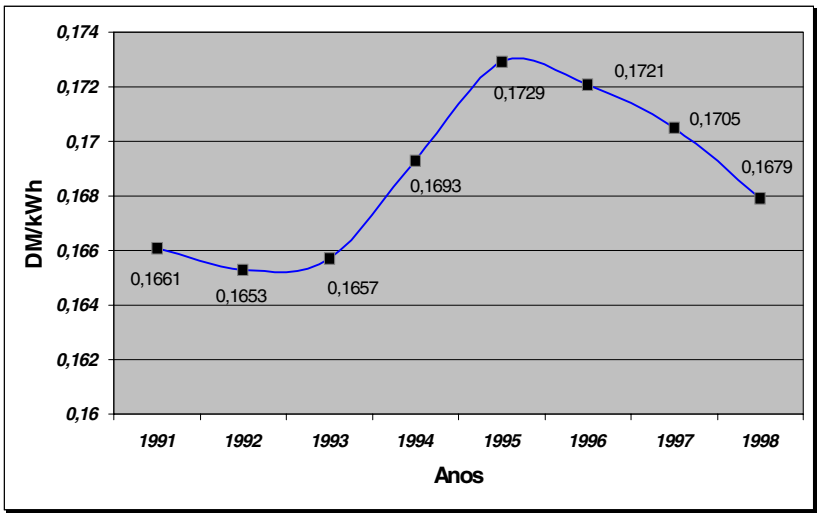


Figura 3.1 – Evolução dos reembolsos de energia eólica pelas concessionárias alemãs (Fonte: DEWI, 1998)

Os subsídios não eram restritos apenas ao governo federal. Os estados também contribuíram com subsídios diferenciados pelas características de vento disponíveis e também por uma série de características do projeto a ser implementado. A análise das características do vento e das turbinas a serem instaladas estava a cargo de instituições de pesquisa tais como o *Deutsches Windenergie-Institut* – DEWI e o *Network of European Measuring Institutes* – MEASNET. A busca por melhores subsídios, que agora eram diretamente influenciados pelas características dos aerogeradores, proporcionou um aprimoramento dos modelos existentes. A avaliação por uma instituição independente muito incentivou os fabricantes a investirem na otimização de seus modelos uma vez que seus clientes também teriam acesso ao desempenho de outros fabricantes.

Os subsídios estaduais cobriam, no início de sua implantação, 25% dos custos totais de investimento e podiam ser combinados com o subsídio do "Programa de Demonstração de 250

MW". As reduções dos preços dos aerogeradores devido à competição entre os fabricantes e à falta de fundos, reduziram os subsídios estaduais, que, por sua vez, vêm sendo continuamente reduzidos. Hoje não mais do que 8% dos custos do investimento são subsidiados.(DEWI,1998)

3.1.3 A evolução do mercado interno e o estado atual

O grande crescimento do mercado alemão pode ser visto na evolução do número de turbinas instaladas e na potência total disponível. Ao final do ano de 1999, um total de 7,879 turbinas eólicas com potência de 4,444.51 MW já operava em diversos estados da Alemanha. Somente no ano de 1999 foram instaladas 1,676 turbinas eólicas com potência total de 1,567.68 MW. Comparando com os anos anteriores, houve um aumento na nova capacidade instalada de 97.6 % enquanto que o número de novas turbinas instaladas cresceu aproximadamente 60%.

Os investimentos no setor, em 1999, na Alemanha, somam um total estimado de 3,450 milhões de marcos, aproximadamente 1,700 milhões de marcos a mais, em relação aos investimentos de 1998. A potência média instalada das novas turbinas alcançou o valor de 935kW por unidade. Essa média mostra que no ano de 1999 foram instaladas, na sua grande maioria, turbinas eólicas com potência na faixa de MW. A tabela 3.1 mostra o estado atual da energia eólica na Alemanha e as figuras 3.2 e 3.3 mostram a evolução do número de turbinas eólicas instaladas e a potência total em operação nos últimos anos. Pelas figuras 3.2 e 3.3 observamos o efeito da LAE no rápido crescimento de turbinas instaladas no ano de 1990 em comparação ao ano anterior. O crescimento da potência instalada , também como efeito direto da LAE, dobrou a partir de 1993 com a chegada de turbinas de 500 kW no mercado interno. A partir de então, o mercado alemão tem crescido de forma significativa colocando-se como o principal destaque no uso da energia eólica em todo o mundo.

Tabela 3.1 - Posição do uso da energia eólica na Alemanha

	Posição geral em 31/12/1999	***Somente em 1999***
Número de Turbinas Eólicas	7,879	1,676
Capacidade Instalada (MW)	4,444.51	1,567.68
Média da potência Instalada (kW/unid)	564.1	935.4

(Fonte: DEWI,2000)

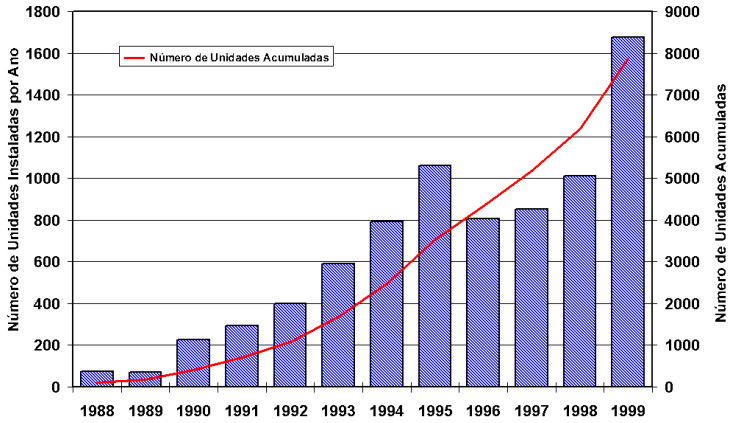


Figura 3.2 – Evolução do número de turbinas instaladas ano a ano e o total acumulado. (Fonte Dewi,2000)

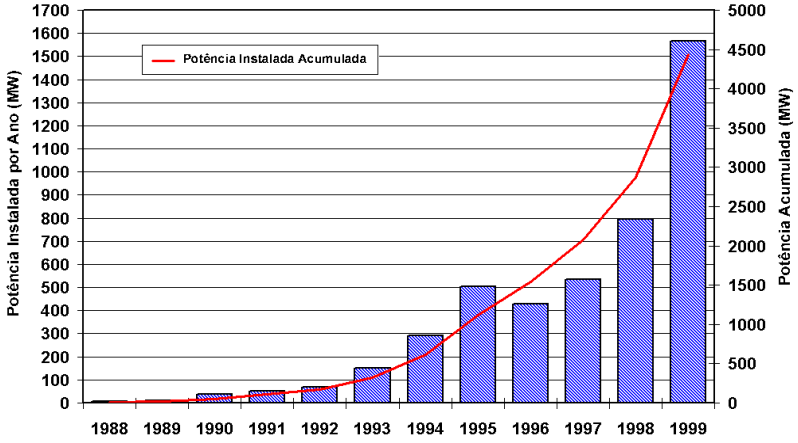


Figura 3.3 – Evolução da potência instalada ano a ano e o total acumulado. (Fonte Dewi,2000)

A produção anual de energia é calculada com base na média da utilização de diversas classes de potência de turbinas eólicas. Agrupando as turbinas eólicas em cinco grupos distintos de potência, observa-se que a grande maioria está na faixa de 401 e 750 kW com 56% das instalações, 55.2% da potência instalada e 55.7 da energia total gerada como mostra a tabela 3.2. A razão entre a potência e a quantidade de turbinas instaladas mostra que, ao longo da década de noventa, houve um desenvolvimento muito grande na busca de novos modelos com potências cada vez maiores (Figura 3.4). A potência média das instalações realizadas somente no ano de 1999, na Alemanha, apresentaram um valor de 935.4 kW o que representa um acréscimo de aproximadamente 75% no valor médio da potência com relação às instalações do ano anterior. Esse fato é facilmente observado na figura 3.4 onde a potência instalada, somente no ano de 1999 (1,568 MW), é praticamente o dobro da potência instalada no ano anterior (794 MW).

Tabela 3.2 – Grupos de turbinas eólicas e sua participação na produção energética anual.

Unidade de Potência	Turbinas Eólicas	%	Potência (MW)	%	Energia (GWh)	%
5 – 80 kW	745	9.5	43.04	1.0	56	0.7
80.1 – 200 kW	620	7.9	94.2	2.1	167	2.0
200.1 – 400 kW	858	10.9	227.46	5.1	427	5.2
400.1 – 750 kW	4,409	56.0	2,455.11	55.2	4,597	55.7
Acima de 750 kW	1,247	15.8	1,624.70	36.6	3,004	36.4

(Fonte: DEWI, 2000)

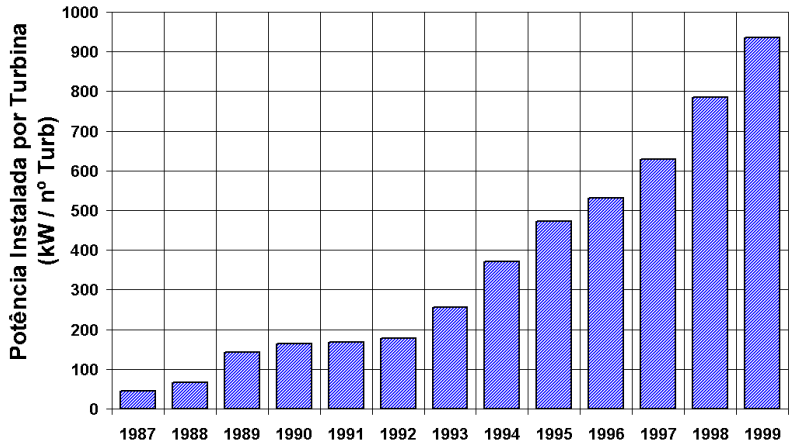
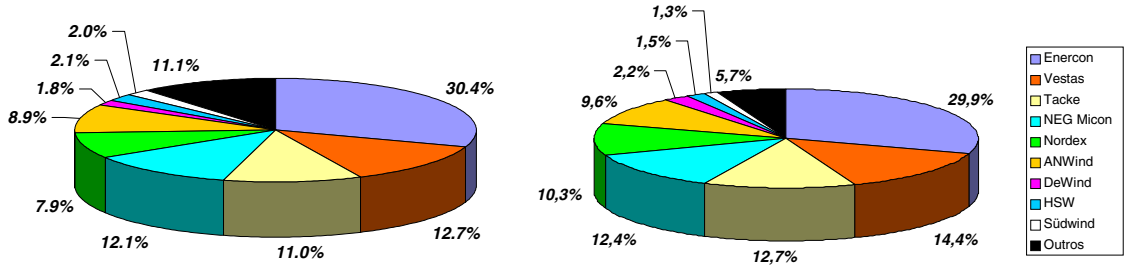


Figura 3.4 – A evolução da potência média instalada ao longo dos anos na Alemanha.
(Fonte: DEWI,2000)

A LAE ampliou e fortificou a indústria eólica da Alemanha. O mercado eólico alemão não favoreceu somente as indústrias locais. As condições favoráveis para um rápido crescimento do mercado alemão atrairam fabricantes de diversos países interessados na abertura do novo mercado. Um grande destaque da indústria alemã de energia eólica é dado para a empresa Enercon GmbH que representa 30.4% das unidades instaladas e 29.9% da potência total do mercado alemão desde 1982 (DEWI,2000).

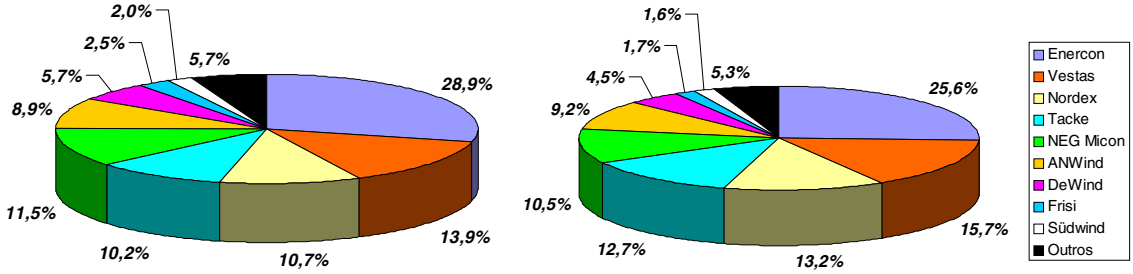
O crescimento da Enercon no mercado alemão, durante todo o processo de incentivos provenientes da LAE, possibilitou o seu fortalecimento financeiro e tecnológico. Vários modelos foram desenvolvidos pela Enercon nesse período com destaque para o modelo E-40 de 500kW (campeão de vendas em todo o mundo). O fortalecimento econômico levou a Enercon, como também outras empresas, a procurarem novos mercados consumidores tanto na Alemanha como fora dela. Em vários países da Europa, Ásia, América Latina e Oceania, foi instalado, até o mês de agosto de 1999, um total de 2,377 turbinas das quais 75% são turbinas modelo E-40. Na Alemanha, o principal mercado da Enercon, existem 1,950 turbinas já instaladas, o que representa 82% de sua produção total mundial (WINDBLATT, 1999). Nas figuras 3.5 e 3.6 vemos a participação de diversas empresas no mercado interno alemão. Dentre as empresas participantes estão empresas alemãs como Enercon GmbH e De Wind, dinamarquesas como

Vestas Wind System A/S, Nordex e Neg Micon A/S e americanas como a Tacke (pertencente ao grupo Enron Wind Corp desde 1997).



(a) (b)

Figura 3.5 – Distribuição das empresas participantes do mercado alemão desde 1982 a) número de turbinas instaladas b) potência instalada (Fonte: DEWI,2000)



(a) (b)

Figura 3.6 – Distribuição das empresas participantes do mercado alemão no ano de 1999 a) número de turbinas instaladas b) potência instalada (Fonte: DEWI,2000)

O sucesso do desenvolvimento do mercado eólico alemão também pode ser observado em sua participação no mercado europeu de energia eólica como mostra a tabela 3.3. Com taxas crescentes de participação com média de 42.2% na produção energética do setor na Europa entre 1993 e 1999, a Alemanha despontou como o mais importante mercado eólico europeu e mundial.

Tabela 3.3 – Capacidade instalada (MWh) acumulada na Alemanha e na União Européia

	1993	*1994*	*1995*	*1996*	*1997*	*1998*	*1999*
Alemanha	373	632	1,132	1,552	2,081	2,875	4,444
União Européia	1,245	1,693	2,529	3,496	4,695	6,303	8,915
% Alemã	29.9%	37.3%	44.7%	44.4%	44.3%	45.4%	49.8%

(Fonte: WAGNER,2000)

3.1.4 As mudanças e perspectivas do mercado alemão

Como pode ser visto nas figuras 3.2 e 3.3, o mercado eólico na Alemanha supera os próprios limites a cada ano. O crescimento do número de novas instalações mostra que esse mercado, sob forte influência da LAE, tem experimentado um "boom" altamente favorável para a energia eólica. Sem dúvida nenhuma, foi a LAE que promoveu e garantiu os subsídios necessários para que se desenvolvesse a indústria interna e que esta, em concorrência com outras empresas estrangeiras, pudesse fazer do mercado alemão o maior do mundo onde, somente no primeiro trimestre de 1999, 228 turbinas com capacidade total de 193.53 MW se conectaram à rede. Segundo DEWI(2000), 1,676 turbinas com capacidade total de 1,567.68 MW foram instaladas em todo o ano de 1999, 97.4% a mais do que a capacidade total instalada em 1998. A capacidade alemã até o final do ano de 1999 somava um total superior a 4,400 MW, com uma média de crescimento anual de 58% ao ano desde 1993. Durante um ano, em condições normais de vento, as 7,879 turbinas eólicas instaladas por todo o território alemão até o final do ano de 1999, produziram o equivalente a 8.5 milhões de MWh, valor esse equivalente a 2% da necessidade de energia elétrica em toda a Alemanha (WAGNER,2000).

Mesmo com importantes notícias sobre o crescimento do mercado eólico alemão, várias autoridades do setor já visualizam problemas na sua expansão para os próximos anos. Peter Ahmels, presidente da Bundesverband WindEnergie - BWE (Associação Alemã de Energia Eólica), alerta sobre o problema iminente no mercado eólico alemão e declara:

> "A parte eólica referente à produção de energia elétrica brevemente alcançará o limiar de 5% entre as concessionárias ao norte da Alemanha. Assim, o governo alemão deve rapidamente promover uma emenda a LAE. O tão falado limite de 5% deve ser repassado por uma regulação compensatória a toda a nação alemã. Caso contrário, a expansão virá a cessar e morrer." (HINSCH,1999a)

> "A menos que a Lei de Alimentação da Eletricidade se atualize, o colapso dos preços fará com que muitos operadores venham a falir. Alem disso, novos investidores estão temerosos. A expansão atual pode se transformar em uma tormenta depois da calmaria." (HINSCH,1999b)

Um dos fortes indícios para essa preocupação na atualização da LAE está no fato de que as melhores regiões eólicas da Alemanha já apresentam grande taxa de "ocupação eólica". A maior operadora da rede ao norte de Alemanha, a PreussenElektra, acredita que o limite de 5%

para a energia eólica imposto pela LAE será alcançado no ano 2000 (HINSCH,1999a). Como pode-se verificar na tabela 3.4 e na figura 3.7, a região norte concentra o maior potencial instalado de turbinas eólicas de toda a Alemanha.

Nesse momento o futuro do mercado alemão depende, em grande parte, de novos ajustes para a LAE. O ritmo de crescimento na década de noventa mostrou um mercado altamente promissor e sem ameaças aparentes. O limite de 5% da energia comercializada pelas concessionárias não estava tão próximo de ser alcançado. O uso de turbinas cada vez maiores fez com que o número médio de potência por unidade de turbinas crescesse cerca de 75% em 1999 em relação ao ano anterior. Como pode ser visto na figura 3.4, cada vez se usam mais turbinas de grande porte (acima de 750 MW) em novos projetos na Alemanha.

Várias empresas alemãs e dinamarquesas têm se preocupado com o futuro do mercado eólico mundial e principalmente com o mercado alemão. Grandes empresas como Neg Micon, Vestas, Enercon, Nordex, entre outras, têm investido em novos modelos cada vez maiores e mais potentes para conseguir melhores preços de energia produzida (MWh) e, dessa forma, conquistarem melhores fatias do mercado. O mercado alemão está preparado tecnicamente para essa nova tecnologia. O que é de extrema importância para o setor é a reformulação da LAE garantindo, assim, a expansão dos critérios de subsídios sob um novo cenário.

Tabela 3.4 – Distribuição regional da utilização da energia eólica na Alemanha

Estado Federal	**Potência Instalada Total (MW)**	**Potência Instalada em 1999 (MW)**	**Turbinas Instaladas em 1999**
Lower Saxony	1,203.4	383.23	409
Schleswig-Holstein	971.8	226.11	227
Branderburg	363.2	215.26	232
Saxony-Anhalt	303.9	210.73	206
Mecklenburg-Vorpommern	355.8	139.79	166
Saxony	245.8	109.41	110
North Rhine Westfalia	420.7	95.24	120
Thuringia	147.5	76.90	68
Rhineland-Palatine	144.1	62.92	77
Bavaria	48.9	17.80	22
Hesse	166.5	12.04	18
Baden-Württemberg	32.6	10.75	13
Bremen	10.9	3	5
Saarland	8.3	2.5	3
Hanburg	18.4	0.0	0
Berlin	0	0.0	0
TOTAL	4,444.5	1,567.7	1,676

(Fonte: DEWI,2000 e HINSCH,1999b)

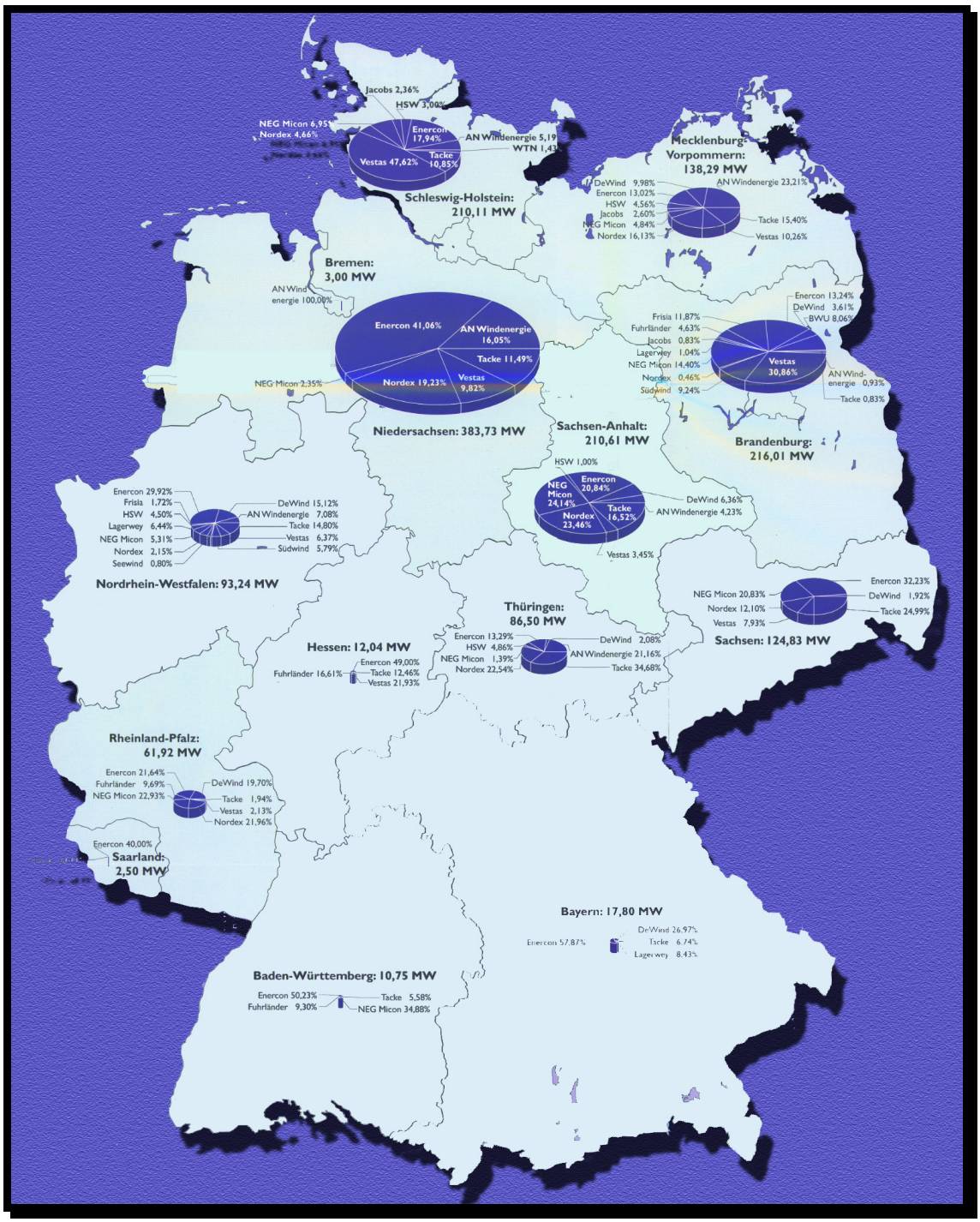


Figura 3.7 – Mapa político da Alemanha e a distribuição do potencial eólico em todo o território alemão (Fonte: Windkraft-Nutzung in Deutshcland 1999 - NEW ENERGY, 2000)

3.1.5 A Lei das Energias Renováveis

No dia 25 de Fevereiro de 2000, o Parlamento Alemão ratificou a Lei das Energias Renováveis (LER) garantindo assim a continuidade crucial do suprimento de energia limpa no

mercado de energia elétrica. Essa Lei favorece também as demais fontes de energia renováveis, onde se espera um rápido crescimento das taxas de utilização. Com a nova LER, o governo alemão está consolidando uma série de políticas bem sucedidas, iniciadas nos anos 90, abrindo, assim, uma extensa e importante oportunidade para as fontes renováveis. O principal objetivo dessa Lei é a contribuição e suporte político em direção à duplicação da participação das fontes renováveis de energia elétrica de 5% para 10% em 2010 dentro dos alvos estipulados pela Comissão Européia em seu relatório "Renewable Energy White Paper" de 1997.(WAGNER, 2000)

Ao estipular tarifas para cada tecnologia de energia renovável baseada em seu custo real, a LER reconhece claramente a importância das fontes alternativas de energia para a redução de emissão de gases de efeito estufa e para o não esgotamento das reservas de combustíveis fósseis. Essa Lei aponta como uma iniciativa de formação de um mercado sustentável para as fontes renováveis através da compensação das distorções do mercado elétrico convencional e, simultaneamente, de criação de uma massa crítica através de grandes programas de introdução da tecnologia no mercado sem, contudo, sobrecarregar os contribuintes. Dentro desse cenário, as fontes renováveis se tornarão competitivas com relação às fontes convencionais de energia em médio e longo prazos. A LER também inclui elementos decrescentes e diferenciados como o processo regular de revisão bi-anual para ajustes necessários devido às inovações tecnológicas e ao desenvolvimento do mercado.

Assim como a liberalização e a competição cresceram rapidamente no mercado alemão de energia elétrica desde 1998, uma nova preocupação cresceu no desenvolvimento das energias renováveis. Isso porque uma queda nas tarifas pagas pelos consumidores conduziria a um similar decréscimo nas tarifas relacionadas a fontes renováveis de energia, uma vez que essas estavam ligadas à média dos preços da energia elétrica. Uma rápida queda nos preços da energia elétrica colocaria, tanto instituições financeiras como fabricantes de turbinas eólicas, proprietários de fazendas eólicas e potenciais investidores em situação muito cautelosa. De fato, a situação colocou em risco tanto os projetos já existentes quanto os que ainda seriam propostos. O governo procurou novas abordagens para tratar o sistema de tarifas para fontes renováveis (que estavam associadas à tarifa média da energia elétrica) no sentido de fixar um preço mais claramente baseado nos custos atuais de geração de várias tecnologias renováveis.

Baseada em propostas e custos analisados pela comunidade alemã de energia eólica, a nova Lei impôs o pagamento para geração eólica ao preço fixo de DM 0.178/kWh (Euros 0.09) durante os primeiros cinco anos de operação. Após esse período, o preço é reduzido para uma faixa que dependerá da qualidade do local instalado. Nos melhores locais, como a região costeira da Alemanha, por exemplo, o preço cai para DM 0.121/kWh (Euros 0.061) após cinco anos de operação. Dessa forma tem-se uma tarifa média de DM 0.135/kWh (0.068) para plantas com expectativa de 20 anos de vida útil. Em locais onde a velocidade média dos ventos é baixa

(locais com média anual de 5.5 m/s de velocidade de vento a uma altura de 30m), a tarifa paga é maior. Para esses locais, a energia eólica receberá uma tarifa média de DM 0.167/kWh (Euros 0.084) durante os 20 anos estipulados de vida útil. Esse valor é quase o valor pago, em 1999, pela LAE, que deixa de vigorar com a LER. Somente para localidades com velocidades médias inferiores a 5.5 m/s a tarifa paga para investimentos em energia eólica será superior às demais: DM 0.174/kWh durante os 20 anos de vida útil. (WAGNER, 2000)

A segunda maior preocupação da comunidade de energia eólica durante o ano de 1999 foi o limite de 5% da geração por fontes renováveis; introduzido como parte da emenda da LAE em 1997. Grandes áreas ao norte da Alemanha, pertencentes à área de fornecimento da PreussenElektra, anunciaram no final do ano de 1999 que elas estavam próxima de atingir os 5% de renováveis. De acordo com a LAE, a companhia não estaria obrigada a aceitar nenhuma nova instalação de projetos eólicos ou de qualquer outra fonte renovável e, consequentemente, não pagaria a tarifa para energias renováveis para novas instalações nos anos seguintes. Esse fator limitante causou grandes preocupações nos investidores visto que os melhores locais para implantação de parques eólicos não poderiam atender novos projetos. Mesmo com a contestação do governo sobre a posição da companhia PreussenElektra, o problema deveria ser resolvido através da nova Lei. A LER prevê uma distribuição entre todos os operadores da rede de transmissão, criando, dessa forma, frações iguais de fontes renováveis para todos os distribuidores e fornecedores. Esse arranjo procura não criar nenhuma distorção no mercado ao estabelecer uma posição neutra de competitividade.

A LER, sem dúvida, procurou corrigir a LAE principalmente sob o novo cenário de rápida expansão do mercado eólico alemão para dar prosseguimento ao desenvolvimento da energia eólica nas metas de atingir os 5% da produção anual de energia elétrica.

3.2 A evolução do mercado e o estado da arte da energia eólica no mundo

A utilização da energia eólica no mundo para produção de eletricidade em larga escala vem sendo cada vez mais difundida entre diversos países de todos os continentes. Iniciada na Europa com a Alemanha, Dinamarca e Holanda e também nos Estados Unidos, a energia eólica hoje está presente em vários outros países da Europa como Portugal, Espanha, Itália, Bélgica e Reino Unido além de ter uma crescente penetração em países da América Latina, África e Ásia.

A energia eólica está entre as fontes de energia renováveis mais baratas. Em localidades com boas condições de vento é competitiva até com os combustíveis fósseis tradicionais e com

a geração nuclear. O custo continua a cair com o aprimoramento tecnológico e a maximização das máquinas.

Diversos países têm dado suporte ao desenvolvimento da tecnologia eólica com incentivos governamentais como reconhecimento às vantagens ambientais. Subsídios estaduais objetivam estimular o mercado, reduzir os custos e compensar as desvantagens do uso de combustíveis convencionais. Uma larga faixa de mecanismos de estimulação do mercado tem sido aplicada em diferentes países. O apoio a iniciativas em pesquisa e desenvolvimento e acesso favorável das centrais eólicas à rede elétrica são ingredientes importantes para o contínuo sucesso dessa tecnologia.

3.2.1 A potência e a quantidade de turbinas eólicas no mundo

Com o rápido crescimento do mercado eólico na Europa e nos Estados Unidos, o desenvolvimento tecnológico gerou a necessidade de novos modelos de turbinas eólicas mais potentes principalmente para a manutenção dos espaços comerciais até então fortemente concorridos por diversas indústrias dinamarquesas e alemãs. Conforme visto na seção 2.1.4, a evolução das turbinas durante a década de noventa deu grandes saltos tecnológicos com modelos de 20 m de diâmetro com 100 kW largamente usados no início da década de noventa até turbinas com 50 a 60 m de diâmetro de 1.5 MW de potência comercializadas largamente em 1998 e 1999.

Cada vez mais turbinas de grande porte encontram espaço no mercado de geração eólica de energia elétrica. Este fato pode ser observado na potência média das turbinas instaladas em diversos países da Europa e também nos Estados Unidos, conforme demonstrado na tabela 3.5. Tanto em aplicações em terra quanto em aplicações *offshore*, as turbinas em escala de megawatt têm criado um mercado promissor fazendo com que os novos investimentos no setor sejam destinados à redução dos custos e ao aprimoramento tecnológico elevando, assim, com uma maior participação no mercado, a média da potência instalada nos principais consumidores da energia eólica.

Tabela 3.5 – Média da potência de turbinas eólicas instaladas a cada ano e valor acumulativo

Ano	Dinamarca		Alemanha		Espanha		Suécia		Reino Unido		Estados Unidos	
	Pot. Média p/ano	Pot. Média Acum	Pot. Média p/ano	Pot. Média Acum	Pot. Média P/ano	Pot. Média Acum	Pot. Média p/ano	Pot. Média Acum	Pot. Média p/ano	Pot. Média Acum	Pot. Média p/ano	Pot. Média Acum
1992	215	119	185	117	125	100	212	221	361	299	223	105
1993	248	123	254	182	200	122	247	227	320	312	149	105
1994	364	131	371	264	320	142	412	257	469	353	336	112
1995	493	148	473	310	297	177	448	311	534	360	327	118
1996	531	181	530	358	420	258	459	345	562	398	511	120
1997	560	235	623	402	422	323	550	364	514	425	707	125
1998	687	271	783	465	504	367	590	414	615	442	723	132
1999	750	303	919	562	589	455	775	453	617	450	720	153

(Fonte: BTM Consult, 2000)

A penetração das turbinas de 500 kW no mercado mundial pôde ser notada após o ano de 1996 quando a maioria dos países descritos na tabela 3.5 apresentaram uma média da potência instalada superior a 510 KW. Um destaque especial para a potência média instalada está no cenário dos Estados Unidos que, mesmo apresentando uma faixa de potência média instalada por ano semelhante ao da média da Alemanha, sua potência acumulada ainda apresenta fortes influências do desenvolvimento de turbinas de pequeno e médio porte. A penetração de grandes turbinas no mercado americano ainda não foi suficiente para elevar a potência média acumulada comparada aos demais países analisados na tabela 3.5.

A quantidade de turbinas instaladas em todo o mundo mostra que, na maioria dos países, o número de turbinas aumentou a cada ano. Mesmo com um número negativo de turbinas instaladas (retirada de turbinas já no final da vida útil) na América do Norte, principalmente nos Estados Unidos nos anos de 1996, 1997 e 1999, a potência média instalada a cada ano cresceu, o que mostra uma grande substituição das turbinas antigas de pequeno porte por turbinas de grande porte. A tabela 3.6 apresenta a evolução do número de turbinas instaladas no mundo, a cada ano, mostrando que o número total de turbinas quase dobrou em seis anos, levando a média de potência instalada a 320 kW.

Tabela 3.6 – Número de turbinas eólicas instaladas em todo o mundo

País/Região	*Total de unidades até o final de 1993*	*Número acumulativo de turbinas instaladas*						*Total de unidades até o final de 1999*
		1994	*1995*	*1996*	*1997*	*1998*	*1999*	
América do Norte	16,014	315	66	-78	-158	416	-177	16,398
Europa	7,260	1,228	1,800	2,013	2,343	2,731	4,389	21,764
Ásia	7,260	785	1,837	917	594	33	438	21,764
Resto do Mundo	55	15	25	20	35	1	134	285
Total de Unidades	**23,832**	**2,343**	**3,728**	**2,872**	**2,814**	**3,181**	**4,784**	**43,545**
Acumulativo	**23,832**	**26,166**	**29,894**	**32,766**	**35,580**	**38,761**	**43,545**	
Capacidade instalada ao final de 1999: 13,932 MW								
Potência média mundial das turbinas eólicas : 320 kW								

(Fonte: BTM Consult, 2000)

3.2.2 Custos

Os custos de uma planta eólica têm caído substancialmente durante os últimos quinze anos e a tendência é que continuem a cair. O preço da energia elétrica produzida por turbinas eólicas tem sofrido quedas significativas, principalmente pelos seguintes fatores:

- Redução dos preços das turbinas eólicas;
- As turbinas modernas são cada vez maiores, com torres cada vez mais altas (aumentando assim a velocidade do vento interceptada pelo rotor). Muitas das máquinas eólicas instaladas nos anos 80 tinham potência aproximada de 50 kW na média; hoje, as turbinas eólicas modernas apresentam uma média mundial instalada na faixa de 600 a 750 kW;
- Melhor conhecimento da tecnologia e melhoria nos métodos de produção;
- Melhoria na eficiência e na disponibilidade de novos campos;
- Queda nos custos de operação e manutenção.

Os custos totais de um projeto de energia eólica são acrescido entre 15 a 40% do custo da turbina. Esse percentual de acréscimo depende também do número de turbinas eólicas instaladas, sua potência e as dificuldades do local onde serão instaladas. Uma série de componentes participam do balanço do custo de uma planta eólica além de fatores institucionais de cada país. Os componentes do custo final de um projeto em energia eólica podem ser visto na tabela 3.7 em valores médios de projetos instalados na Europa.

A evolução nos preços das turbinas eólicas de pequeno porte com relação ao seu tamanho e sua potência no início da década de noventa pode ser vista na figura 3.8. De uma forma geral, existe uma tendência de que os custos da máquina por kW caiam à medida que os sistemas eólicos aumentem de tamanho. Essa tendência confirma-se também para as turbinas de médio e grande porte onde o extraordinário desenvolvimento da tecnologia, impulsionado pelo mercado crescente durante o final da década de oitenta e toda a década de noventa, possibilitou que as turbinas eólicas evoluíssem de 12 m de diâmetro e 15 kW de potência nominal em 1985 para modelos de 66 m de diâmetro com 1650 kW de potência nominal, comercializados em 1999 (BWE, 2000).

Tabela 3.7 – Balanço do custo de projetos em energia eólica na Europa

Ítem	***Faixa de Custo (% do preço da turbina)***
Fundação	5 – 11
Conexão elétrica	5 – 11
Compra do terreno	0 –5.7
Custos de planejamento	1.5 – 3
Aprovação de projeto	3 – 8
Infraestrutura	2 – 4
Gerência	3 – 6
Diversos	2 – 4
Conexão à rede	7.5 – 15
TOTAL	**15 – 40**

(Fonte: EWEA, 1998b)

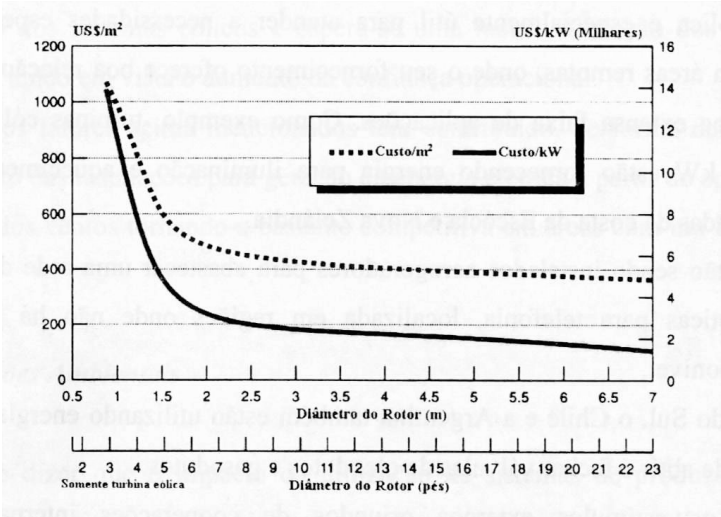


Figura 3.8 – Custo relativo de turbinas de pequeno porte. (Fonte: GIPE, 1993)

A instalação de grandes parques eólicos em diversos países mostrou-se técnica e economicamente mais viável com a aplicação tecnológica atual. Além disso, apresenta a

vantagem de reduzir as influências das flutuações na energia gerada; e de manutenção sistematizada sem prejuízo à capacidade total de geração. Nesses sistemas, a tecnologia tem tido rápido desenvolvimento devido à velocidade de realimentação dos dados sobre o funcionamento. Vale ressaltar que nos Estados Unidos e Europa, em 1985, a produção em larga escala já estava resultando num custo de cerca de US$1,000/kW até 600/kW instalados, compatível com os custos de uma hidrelétrica. (COIMBRA,1999)

O desenvolvimento tecnológico aplicado aos materiais utilizados, o desenvolvimento dos perfis aerodinâmicos das pás e as técnicas de controle eletrônico para melhor aproveitamento do vento estão levando a uma permanente redução dos custos da eletricidade gerada a partir da energia eólica. Para exemplificar, em 1980 gastava-se, em média, US$ 120.00 para gerar 1 MWh de energia a partir dos ventos. Atualmente, a *American Wind Energy Association* (AWEA) já considera a geração eólica competitiva, em áreas com um regime de vento superior a 6.7 m/s, onde o seu custo estaria na faixa de US$ 40.00 a US$ 50,00/MWh (PEREIRA, 1998).

O custo da energia produzida pelos ventos é função da velocidade do vento. Uma vez que a potência extraída de uma turbina é diretamente proporcional ao cubo da velocidade ($P \approx v^3$), qualquer variação da velocidade do vento acarreta significativas variações na potência entregue pela turbina. Dessa forma, vários índices de custos da energia elétrica produzida pela energia eólica são mostrados em função da velocidade do vento na altura do rotor ou em alturas típicas de medições anemométricas: 10, 30 ou 50 metros. A tabela 3.8 mostra a variação de diversos parâmetros envolvidos em um projeto de energia eólica praticados na Europa e a figura 3.9 indica o custo da energia eólica sujeito às variações da tabela 3.8 e a velocidade média na altura do rotor que, para velocidades de 5 m/s na altura do rotor, tem o custo médio de ECU 0.096/kWh caindo para ECU 0.034/kWh para velocidades a 10 m/s.

Tabela 3.8 – Sumário dos preços de referência da energia eólica na Europa

Parâmetros de Custo	**Baixo**	**Médio**	**Alto**
Custo de Instalação (ECU/kW em ventos a 7 m/s na altura do rotor)	700	850	1,000
Taxa de retorno real %	5	7.5	10
Período de construção (meses)	6	6	6
Amortização (anos)	20	20	20
Custos fixos (ECU/kW/ano)	12	18	24
Custos Variáveis (cECU/kWh)	0.2	0.3	0.4

(Fonte: EWEA, 1998b)

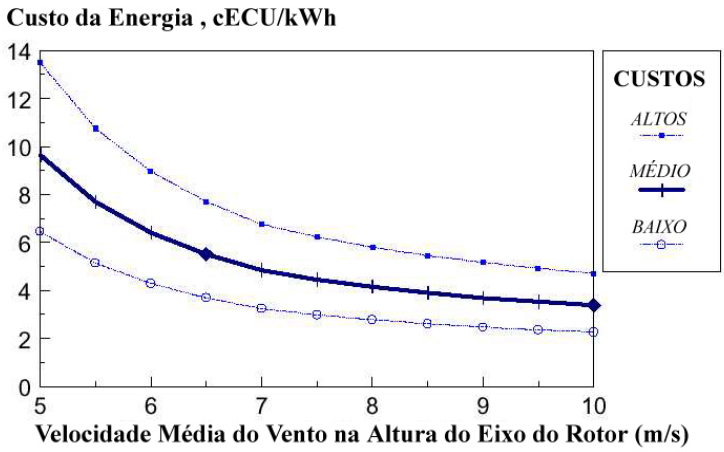


Figura 3.9 – Referência dos preços da energia eólica na Europa em função da velocidade média na altura do rotor. (Fonte: EWEA, 1998b)

Um importante fator de análise dos custos da energia eólica está na comparação com preços de outras fontes de energia. Não existe um valor fixo do custo da energia para cada fonte específica dada a grande variedade de fatores que influenciam os valores finais de investimento. Fontes energéticas como o carvão, o gás, a energia hidráulica , as térmicas a óleos combustíveis e a energia nuclear apresentam grandes variações no preço da energia, entre países, para as mesmas fontes.

O preço da energia produzida muitas vezes não reflete o custo real da energia produzida por uma determinada fonte de energia. Acordos institucionais e subsídios governamentais para as fontes tradicionais de geração elétrica fazem com que o preço mascare o valor real da energia produzida tornando-a, a princípio, mais atraente em relação à energia eólica. Um resumo dos custos de uma planta térmica na Europa é visto na tabela 3.9 onde o preço da energia é derivado da média de investimentos para taxa de desconto de 5% e uma vida útil de 20 anos para todas as plantas. Em seguida, na figura 3.10 é mostrado um comparativo da geração de uma planta eólica sob as mesmas condições de investimento calculadas na tabela 3.9 instalada em local onde a velocidade média do vento na altura do rotor, esteja na faixa de 5 a 10 m/s sujeita às mesmas condições de investimento das plantas térmicas.

Tabela 3.9 – Investimentos em plantas térmicas na Europa – 1998

Tecnologia usada	***Custo de Capital ECU/kW***	***Custo do Combustível cECU/kWh***	***Custo de O&M CECU/kWh***	***Custo Total cECU/kWh***
Gás	450-700	1.7-2	0.4-0.6	3.1-4
Carvão	1000-1300	1.8-2.3	0.7-1	3.7-5.5
Nuclear	1200-2000	0.7-0.9	0.8-1	3.3-8

(Fonte: EWEA 1998b)

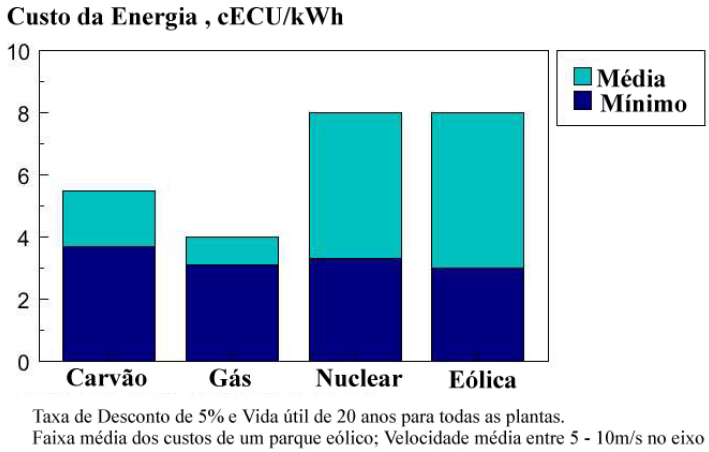


Figura 3.10 – Preços da Eletricidade na Europa em 1998. (Fonte: EWEA 1998b)

A energia eólica já se mostra competitiva com a geração nuclear de energia elétrica mesmo não se contabilizando os custos de externalidade envolvidos. Muitas vezes o preço da geração nuclear exclui custos externos como o de riscos de acidentes, que, por exemplo, são freqüentemente sustentados pelo governo, aliviando as concessionárias do pagamento de seguros (EWEA,1998b). Várias outras fontes de geração de energia convencional na Europa apresentam subsídios significativos do governo para seu funcionamento. Mesmo com os custos de externalidades não contabilizados no preço da energia gerada por fontes convencionais, a energia eólica apresenta custos competitivos. A pressão da sociedade por fontes que apresentam baixos impactos ambientais forçaram a contabilidade dos custos de externalidade de cada fonte. Dessa forma, os custos da energia eólica se tornarão ainda mais competitivos.

Espera-se que o desenvolvimento tecnológico, hoje já amadurecido, possa contribuir com a redução dos custos da turbina eólica principalmente no uso de materiais alternativos e mais resistentes diminuindo assim além dos custos da própria turbina os custos em manutenção preventiva. A redução do custo final da energia pode ser alcançado não só com a redução dos custos da turbina eólica. Espera-se que o custo de outras etapas como a fundação, a conexão à rede e os custos de acesso ao local possam reduzir ainda mais os pesos no custo final do investimento.

3.2.3 Estado da Arte no Mundo

Um estudo do mercado mundial da energia eólica publicado anualmente pela BTM Consult ApS mostra que a tecnologia eólica é uma das tecnologias que mais cresce no mundo. Entre os anos de 1995 e 1999, a potência média instalada anualmente cresceu a uma taxa superior a 40% a.a. enquanto que a capacidade acumulada no mesmo período cresceu 32%a.a.

As tabelas 3.10 e 3.11 mostram a evolução do mercado mundial desde 1994 e as parcelas da América do Norte, Europa e Ásia na distribuição do mercado mundial de energia eólica.

Tabela 3.10 – Taxas de crescimento do mercado mundial entre 1994 e 1999

Ano	***Potência Instalada (MW)***	***Crescimento %***	***Potência acumulada (MW)***	***Crescimento %***
1994	730		3,488	
1995	1,290	77%	4,778	37%
1996	1,292	0.2%	6,070	27%
1997	1,568	21%	7,636	26%
1998	2,597	66%	10,153	33%
1999	3,922	51%	13,932	37%
Média de cresc. em 5 anos		**40%**		**32%**

(Fonte: BTMConsult, 2000)

Tabela 3.11 – Capacidade instalada em 1998 e 1999

	1998		***1999***	
	Potência Instalada (MW)	***Potência acumulada (MW)***	***Potência Instalada (MW)***	***Potência acumulada (MW)***
Continente Americano	658	2,292	548	2,667
Europa	1,766	6,553	3,192	9,737
Ásia	147	1,224	115	1,376
Outros continentes e áreas	27	83	68	151
Potência anual instalada (MW)	**2,597**		**3,922**	
Potência acumulada no mundo (MW)		**10,153**		**13,932**

(Fonte: BTMConsult, 2000)

A evolução da potência total instalada no mundo e o crescimento nos principais mercados podem ser vistos nas figuras 3.11 e 3.12. A capacidade acumulada a partir do ano de 1992 até o final de 1999 mostra um crescimento exponencial na penetração da tecnologia eólica em todo o mundo. Um importante destaque está no mercado espanhol que apresentou uma taxa de crescimento médio da potência instalada, nos últimos três anos, de 93 % destacando-se como uma das maiores taxas de crescimento percentual de todo o mercado mundial de energia eólica no mundo, superando a capacidade instalada do tradicional mercado dinamarquês, alcançando, no final de 1999, um total de 1,812 MW de potência instalada.

Figura 3.11 –Potência eólica instalada no mundo

(Fonte: BTM Consult 2000)

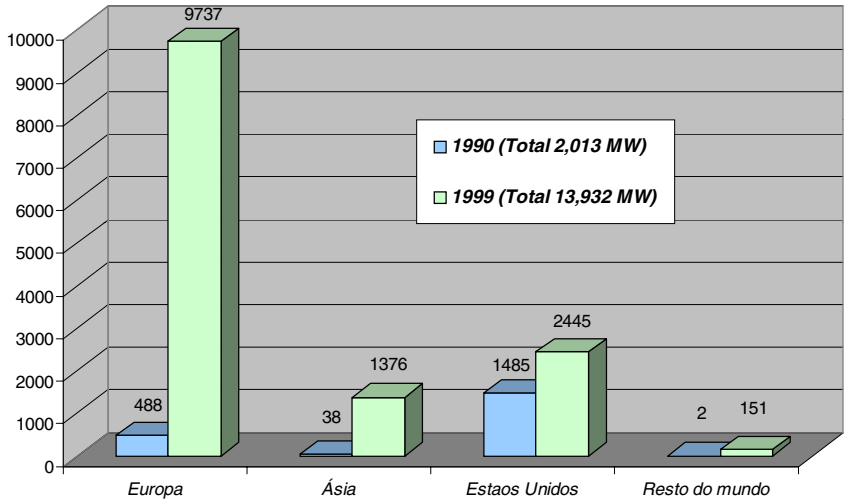


Figura 3.12 – Capacidade instalada de energia eólica no mundo em 1990 e 1999(MW).

(Fonte: BTM Consult 2000)

Tabela 3.12 – Taxa de crescimento dos dez maiores mercados de Energia Eólica

País	*Potência acumulada ao final do ano (MW)*					*Taxa de Cresc. 1998-1999 %*	*Média de três anos %*
	1995	*1996*	*1997*	*1998*	*1999*		
Alemanha	1,132	1,552	2,081	2,874	4,442	54.6%	42.0%
Estados Unidos	1,614	1,615	1,611	2,141	2,445	14.2%	14.8%
Espanha	133	250	512	880	1,812	105.9%	93.5%
Dinamarca	637	835	1,116	1,420	1,738	22.4%	27.7%
Índia	576	820	940	992	1,035	4.3%	8.1%
Países Baixos	249	295	329	379	433	14.2%	13.6%
Reino Unido	200	273	328	338	362	7.1%	9.9%
Itália	33	71	103	197	277	40.5%	57.5%
China	44	79	146	200	262	31.1%	49.1%
Suécia	69	103	122	176	220	25.1%	28.7%
TOTAL MUNDIAL	4,687	5,893	7,288	9,567	13,026	35.7%	30.3%

(Fonte: BTM Consult, 2000)

O perfil do crescimento da energia eólica na década de noventa indica perspectivas promissoras para o crescimento da indústria eólica mundial para as próximas décadas. Cada vez mais países em todo o mundo encontram na energia eólica um importante complemento da geração de energia elétrica de forma limpa e ecologicamente correta. A tabela 3.13 mostra a distribuição de trinta e oito países que já utilizam a energia eólica para geração de energia elétrica.

No Anexo B é mostrado o desempenho de vários países na expansão de parques eólicos, a potência instalada a cada ano e a potência acumulada desde o início da década de noventa. Em alguns países também é mostrada a distribuição das diversas empresas fabricantes de turbinas eólicas no mercado eólico de cada país.

Tabela 3.13 – Utilização internacional da energia eólica.

PAÍS	***Capacidade instalada no final de Março de 2000 (MW)***	***Capacidade instalada no final de 1999 (MW)***	***Capacidade instalada no final de 1998 (MW)***	***Capacidade instalada no final de 1997 (MW)***	***Taxa de Crescimento 1997-1999***
Alemanha	4,636	4,444	2,875	2,081	114%
Estados Unidos	2,723	2,706	1,820	1,673	62%
Dinamarca	1,855	1,761	1,448	1,148	53%
Espanha	1,672	1,225	834	512	139%
Índia	1,074	1,062	968	940	13%
Países Baixos	428	411	361	319	29%
Reino Unido	368	353	333	319	11%
Itália	283	277	180	103	169%
China	274	261	214	166	57%
Suécia	221	215	174	122	76%
Canadá	125	125	82	25	400%
Grécia	143	82	39	29	183%
Irlanda	76	73	73	53	38%
Japão	75	68	40	18	278%
Portugal	60	60	60	38	58%
Costa Rica	51	46	26	20	130%
Áustria	42	42	30	20	110%
Finlandia	38	38	17	12	217%
Egito	53	35	5	5	600%
Nova Zelandia	35	35	5	4	775%
Brasil	25	25	17	3	733%
França	26	22	19	10	120%
Austrália	11	17	17	11	55%
Argentina	13	13	12	9	44%
Noruega	13	13	9	4	225%
República Theca	12	12	7	7	71%
Iran	11	11	11	11	0%
Luxemburgo	15	10	5	2	400%
Bélgica	9	9	6	4	125%
Turquia	9	9	9	0	-
Israel	8	8	6	6	33%
Coreia do Sul	9	7	2	2	250%
Polônia	7	7	5	2	250%
Rússia	5	5	5	5	0%
Ucrânia	5	5	3	5	0%
México	3	3	2	2	50%
Suiça	3	3	9	3	0%
Total	**14,416**	**13,506**	**9.729**	**7.693**	

(Fonte: DEWI,2000; NEW ENERGY, 2000 e BTM CONSULT, 2000)

3.3 O futuro e as perspectivas da energia eólica para as próximas décadas

Cada vez mais países em todo o mundo já possuem turbinas eólicas para geração complementar de energia elétrica. Com o fantástico crescimento do mercado nos últimos dez anos, a energia eólica tem-se mostrado como a fonte renovável de energia de maior penetração na geração de energia elétrica. O desenvolvimento da sociedade durante a década de noventa mostra uma sociedade cada vez mais preocupada com as questões ambientais. A busca de soluções viáveis para a redução da emissão de gases do efeito estufa e dos diversos impactos ambientais intrínsecos nas fontes tradicionais de geração de energia elétrica apontam a energia eólica como uma das mais promissoras fontes de energia renovável disponíveis no mercado mundial.

O amadurecimento da tecnologia durante a década de noventa mostrou que a energia eólica se mostra preparada para avanços ainda mais significativos e ambiciosos para as próximas décadas. Tanto as aplicações em terra quanto as aplicações *offshore* mostram um grande potencial de crescimento do mercado eólico mundial. Várias previsões para o mercado eólico para os próximos anos mostram-se otimistas na manutenção do ritmo de crescimento visto nos últimos cinco anos. A BTM Consult, uma consultora dinamarquesa especializada em energia eólica mundial, apresenta uma previsão otimista para os próximos cinco anos de crescimento da energia eólica no mundo. Como pode ser visto na tabela 3.14 e também na figura 3.13, ela prevê um salto na capacidade acumulada de 47,512 MW em 2004, um crescimento de 241% em apenas cinco anos. Ainda nas previsões da BTM Consult, os investimentos necessários para se atingir essa meta seriam de aproximadamente US$ 30 bilhões distribuídos ao longo do período (BTM CONSULT, 2000).

Dentro das diversas abordagens de estudo sobre o desenvolvimento do futuro da energia eólica no mundo, o Greenpeace International, a European Wind Energy Association, Forum for Energy and Development e a BTM Consult elaboraram um estudo sobre a possibilidade de penetração de 10% da energia eólica no consumo mundial de eletricidade. O *Wind Force 10 – A Blueprint to Achive 10% of the World's Electricity from Wind Power by 2020*, publicado em 1999, mostra a viabilidade de se alcançar 10% da geração de energia elétrica através da energia eólica em 2020 (GREENPEACE, 2000).

O cenário de 10% aborda vários aspectos tais como a previsão da demanda futura de energia elétrica em todo o planeta, o desenvolvimento técnico e a abertura de novos mercados principalmente nos países em desenvolvimento, a evolução dos custos, investimentos, taxas de empregos e benefícios ao meio ambiente. Ao analisar a evolução histórica do desenvolvimento comercial e tecnológico da energia eólica até o ano de 1999, esse estudo mostra uma

possibilidade real de se alcançar a meta de se gerar 10% de toda a energia elétrica produzida no mundo através de turbinas eólicas espalhadas em todo o mundo.

Tabela 3.14 - Previsão da potência eólica instalada para os próximos cinco anos

	Potência acumulada ao final de 1999 – MW	Potência instalada em 1999 MW	Previão 2000 – 2004					Potência instalada entre 2000 - 2004	Potência acumulada ao final de 2004
Região/Ano	**1999**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**Total**	**Acum.**
América do Norte	2,667	548	400	800	600	750	950	3,500	6,167
Europa	9,737	3,192	4,010	4,445	4,615	5,620	6,570	25,260	34,997
Ásia	1,376	115	330	380	530	730	880	2,850	4,226
Outros continentes e áreas	151	68	145	200	350	500	775	1,970	2,121
Total da potência instalada em cada ano (MW)		**3,923**	**4,885**	**5,825**	**6,095**	**7,600**	**9,175**	**33,580**	**47,511**
Potência Acumulada (MW)	**13,931**		**18,816**	**24,641**	**30,736**	**38,336**	**47,511**		

(Fonte: BTM Consult, 2000)

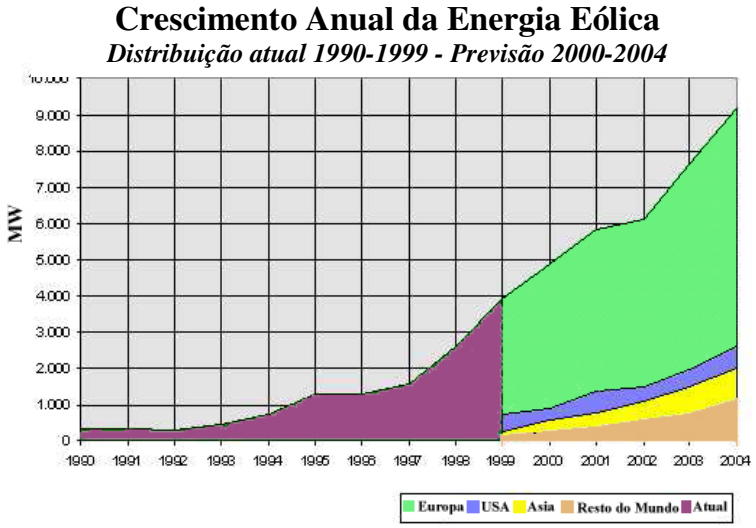


Figura 3.13 – Desenvolvimento Anual da Energia Eólica (Fonte: BTM CONSULT, 2000)

3.3.1 A demanda futura de energia elétrica e o desenvolvimento do mercado eólico mundial

A demanda futura de eletricidade é periodicamente avaliada por instituições internacionais como a World Energy Council e a International Energy Agency – IEA. Em sua

publicação World Energy Outlook – 1998, a IEA mostra um estudo projetando apenas um cenário de demanda de eletricidade, descrito como *Business as Usual* . Ao adotar somente um cenário para a análise, a IEA mostra claramente a descrença sobre os esforços da comunidade mundial na redução do consumo de eletricidade. Como pode ser observado nas figuras 3.14 e na tabela 3.15, o consumo mundial de eletricidade estimado é quase o dobro para o ano 2020. As novas economias da Ásia e América contribuiriam significativamente para que a demanda de energia elétrica triplique nesse horizonte (IEA, 1999).

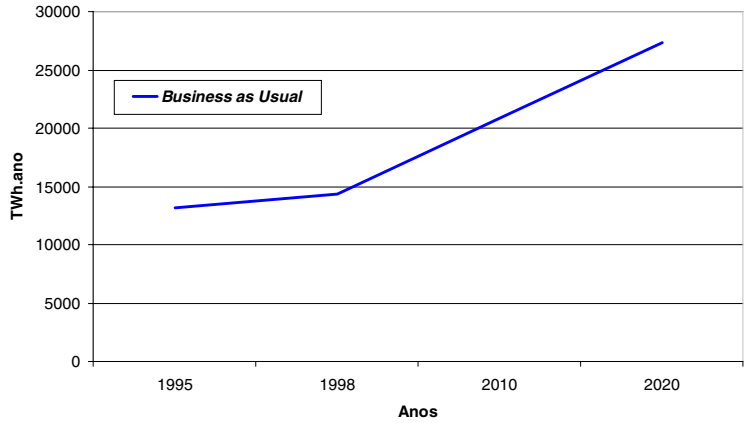


Figura 3.14 – Projeções para a Demanda Futura de Eletricidade (Fonte: IEA,1999)

Com isso evidencia-se que a contribuição da energia eólica para atender cerca de 10% do consumo global em 20 anos representará aproximadamente 2,500 – 3,000 TWh.ano – mais, portanto, do que o atual consumo de eletricidade total da Europa.(IEA,1998)

Tabela 3.15 – Projeção da Demanda Futura de Eletricidade por Região

Região do mundo Crescimento 1995 – 2020	**1995 (TWh)**	**1998 (TWh)**	**2010 (TWh)**	**2020 (TWh)**	**Cresc. Anual (%)**
OECD – Europa	2,678	2,875	3,836	4,492	1.67%
OECD – América do Norte	4,110	4,362	5,508	6,363	1.54%
OECD – Pacífico	1,190	1,236	1,613	1,865	1.56%
América Latina	772	871	1,409	2,073	2.68%
Ásia Oriental	608	708	1,294	2,030	3.33%
Ásia Meridional	485	568	1,070	1,657	3,42%
China	1,036	1,234	2,497	3,857	3.72%
Oriente Médio	327	357	513	839	2.57%
Economias em Transição					
Países URSS + Europa Or.	1,631	1,777	2,491	3,298	2.02%
África	367	408	622	851	2.32%
Total Mundial	***13,204***	***14,396***	***20,853***	***27,325***	***2.07%***

(Fonte: IEA, 1999)

A evolução histórica do desenvolvimento da energia eólica durante a década de noventa mostra claramente uma forte possibilidade para o contínuo crescimento da penetração da energia eólica ao longo dos próximos séculos. O estudo de viabilidade mostra a expectativa de crescimento atual da energia eólica em 20% no período de 1998 a 2003 resultando, ao final desse período, uma capacidade instalada total de 33,400 MW. Para atingir-se a meta de 10% em energia eólica no ano de 2020 ainda seria necessária uma taxa de crescimento anual de 30% no período de 2004 a 2010, resultando assim uma capacidade instalada de 181,000 MW.

A partir de 2010, o crescimento a uma taxa anual de 20% até 2015 e a uma taxa anual de 10% após 2016 resultará em um total de 1.2 milhões de MW instalados ao final de 2020. Essa capacidade instalada produzirá 2,996 TWh de eletricidade, equivalentes a 10.85% do consumo de energia elétrica mundial estimado pela IEA. Com esse nível de desenvolvimento, a energia eólica poderá suprir mais do que 20% da demanda mundial em 2040.

Toda a análise está baseada na projeção de consumo de energia elétrica para o cenário *Business as Usual* elaborado pela IEA o qual, mesmo não acreditando na redução da taxa de consumo de energia elétrica para os próximos anos, indica que qualquer melhoria nessas taxas para os próximos anos acarretará numa penetração ainda maior da energia eólica no contexto mundial de geração elétrica. A tabela 3.16 mostra a evolução da penetração da energia eólica para as próximas décadas, no que se refere ao cenário mundial de 10% de penetração da energia eólica no consumo mundial de energia elétrica.

As taxas de crescimento da instalação de aerogeradores são baseadas numa análise combinada dos valores históricos (1990 - 1998) e informações adicionais de companhias que estão liderando o mercado de energia eólica na Europa. São também avaliados o potencial eólico tecnicamente explorável e o nível de consumo de eletricidade em diferentes regiões do mundo. A redução nos custos da tecnologia eólica é baseada, a partir dos níveis atuais, nas expectativas de taxas de aprendizagem. O valor atual é de aproximadamente US$ 1,050/kW instalado, que resulta num preço de US$ 0.05/ kWh. (GREENPEACE,1999).

A taxa de crescimento a partir do ano 2003 será suportada por novas capacidades oriundas do mercado emergente de centrais eólicas *offshore*, com lançamento previsto para 2001, principalmente no norte da Europa. É esperado que essa demanda venha trazer uma importante contribuição ao crescimento da capacidade da energia eólica na Europa, uma vez que não existem estudos de viabilidade de projetos *offshore* fora da costa européia.

Mesmo com taxas elevadas de crescimento anual adotadas no estudo de viabilidade (20 – 30%) considerando as indústrias de equipamentos pesados, a indústria de energia eólica tem experimentado taxas elevadas de crescimento há algum tempo, desde sua fase inicial de industrialização . Entre 1993 e 1998, a média anual de crescimento foi de 40%. O estrangulamento para manter a taxa de crescimento de 30% ao ano de 2004 a 2010 será função da resposta da indústria para atender a demanda pelo aumento da sua capacidade de produção.

Tabela 3.16 – Cenário Mundial de 10% de Energia Eólica em 2020

Ano	*Penetração*	*Novas Capac. MW*	*Capac. Acum. MW*	*Produção Anual TWh*	*Demanda Mundial TWh*	*Penetração %*
1999		3,120	13,273	29.1	14,919	0.20%
2000		3,744	17,017	37.3	15,381	0.24%
2001	***20%***	4,493	21,510	47.1	15,858	0.30%
2002		5,391	26,901	58.9	16,350	0.36%
2003		6,470	33,371	73,1	16,857	0.43%
2004		8,411	41,782	91.5	17,379	0.53%
2005		10,934	52,716	115.4	17,918	0.64%
2006		14,214	66,930	146.6	18,474	0.79%
2007	***30%***	18,478	85,408	187.0	19,046	0.98%
2008		24,021	109,429	268.4	19,937	1.35%
2009		31,228	140,657	345.0	20,245	1.70%
2010		40,596	181,253	444.6	20,873	2.13%
2011		48,715	229,968	561.0	21,445	2.62%
2012		58,458	288,426	707.4	22,033	3.21%
2013	***20%***	70,150	358,576	879,5	22,636	3.89%
2014		84,180	442,756	1,085.9	23,256	4.67%
2015		101,016	543,772	1,333.7	23,894	5.58%
2016		111,117	654,889	1,606.2	24,548	6.54%
2017	***10%***	122,229	777,118	1,906.0	25,221	7.56%
2018		134,452	911,570	2,235.8	25,912	8.63%
2019		147,897	1,059,467	2,598.6	26,622	9.76%
2020		150,000	1,509,467	2,966.5	27,351	10.85%
2030		150,000	2,545,232	6,242.7	33,178	18.82%
2040		150,000	3,017,017	7,928.7	38,508	20.59%

(Fonte: GREENPEACE, 1999)

Com base nessa expansão do mercado, pode-se afirmar que a indústria eólica está no momento habilitada a atender a um crescimento de 30% ao ano para, no mínimo, os próximos cinco anos. Ao final de 1999, a capacidade industrial alcançou um nível de produção de aerogeradores entre 5,000 a 6,000 MW ao ano com chances de obtenção de capital disponível adequado para ampliar o desenvolvimento industrial.

Entre os vários fatores que influenciaram os "números" do Cenário de 10%, pode-se citar a expectativa de que o valor médio da potência do aerogeradores cresça na próxima década dos atuais 700kW até 1.5 MW. Durante 1998, aproximadamente 16% da capacidade instalada foram compostos por aerogeradores de 1 MW ou de potência superior. A Alemanha, em 1999, instalou um total de 1,676 aerogeradores com uma média de 919 MW (DEWI, 2000; BTM CONSULT, 2000). Espera-se também que o fator de capacidade dos aerogeradores (hoje em média entre 0.20 – 0.25) cresça nas próximas décadas com o uso de turbinas cada vez maiores e com potências em MW. Vale a pena lembrar que o aumento do fator de capacidade das

máquinas eólicas não representa um problema técnico, é simplesmente uma maneira de melhorar a integração à rede onde, sob o ponto de vista da concessionária de eletricidade, um maior fator de capacidade é sempre bem vindo porque isso significa uma potência maior na rede para um dado ponto.

3.3.2 Investimentos, custos e novos empregos

Ainda sob o estudo do Cenário de 10% de energia eólica para o consumo mundial de energia elétrica em 2020, foram feitas projeções de investimentos sob uma base anual com valor inicial de US$ 3 bilhões em 1999 crescendo até o valor de US$ 78 bilhões ao final de 2020. Segundo o estudo, o investimento total (a preço de 1999) necessário para alcançar o nível de 1,200 GW de energia eólica em todo mundo é estimado em US$ 721 bilhões. Esse valor bem elevado deve ser observado como um valor cumulativo para um período de 20 anos. Deve também ser observado em um contexto global de energia, onde os investimentos do setor têm sido tradicionalmente próximos de US$ 170 – 200 bilhões expedidos anualmente durante a década de noventa. (GREENPEACE, 1999)

A tabela 3.17 apresenta o investimento global cumulativo necessário para alcançar-se um nível de penetração de energia eólica em 10% ao final do ano 2020. O preço médio do investimento instalado, tomado como ano base 1999, é de US$ 975,00 por quilowatt. Em 2020 o custo do investimento cai para US$ 556/kW, comparado com os preços de hoje, é uma redução significativa de 43%.

O custo unitário da energia eólica (kWh) tem-se reduzido drasticamente com a queda do custo dos componentes e dos custos de fabricação. Uma avaliação dos aerogeradores instalados na Dinamarca, realizada pelo RIS∅ - *National Reserch Laboratory*, em 1995, observou que os custos tinham caído de 16.9 UScents/kWh em 1989 para 6.15 UScents/kWh em 1995 – uma redução de dois terços. Quando esses cálculos foram realizados, as máquinas de 500 kW ainda não estavam integralmente fixadas no comércio, e foram posteriormente ampliadas para as versões de 600 kW e 750 kW. O resultado é que o preço unitário da geração é, em alguns casos na Europa, de 4.6 UScents/kWh.

Considerando os investimentos em P&D, os resultados projetam números de 4 UScents/kWh em 2005 e 3.2 UScents/kWh em 2020. Isso supõe uma capacidade cumulativa instalada de 180,000 MW (180 GW) em 2020, seis vezes menor que o Cenário 10% (1,200 GW). Resultados similares foram obtidos pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos - DOE em 1993, com os seguintes números: 3.6 UScents/kWh em 2010 e 3.1 UScents/kWh em 2020. O importante nessa avaliação é a suposição que a potência média das máquinas não ultrapassaria 500 kW até 2010, enquanto que, de fato, elas hoje já estão no nível de 700 kW.

Tabela 3.17 - Investimentos, Instalações e Emprego no Cenário de 10% em 2020

Ano	Novas Instalações MW	Custo US$/kW	Investimento US$ Bi./ano	Inv. Acum. US$ Bi.	Empregos Job/ano	Emprego Job/MW
1998	2,600	1,000	2,600	2,600	57,200	22
1999	3,120	975	3,042	5,642	66,910	21
2000	3,744	948	3,549	9,191	78,126	21
2001	4,493	921	4,138	13,329	91,062	20
2002	5,391	897	4,836	18,165	106,352	20
2003	6,470	871	5,635	23,800	123,991	19
2004	8,411	852	7,166	30,966	157,612	19
2005	10,934	830	9,075	40,041	199,582	18
2006	14,214	810	11,513	51,554	253,170	18
2007	18,478	787	14,542	66,096	319,882	17
2008	24,021	762	18,301	84,397	402,551	17
2009	31,228	734	22,921	107,318	504,580	16
2010	40,596	705	28,620	135,938	630,084	16
2011	48,715	677	32,980	168,918	725,992	15
2012	58,458	650	37,998	206,916	836,217	14
2013	70,150	629	44,124	251,040	971,418	14
2014	84,180	609	51,266	302,306	1,128,265	13
2015	101,016	590	59,599	361,905	1,310,228	13
2016	111,117	572	63,559	425,464	1,398,088	13
2017	122,229	556	67,959	493,423	1,494,667	12
2018	134,452	544	73,142	566,565	1,607,970	12
2019	147,897	532	78,681	645,246	1,731,649	12
2020	150,000	522	78,300	723,546	1,723,461	11
TOTAL				***732,546***		

Nota: É assumido que o nível de emprego seja diretamente proporcional ao investimento, portanto o emprego decresce ao longo do aperfeiçoamento tecnológico, com a taxa de aprimoramento e a redução dos custos. Além do ano 2020, o investimento anual continuará até um nível de US$ 83 bilhões ao ano. O custo decrescerá muito pouco com os ganhos do avanço tecnológico do que já estão reduzidos
(Fonte: GREENPEACE, 1999)

Os parâmetros de referência para o cálculo dos custos futuros mostrados na tabela 3.17 foram criados com base na revisão dos estudos acima citados para valores maiores de potência média de turbinas eólicas e também com avaliações de analistas da Suécia e Finlândia. São eles:

- A potência média dos aerogeradores comercialmente disponíveis se elevará dos atuais 700 kW até 800 kW em 2002, para 1,200 kW em 2005 e, mais tarde, 1,500 kW, dependendo do desenvolvimento dos projetos *offshore* previstos para o início do século XXI;
- A taxa de aprimoramento declinará de 0.85 para patamares de 0.90 em 2018 e para 0.95 após 2023. Isso considera melhorias no custo efetivo e no desempenho dos novos projetos, assim como as melhorias obtidas por ganhos em P&D e os benefícios obtidos por melhoria logística e economia de escala;
- Fator de capacidade médio aumentará dos atuais 0.23 a até 0,28 após 2007.

O estudo de viabilidade desenvolvido no *Wind Force 10*, indica uma redução dos custos em energia eólica do valor atual de 4.7 UScents/kWh até um nível abaixo de 3 UScents/kWh em 2013 – em apenas 14 anos. Em 2020 o custo da energia será reduzido para exatos 2.5 UScents/kWh.

O potencial de geração de empregos diretos e indiretos na indústria eólica deve ser um dos benefícios mais importantes que o Cenário de 10% pode oferecer, além de outros custos e benefícios inerentes à expansão do setor. A alta taxa de desemprego continua sendo o maior fosso das economias em quase todos os países do mundo. Qualquer tecnologia que demande um nível substancial de técnicos especializados e não especializados é de grande importância econômica, sensibilizando os responsáveis por decisões frente às diferentes opções de fornecimento de energia.

Várias avaliações foram feitas sobre o efeito do número de empregos ligados ao mercado eólico, principalmente por países como Alemanha, Dinamarca e Holanda. O mais categórico estudo feito até agora foi elaborado pela Associação Dinamarquesa dos Fabricantes de Aerogeradores – DWTMA, em 1996. Uma boa razão para usar os números da experiências da Dinamarca é que a indústria de aerogeradores desse país tem sido a que tem obtido maior sucesso na década de noventa, cerca de 50% das máquinas instaladas em todo o mundo são de origem dinamarquesa.

O estudo da DWTMA compara o nível de emprego na indústria eólica dinamarquesa e conclui que, para cada megawatt instalado são criados 17 homens-anos de novos empregos e também 5 postos de trabalho para cada megawatt instalado. Com o preço médio do quilowatt instalado dos aerogeradores em US$ 1,000, em 1998, os valores de número de empregos podem ser relacionados com o aspecto monetário, mostrando que 22 postos de trabalho (17+5) são criados para cada US$ 1milhão em vendas. Espera-se que no final do ano 2020, sob as perspectivas do Cenário de 10%, possam existir mais de 1.7 milhões de empregos em todo o mundo, de forma direta e indireta, seja em instalação ou manutenção.

3.3.3 Benefícios ambientais

O mais importante benefício ao meio ambiente da geração eólica é a redução nos níveis de dióxido de carbono lançados na atmosfera em todo mundo. O dióxido de carbono é o gás com maior responsabilidade pela exacerbação do efeito estufa levando a mudança climática global a conseqüências desastrosas. A moderna tecnologia eólica apresenta um balanço energético extremamente favorável. As emissões de CO_2 relacionadas com a fabricação,

instalação e serviços durante todo ciclo de vida do aerogerador são “recuperados” depois dos três a seis meses de fabricação.

Os benefícios a serem obtidos na redução da emissão do dióxido de carbono no *mix* energético do país dependem de qual tipo de geração a energia eólica estará substituindo. Cálculos realizados pelo World Energy Council apresentam as seguintes considerações:

Supondo-se que o carvão e o gás natural ainda contarão com a maior participação na produção de eletricidade nos próximos 20 anos – com a contínua tendência do uso do gás em substituição ao carvão – é razoável considerar como um valor médio de 600 toneladas por gigawatt-hora a redução das emissões de dióxido de carbono pelo uso da geração eólica (EWEA, 1998c)

As considerações sobre redução do dióxido de carbono, adotadas no Cenário de 10%, mostram a contribuição da energia eólica na redução total de 4,757 milhões de toneladas de CO_2 até o ano de 2020.

3.4 Conclusões e recomendações

A energia eólica apresenta vários atrativos como: o crescimento econômico, a criação de empregos, a diversidade de suprimento, o rápido desenvolvimento e a inovação tecnológica presente em diferentes condições de projetos. O combustível é gratuito, abundante e inexaurível, no entanto, ainda é uma tecnologia que é omitida entre as decisões de fornecimento de energia elétrica devido a barreiras ainda existentes.

O desenvolvimento da energia eólica em P&D ao longo do século XX possibilitou o amadurecimento da tecnologia aumentando ainda mais a confiabilidade de projetos ainda maiores a nível comercial. Leis incentivando o mercado eólico, como as praticadas na Alemanha, mostraram a importância dos subsídios para o crescimento e expansão do mercado eólico. A indústria eólica mundial apresenta uma grande capacidade de expansão principalmente na participação de 10% da energia elétrica gerada no mundo em 2020. O Cenário de 10% mostra que é possível se chegar a essa meta tomando por base a evolução histórica dos projetos e do desenvolvimento tecnológico ao longo da década de noventa. Sem dúvida nenhuma, essa década foi palco de importantes decisões políticas que contribuíram de modo decisivo para o crescimento tecnológico e comercial da indústria eólica.

O crescimento da energia eólica não ficou restrito somente aos Estados Unidos e aos países europeus de longa tradição na utilização dessa forma de energia como a Alemanha, Dinamarca e Espanha. O desenvolvimento da indústria procurou novos mercados dentro e fora da Europa. Cada vez mais, maior número de países está utilizando a energia eólica em seus

parques geradores. Países da Ásia, América Latina, América Central e África têm investido na medição e caracterização do potencial eólico de regiões promissoras para o uso da energia eólica. O interesse de diversos países no financiamento de estudos de viabilidade técnica e econômica de novos projetos prova sua intenção de utilizá-la, principalmente, devido aos resultados obtidos na comparação de itens como os custos, questões ambientais e as externalidades inerentes às fontes convencionais de geração de energia elétrica usando combustíveis fósseis.

As novas preocupações em relação ao meio ambiente e às questões climáticas globais, estão gerando um novo consenso mundial de que não se deve analisar um investimento somente sob aspectos econômicos. Os métodos econômicos vigentes não representam uma opção adequada para análise de investimento cabendo à sociedade criar caminhos para mudanças significativas na economia devendo esta ser capaz de absorver cada vez mais energia limpa. Mesmo que outros segmentos argumentem que questões ambientais oneram os custos da indústria e da economia, ainda sim a energia eólica, com suas características, apresenta-se como a primeira alternativa de escolha para ajudar os céticos e pessimistas na compreensão de uma tecnologia disponível, viável, e de força suficientemente potente a nível global capaz de substituir os combustíveis fósseis. (GREENPEACE, 2000)

Os estudos de viabilidade para o desenvolvimento da energia eólica para as próximas décadas mostram claramente a vanguarda da indústria em relação às novas energias renováveis. Ainda em comparação com outras fontes renováveis (a energia hidrelétrica por exemplo) a energia eólica continua encontrando obstáculos por falta de interesse político É necessário estabelecerem-se metas fixas de energia eólica no mundo, dentro das expectativas de redução das emissões de gases de efeito estufa, proteção climática e ambiental assegurando, assim, uma transição para uma economia de energia sustentável.

Diversas atitudes políticas podem ser tomadas no sentido da sustentação do crescimento da utilização da energia eólica em todo o mundo. A remoção de barreiras inerentes e subsídios que penalizem as fontes renováveis é uma importante estratégia para o crescimento da energia eólica nas próximas décadas. As barreiras inerentes ao setor elétrico estão, muitas vezes, na própria legislação do setor, no âmbito do planejamento e acesso à rede, que tem sido posta em prática considerando apenas grandes plantas de geração. Esse é um obstáculo institucional ultrapassado, que não deveria ser considerado em áreas promissoras para a geração eólica, devendo o setor elétrico promover preços justo e transparentes para serviços em eletricidade levando em conta os benefícios introduzidos pela geração.

Um outro ponto importante para o desenvolvimento da energia eólica para as próximas décadas está na suspensão dos subsídios dos combustíveis fósseis. O efeito dos enormes subsídios no setor elétrico para os contribuintes é que, com o pagamento dos impostos, eles pagam para ter sua saúde prejudicada, seu meio ambiente comprometido e seu clima destruído.

Os subsídios excluem novos empreendedores nos mercados estabelecidos, assim como criam severas distorções no mercado, e ainda inibem o custo real total de diferentes fontes de energia que seriam usadas como base para inserção de novas instalações. Ações como a interrupção de todos os subsídios diretos e indiretos para os combustíveis fósseis e nucleares, além da taxação de um "imposto de poluição" no mercado de energia elétrica para os impactos ambientais e sociais, sendo projetados para projetos transgressores, são formas de mostrar o verdadeiro custo da energia gerada em diversas formas convencionais em operação no mercado mundial.

Várias medidas de cunho político e econômico poderem ser adotadas para o desenvolvimento da energia eólica. Pelas suas características técnicas e econômicas adquiridas com o desenvolvimento comercial dos últimos 15 anos, a energia eólica necessita cada vez mais de vontade política para que possa crescer ainda mais nas próximas décadas. Não se trata mais do amadurecimento tecnológico ou de métodos e processos para avaliações confiáveis do potencial eólico. Toda a tecnologia está pronta e é capaz de superar os desafios de novos projetos; falta apenas vontade política da sociedade para que o mercado eólico cresça com sucesso na contribuição do fornecimento de uma energia limpa, eficiente e inesgotável.

CAPÍTULO 4

A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

4.1 Introdução

A energia eólica, no Brasil, tem sido usada, já há muito tempo, de forma isolada e em pequenas escalas. O uso da energia eólica destinava-se, principalmente, para sistemas de bombeamento de água usando cata-ventos. Os avanços tecnológicos dos últimos anos possibilitaram uma maior penetração das turbinas eólicas para a geração de energia elétrica. Mesmo que ainda incipiente no Brasil, a tecnologia eólica de pequeno porte, para geração elétrica doméstica, tem crescido principalmente nas comunidades isoladas que ainda não são atendidas pela rede elétrica convencional.

O uso da energia eólica no mundo (como geradora de energia elétrica) tem crescido muito nos últimos anos devido à forte disseminação da tecnologia, melhoria das máquinas, custos decrescentes de investimentos e, em particular, pela procura de fontes energéticas mais limpas, com baixos impactos ambientais. O novo conceito de fontes limpas de energia tem impulsionado vários profissionais em todo o mundo em pesquisas e desenvolvimento de tecnologias e no inventário dos recursos naturais disponíveis. O Brasil, mesmo com seu grande potencial hidrelétrico, não deixou de acompanhar a tendência mundial para o uso de energia eólica.

O Brasil conta com vários projetos pilotos em funcionamento e também com plantas comerciais conectadas à rede elétrica convencional. Durante a década de noventa várias entidades nacionais firmaram acordos de cooperação com entidades estrangeiras para o desenvolvimento de fontes alternativas no Brasil. Os primeiros projetos em energia solar e eólica foram implementados tanto nos estados nordestinos como também nos estados da Região Norte onde a carência de abastecimento elétrico é uma das mais acentuadas e graves no Brasil. Por apresentar várias comunidades carentes, isoladas e sem o fornecimento das fontes convencionais de energia, vários projetos foram ali implementados com instalações de sistemas fotovoltaicos e eólicos para geração descentralizada de energia elétrica.

Hoje no Brasil existem diversos grupos envolvidos com energia eólica, sua tecnologia e aplicações além da quantificação e qualificação de importantes áreas onde essa energia tem se mostrado abundante. Os primeiros estudos voltados para o desenvolvimento de tecnologia nacional datam de 1976, nos laboratórios do Centro Técnico Aeroespacial – CTA. Inicialmente, foram desenvolvidos vários protótipos de aerogeradores de pequena potência (1 a 2 kW) o que

incentivou uma das primeiras avaliações do potencial eólico para a geração de energia elétrica na costa do Nordeste. O projeto tomou uma grande proporção quando o Centro Aeroespacial da Alemanha – DFVLR firmou parcerias com o CTA para execução do projeto DEBRA que consistiria em um aerogerador de 100 kW com rotor de 25 m de diâmetro. Coube ao CTA a montagem das pás que, em 1983, estavam prontas e embarcadas para a Alemanha.(CHESF-BRASCEP, 1987)

Entre as aplicações da energia eólica, certamente aquelas voltadas para o meio rural ganham um importante destaque para a utilização no Brasil (HIRATA, 1990). Várias características do país justificam a utilização da energia em pequena escala, tais como:

- As dimensões continentais do país fazem com que as distâncias sejam grandes, encarecendo as linhas de transmissão e, consequentemente, tornando inviável, a curto prazo, a eletrificação de todas as áreas rurais;
- As grandes dimensões tornam anti-econômica a geração de eletricidade utilizando derivados de petróleo nas comunidades isoladas, devido às dificuldades e ao custo elevado do transporte de combustível;
- A necessidade de buscar energéticos alternativos para substituição dos combustíveis fósseis, que apresentam custos crescentes, face à dificuldade de exploração e às restrições ambientais (poluição do ar, danos à saúde, etc);
- A existência de extensas áreas cultivadas que exigem irrigação, bem como a existência de grandes áreas que, com irrigação, são potencialmente muito promissoras;
- As velocidades médias dos ventos em alguns locais, caracterizadas por valores relativamente baixos, não apresentam maiores problemas nas aplicações de baixa potência encontradas no meio rural;
- As razões de cunho social são numerosas, quando se trata de levar certo conforto e informação à área rural, de forma a propiciar a fixação do homem no campo.

Muitas entidades em todo o Brasil, fabricantes, universidades, organizações não governamentais, órgãos federais entre outros, tornaram suas ações mais expressivas principalmente na segunda metade da década de noventa quando os principais projetos de grande porte em fontes alternativas passaram a ser implementados no país. O novo cenário de privatizações do setor elétrico provocou a formação de novos paradigmas para o desenvolvimento das fontes alternativas no Brasil. Mais do que nunca, a necessidade de se conhecer a potencialidade dos recursos renováveis, em especial a energia eólica, tornou-se de fundamental importância para o futuro de novas formas de geração de energia elétrica de baixo

impacto ambiental e de rápida implementação. Aspectos técnicos, políticos e econômicos têm sido cada vez mais debatidos em vários encontros com o objetivo de se conseguirem novos meios para efetiva participação na matriz energética nacional.

Este Capítulo procura mostrar o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, seus projetos, alvos e entidades que procuram viabilizar o ideal de fontes limpas e de baixos impactos ambientais. São descritos alguns dos mais importantes projetos já implementados tanto a nível experimental quanto a nível comercial. Mesmo que ainda incipiente, a energia eólica brasileira já se mostra capaz de superar os desafios da inserção de uma nova tecnologia onde o recurso energético apresenta-se abundante, em regiões estrategicamente favoráveis.

4.2 As primeiras metas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil

O Ministério de Minas e Energia – MME e o Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT promoveram nos dias 27, 28 e 29 de Abril de 1994, em Belo Horizonte - MG, o "I Encontro para Definição de Diretrizes para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica no Brasil", que serviria de base à Política Nacional para essas áreas estratégicas. A decisão de se criarem diretrizes para o desenvolvimento das energias solar e eólica no Brasil foi motivada pela necessidade de uma Política Nacional para as Energias Solar e Eólica de modo a se desenvolver tecnologia, estimular a indústria, os centros de desenvolvimento tecnológico atraindo investimentos de capital nacional e estrangeiro.

Outros importantes motivadores para a criação das diretrizes estavam na necessidade do domínio tecnológico, uma vez que no Brasil esses recursos energéticos estão disponíveis em larga escala. Essa tecnologia seria uma opção possível para o desenvolvimento social de comunidades isoladas e diversas regiões carentes de energia. Todo o cenário naquele momento estava favorável considerando-se a tendência declinante dos custos da geração decorrente do avanço tecnológico e da escala de utilização da energia eólica e os custos crescentes das formas tradicionais de geração principalmente, ambientais.

A metodologia empregada no Encontro consistiu na identificação inicial dos diferentes segmentos da sociedade brasileira e de entidades estrangeiras de forma a criar uma amostra representativa que permitisse o desenvolvimento efetivo do planejamento para as energias solar e eólica. Foram criados vários grupos de discussão que debateram as potencialidades e os desafios ao desenvolvimento de sistemas solares e eólicos no Brasil. Foram elaboradas metas e diretrizes apreciadas e aprovadas por maioria, em reunião plenária com 120 participantes de 79 entidades formando assim a Declaração de Belo Horizonte (CRESESB, 1995).

Dentre as metas para o desenvolvimento solar e eólico, o Encontro estabeleceu metas ousadas para a implantação de novas tecnologias até o ano de 2005, ou seja, para um horizonte de dez anos a partir do Encontro. O alvo de disseminação da tecnologia no Brasil foi estipulado como citado no relatório final do Encontro, a Declaração de Belo Horizonte:

> "(...) As referidas diretrizes estabelecem linhas de ação e propõem medidas específicas para criar condições favoráveis ao desenvolvimento das fontes de energia solar e eólica no Brasil e possibilitar a realização das metas propostas para o ano 2005: instalação de 1,000 MW (Mega Watts) de geração eólica, 50 MW de geração fotovoltaica e 3 milhões de metros quadrados de geração termo-solar. Estas metas foram projetadas a partir do dimensionamento de oportunidades de aplicações nas áreas de energia, integração regional, bem estar social, forças armadas, telecomunicações, transporte, agricultura, educação e saúde." (DECLARAÇÃO DE BELO HORIZONTE, 1994)

Com o propósito de uma implementação mais efetiva das diretrizes formuladas durante o Evento, foram definidas várias linhas de ação a nível político, legislativo e administrativo além de metas para o aperfeiçoamento tecnológico, formas de financiamento, formação de recursos humanos e na divulgação das tecnologias solar e eólica. Sem dúvida, esse Evento foi um grande marco na história do desenvolvimento das energias solar e eólica no Brasil ao apresentar idéias concretas, plausíveis e viáveis.

O comitê organizador do Encontro recomendou o estabelecimento de um Foro Permanente para manter vivo o espírito de participação e cooperação assegurando assim a implementação das diretrizes propostas. Caberia ao Foro Permanente regulamentar as diretrizes elaborando o Plano de Ação Nacional, acompanhando os desdobramentos e resultados alcançados com sua implementação. Um dos grandes passos do Foro Permanente foi a organização do "II Encontro para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica" que se realizou em Brasília, em março de 1995.

O Segundo Encontro, realizado em Brasília, contou com uma grande exposição tecnológica instalada no gramado da Esplanada dos Ministérios. Nessa exposição foram apresentadas várias tecnologias alternativas na geração de energia elétrica além das diversas possibilidades de aplicações. Um detalhe da exposição pode ser visto na figura 4.1 onde uma turbina eólica é utilizada para energização de uma casa cenográfica construída especialmente para o Evento. Durante a exposição tecnológica foram abordados temas como biomassa, sistema solar térmico, sistema solar fotovoltaico, células combustíveis e energia eólica, entre outros. A exposição, ao divulgar ao público em geral as fontes alternativas de energia e suas aplicações no

Brasil, alcançou grande sucesso tanto pela presença de grande público durante todos os dias, como também pela presença de visitantes ilustres do governo federal. Essa exposição foi marcante por ter sido a primeira envolvendo fontes alternativas de energia concentrando uma grande diversidade de tecnologias estudadas e aplicadas as necessidades brasileiras.

O "III Encontro para o Desenvolvimento de Energias Renováveis", realizado nos dias 25 a 29 de junho de 1996, na cidade de São Paulo, também contou com uma exposição temática sobre fontes alternativas nos jardins do Parque do Ibirapuera para demonstração ao público em geral. O principal objetivo do Evento foi apresentar o Plano Nacional de Ação para o Desenvolvimento de Energias Renováveis. Além de energias solar, eólica e biomassa, o escopo do Plano foi expandido de forma a contemplar as pequenas centrais hidrelétricas - PCH (com menos de 10 MW de capacidade instalada). O objetivo do Plano Nacional na inclusão de PCH´s é o de alcançar uma capacidade total instalada de 2,500 MW até 2005 (CRESESB, 1996).

Figura 4.1 – Detalhe da exposição externa do II Encontro para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica - Brasília DF (Fonte: Arquivo fotográfico Cepel, 1995)

O resultado do Evento foi a elaboração do Estado das Energias Renováveis no Brasil, documento este que veio contribuir com as Declarações de Belo Horizonte e de Brasília no sentido de incluir a geração de energia a partir de pequenas centrais hidrelétricas e de apresentar à sociedade nacional e internacional o Programa Brasileiro para o Desenvolvimento das Energias Renováveis. No tocante ao desenvolvimento da energia eólica no Brasil, o documento mantem a meta de 1000 MW de capacidade instalada até o ano de 2005, como havia sido estipulado na primeira Reunião em Belo Horizonte. O documento também mostra o estado da arte da energia eólica até então e as previsões de projetos e financiamentos em energia eólica no Brasil.

Durante o Encontro foi prevista a realização de 8 grandes projetos nacionais envolvendo energia eólica, com necessidade de recursos de cerca de R$ 150 milhões[6]. (ANEEL, 1998) Esses recursos estavam distribuídos em projetos abordando os seguintes programas:

- Programa Nacional para Levantamento Eólico – Atlas Eólico do Brasil, recursos de R$ 6.5 milhões;
- Geração de eletricidade através de sistemas híbridos eólico/diesel de grande porte em regiões isoladas do Brasil (ilhas e vilas), recursos necessários de R$ 60 milhões;
- Aplicações produtivas de bombeamento e dessalinização d'água, recursos na ordem de R$ 23 milhões para a instalação de 300 sistemas;
- Sistemas híbridos eólico/solar para eletrificação rural, R$ 19.6 milhões;
- Desenvolvimento de turbinas eólicas adaptadas às condições de vento do Brasil, R$ 25 milhões;
- Desenvolvimento de programas computacionais e instrumentação aplicados ao projeto de sistemas e componentes, R$ 2.5 milhões;
- Implantação de centros/laboratórios para desenvolvimento, testes e normalização de turbinas eólicas e seus componentes, R$ 12 milhões;
- Incentivo à educação e divulgação, R$ 2.5 milhões

Todas as reuniões do Fórum Permanente mostram a grande preocupação na busca de soluções práticas para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia. Mais do que nunca, a manutenção de grupos de trabalho envolvendo especialistas em todo o Brasil tem sido um importante meio de se manter vivo o desafio de aumentar a participação das fontes alternativas de energia nos seus diversos ramos e aplicações.

4.3 O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica e o Grupo de Trabalho de Energia Eólica

Foi no Encontro de Belo Horizonte que se apontou a necessidade da formação de um Centro de Referência de Energia Solar e Eólica responsável por implementar a comunicação social e a divulgação do desenvolvimento tecnológico. Durante todo o ano de 1994 foram levantados os recursos necessários para a criação e manutenção das atividades do Centro de

[6] Valores referentes a 1996 por ocasião da elaboração do documento

Referência que, em janeiro de 1995, já iniciava suas atividades nas dependências do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL.

O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB tem recebido suporte de recursos humanos e laboratoriais do CEPEL, além de recursos financeiros do Ministério de Minas e Energia, através de seu Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético. Desde o início de suas atividades, o CRESESB tem se empenhado fortemente na disseminação das fontes de energia solar e eólica no Brasil. Esse empenho tem sido mostrado ao longo dos anos quando vários projetos em energia eólica contaram com o apoio dessa instituição. Com a missão de ajudar no desenvolvimento e uso das energias solar e eólica no Brasil, o CRESESB tem publicado livros, informes, periódicos, CD-ROMs além de regularmente organizar seminários, eventos correlatos, cursos básicos e avançados sobre diversos temas em fontes alternativas e divulgação de informações através da Internet em sua *home-page*. Com diversas consultas através da Internet e solicitações feitas através de cartas, *e-mails* ou contatos telefônicos, o Centro procura atender as diversas solicitações vindas de todas as partes do Brasil na busca de informações sobre energia solar e eólica.

Enfatizando a necessidade de se ampliar os conhecimentos tecnológicos e os fatos relevantes ocorridos no setor, o CRESESB tem mantido um informativo onde notícias sobre a energia eólica apresentam um especial destaque. Em 1997, o CRESESB passou a editar um informativo exclusivo sobre energia eólica chamado Folhas ao Vento. Através desse informativo, os diversos profissionais da área têm acesso às informações mais detalhadas sobre o andamento de vários projetos nacionais relacionados à energia eólica. Além do compromisso da divulgação de informações, o CRESESB também se empenhou na formação de uma biblioteca especializada em energia solar e eólica onde conta com mais de dois mil títulos entre livros, periódicos, artigos, notícias e relatórios de projetos desenvolvidos por várias instituições no Brasil e no exterior. Essa biblioteca pode ser considerada a maior do Brasil em quantidade de volumes sobre o assunto, representando assim, um grande marco nas realizações dessa instituição.

Em sua meta de ajudar no desenvolvimento e uso da energia solar e eólica no Brasil, o CRESESB promoveu, nos dias 12 e 13 de março de 1996, um curso de utilização de um dos mais importantes e mais conceituado *softwares* de análise do potencial eólico disponível até então. O curso Introdução à Utilizaçào do Programa WAsP – *Wind Atlas Analysis and Application Program* foi ministrado pelos professores do Programa Pós-Graduação em Mecânica da COPPE – UFRJ e pesquisadores do CEPEL e contou com a presença de diversos profissionais de todo o Brasil durante 2 dias de aulas teóricas e práticas (CRESESB,1997a). Sendo o WasP um *software* largamente utilizado por pesquisadores em todo o mundo, esse curso representou uma grande iniciativa do Centro na capacitação dos pesquisadores nacionais

no conhecimento de uma importante ferramenta computacional destinada ao dimensionamento de parques eólicos e das influências do relevo e dos obstáculos ao seu redor.

Ainda na sua missão de divulgação das energias solar e eólica, o CRESESB, juntamente com o Centro de Aplicação de Tecnologias Eficiente – CATE, montou um centro de demonstração de fontes alternativas e uso eficiente de energia elétrica. A Casa Solar Eficiente foi construída nas instalações do CEPEL, na Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, onde opera desde julho de 1997. O CRESESB financiou aproximadamente 50% do investimento que também contou com o apoio de diversas instituições como o Ministério de Minas e Energia – MME, ELETROBRÁS, PRODEEM, PROCEL, PUC-Rio e CEPEL (que forneceu a mão-de-obra necessária à realização do empreendimento) (SOUZA, 1997).

A "Casa Solar" é uma casa pré-fabricada com todos os seus equipamentos eletro-eletrônicos eficientes do ponto de vista de conservação de energia alimentados por painéis solares e com aquecimento de água também baseado em energia solar. Um dos objetivos principais da Casa Solar Eficiente é servir como agente multiplicador para tecnologias de utilização de energia solar térmica e fotovoltaica, bem como técnicas de combate ao desperdício energético. A Casa é também um objeto de pesquisa do funcionamento integrado dessas tecnologias (SOUZA, 1999). Alguns meses após o início de suas atividades, foi instalada uma pequena turbina eólica modelo BWC-1500 de 1.5 kW da empresa Bergey (como pode ser visto na figura 4.2) para demonstração também da energia eólica durante as visitas à Casa Solar. Essa turbina foi instalada nas proximidades da Casa, numa torre de 1.70 m, onde, mesmo fora de operação, permite aos visitantes a compreensão e observação de seus componentes e dos princípios básicos de funcionamento.

Figura 4.2 – Turbina Eólica BWC-1500 instalada para demonstração na Casa Solar Eficiente (Fonte: Foto do próprio autor)

A Casa Solar Eficiente recebeu, até meados de 1999, cerca de 2,000 visitantes, entre professores e alunos de segundo grau e universidades, profissionais e público em geral. Nesse período foram realizados na Casa três cursos para professores, num total de 45 professores treinados, com um potencial de atendimento indireto de 9000 alunos(SOUZA, 1999). Em todas as visitas à Casa é feita uma explanação da importância das energias solar e eólica no contexto do abastecimento de energia elétrica no Brasil, principalmente nas regiões afastadas da rede elétrica convencional. A Casa Solar Eficiente tem sido utilizada para a divulgação da energia eólica tanto durante as visitas onde são mostradas as vantagens da energia eólica, seus princípios e aplicações bem sucedidas no Brasil quanto em cursos básicos também ministrados na Casa Solar.

O CRESESB participou efetivamente na divulgação e apoio dos mais importantes eventos em fontes alternativas de energia no Brasil: o "II Encontro para o Desenvolvimento de Energias Renováveis" realizado em Brasília, em 1995; o "III Encontro para o Desenvolvimento de Energias Renováveis" realizado em São Paulo, em 1996; o "II Seminário Internaconal de Energia Solar, Eólica e Eficiência Energética" realizado em Salvador, em 1996; o "I Congresso Brasil-Alemanha de Fontes Renováveis de Energia", realizado em Fortaleza - CE, em 1999; o "'IV Encontro Luso-Afro-Brasileiro de Planejamento e Exposição de Redes de Energia" realizado no Rio de Janeiro em 1999, e, mais recentemente, o "I Seminário Brasil-Japão de Energia Solar Fotovoltaica" realizado no Rio de Janeiro, em maio de 2000. Ao participar e patrocinar vários eventos, o CRESESB procura disseminar seus trabalhos e também fomentar novas discussões. Cada um dos eventos representa uma grande oportunidade para troca de experiência e difusão de novas idéias o que, para o desenvolvimento das fontes alternativas no Brasil, representa uma forma estratégica de continuidade.

Além do apoio às pesquisas em energia solar e eólica em várias universidades do Brasil, o CRESESB participou e apoiou efetivamente na criação e organização das reuniões do Grupo de Trabalho de Energia Eólica – GTEE. A primeira reunião do GTEE realizou-se nos dias 17 e 18 de agosto de 1995, no CEPEL – RJ. Ao longo da reunião foram apresentados informes de 15 instituições com apresentações do levantamento de recursos eólicos no setor elétrico, o andamento da elaboração do Atlas Eólico pelo CEPEL, os recentes avanços tecnológicos e perspectivas para o Brasil, além da implicações legislativas da geração eólica dentro do contexto de produtores independentes. Naquele momento, os profissionais envolvidos na tecnologia eólica no Brasil, presentes na primeira reunião do GTEE, mostraram grandes esperanças no prosseguimento e na consolidação de medidas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil. Foram criados seis subgrupos de trabalho, a saber: Tecnologia 1 – Grande Porte, Tecnologia 2 – Pequeno Porte, Tecnologia 3 – Sistemas Híbridos, Potencial Eólico, Econômico-Financeiro e Recursos Informacionais (GTEE, 1995). Esses subgrupos deveriam apresentar

relatórios nas próximas reuniões do grupo a fim de se conhecer o estado da arte e, a partir, discutir as melhores estratégias para o desenvolvimento das energias solar e eólica no Brasil.

Várias outras reuniões foram realizadas ao longo dos últimos cinco anos. Com exceção de 1999 (único ano onde não ocorreu a reunião do grupo), todas foram programadas para serem realizadas uma vez ao ano. É importante citar que todas as reuniões tiveram o apoio e o patrocínio do CRESESB que participou efetivamente na realização dos eventos e na elaboração das Atas de Reunião. Em sua última reunião, realizada em Belo Horizonte, nos dias 18 a 20 de março de 1998, os organizadores da IV Reunião do GTEE mostraram grande satisfação em verificar o crescimento do grupo presente. A reunião contou com a participação de 62 profissionais representando 36 instituições. Sendo realizada nas dependências da Companhia de Energia Elétrica de Minas Gerais – CEMIG, deu aos participantes a oportunidade de visitar a Usina Eólico-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho que, para a maioria dos presentes, foi uma oportunidade inédita (GTEE, 1998). Sem dúvida nenhuma, a manutenção do Grupo de Trabalho de Energia Eólica é de fundamental importância para o desenvolvimento da energia eólica em território brasileiro principalmente por ser uma das formas de se agregar o maior número de profissionais e pesquisadores das diversas áreas que engloba a energia eólica.

4.4 Centro Brasileiro de Energia Eólica -CBEE

A implantação de projetos de energia eólica no país, principalmente com relação à fabricação local de turbinas eólicas e à instalação de centrais eólicas, requer estudos específicos para se determinarem as características de projetos de máquinas a serem utilizadas no Brasil. Um grande esforço em pesquisa e desenvolvimento de componentes e sistemas e, principalmente, a elaboração de normas e padronizações em função das condições brasileiras são fundamentais para o sucesso dos projetos.

Com os recursos humanos existentes na Universidade Federal de Pernambuco – UFPE e o apoio do Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, do Ministério do Meio Ambiente dos Recursos Hídricos e da Amazonas Legal, da Secretaria de Ciência Tecnologia e Meio Ambiente do Estado de Pernambuco e do Banco do Nordeste, foi inaugurado na cidade de Olinda - PE em março de 1996, o Centro Brasileiro de Energia Eólica - CBEE. (CD-ROM CRESESB, 1997)

O CBEE está equipado com duas turbinas eólicas uma, modelo OHM-30 de 30kW e outra, modelo OWW-300 de 300kW totalmente monitorada, que vêm permitindo o desenvolvimento de pesquisas em vários segmentos da energia eólica conectada à rede elétrica. Além dos dois modelos o Centro mantem outras duas turbinas, uma modelo BWX 1500 de 1.5

kW para estudos de sistemas híbridos de pequeno porte e outra modelo RUTLAND WG910 de 90W destinada ao carregamento de baterias e iluminação (CBEE, 2000). Na figura 4.3 podemos ver a turbina OWW-300 em funcionamento nas dependências do CBEE.

Figura 4.3 – Turbina OWW-300 em funcionamento no Centro Brasileiro de Energia Eólica. (Fonte: CBEE, 2000)

Dentre os objetivos e metas estipuladas no plano de trabalho do CBEE destacamos os seguinte itens:

- Pesquisar e desenvolver turbinas eólicas adaptadas às condições do Brasil;
- Servir de foco para os testes de campo e trabalhos a serem desenvolvidos por universidades e outros órgãos ligados à área de energia eólica;
- Fornecer dados e parâmetros para elaboração de normas técnicas e padronizações para turbinas eólicas;
- Testar o desempenho de turbinas eólicas em condições reais de funcionamento;
- Determinar as principais forças atuantes em turbinas eólicas em função das condições de vento do Brasil;
- Validar modelos teóricos computacionais através da análise experimental de turbinas eólicas.

Um dos mais importantes projetos em andamento no CBEE trata da caracterização dos recursos eólicos da Região Nordeste. A primeira versão do Atlas Eólico do Nordeste do Brasil (WANEB – *Wind Atlas for the Northeast of Brazil*) teve como objetivo principal o desenvolvimento de modelos atmosféricos e a análise de dados de ventos confiáveis da região.

Em sua primeira edição em CD-ROM, editada pela ANEEL em outubro de 1998, apresenta, detalhadamente, a metodologia utilizada no projeto WANEB e também a consolidação dos dados de velocidade e direção do vento medidos em estações anemométicas. Dentre outras informações disponíveis na primeira edição do projeto WANEB também são listadas suas principais metas:

- Implementação de uma metodologia para o levantamento eólico do Nordeste do Brasil, considerando as condições atmosféricas e climáticas da Região;
- Descrição dos regimes de ventos alísios no Nordeste do Brasil e modelagem desse tipo de vento para aplicações de energia eólica;
- Descrição da circulação atmosférica em mesoescala, definindo episódios típicos da climatologia e usando um modelo numérico dinâmico;
- Elaboração de um procedimento padrão para estações meteorológicas do Nordeste do Brasil;
- Identificação das áreas mais favoráveis para a locação de turbinas eólicas em escala regional;
- Classificação das rugosidades do terreno para aplicações em energia eólica usando análise de dados via sensoriamento remoto;
- Análise das condições de estabilidade atmosférica tanto para a costa como para as regiões do interior, a fim de estabelecer o gradiente vertical do vento;
- Validação das técnicas de sensoriamento remoto para a caracterização do vento sobre o oceano;
- Detecção de regiões de ventos locais e medição da turbulência;
- Modelação do movimento de brisas terrestres e variação de vento diurna.

Após a primeira versão do Atlas Eólico para a Região Nordeste, o Centro Brasileiro de Energia Eólica tem concentrado esforços na elaboração do Atlas Eólico do Brasil onde apresenta dados preliminares do potencial eólico para todo o território nacional (ver figura 4.4).

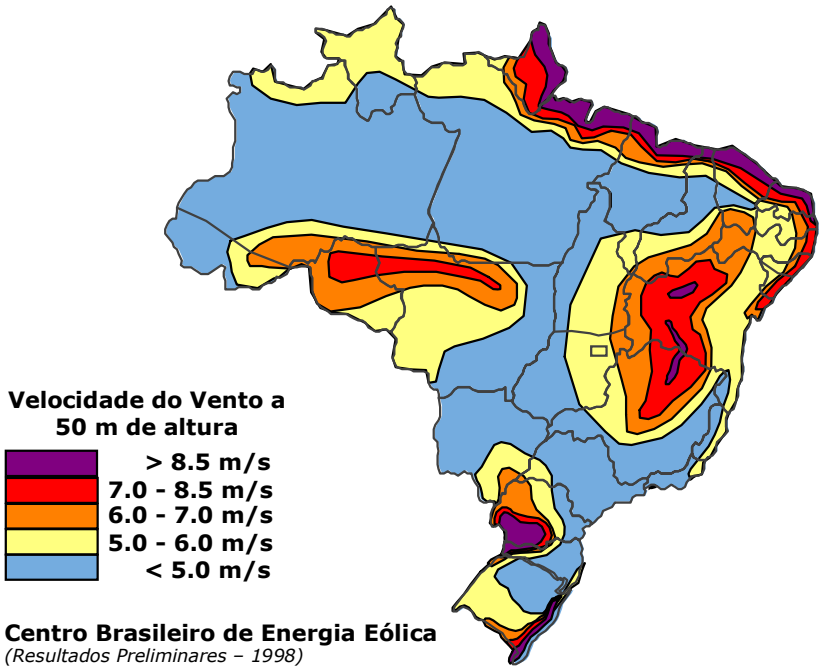


Figura 4.4 – Dados preliminares do Altas eólico do Brasil (1998)
(Fonte: CBEE,2000)

4.5 O potencial eólico do Brasil

O estudo do potencial eólico é o fator mais importante para a viabilização de qualquer projeto que envolva o fator vento. Nas suas mais diversas aplicações, tais como navegação marítima e aeronáutica, bombeamento, geração de energia elétrica, agricultura entre outras, a necessidade do conhecimento do potencial eólico, seja ele subjetivo ou baseado em dados históricos, é de fundamental importância para um mínimo de avaliação técnica. A necessidade de conhecimento do comportamento do vento, sua velocidade e sua direção já vem despertando interesses na agricultura e nos sistemas de navegação marítima e aeronáutica cujas principais entidades, responsáveis pela medição e pelo tratamento das informações, mantêm dados históricos de vários anos, algumas delas, de várias décadas.

O uso da energia eólica para geração de energia elétrica exige dados acurados. Somente com esses dados é possível uma análise técnica e econômica mais apurada. Os dados eólicos também são importantes para o aprimoramento dos equipamentos, no sentido de se desenvolverem perfis de aerogeradores otimizados para uma determinada região.

De forma geral, pode-se dizer que o regime dos ventos (isto é, seu comportamento estatístico ao longo do dia, das estações sazonais e de todo o ano) fica definido se for conhecida a variação espaço-temporal da velocidade do vento, já que esta varia, tanto em intensidade quanto em direção, com o passar do tempo e com a localização geográfica da região. A

velocidade do vento é influenciada por vários acidentes topográficos como o relevo, a rugosidade do terreno, a presença de obstáculos, etc. Além disso, fixando um ponto de medição ou mesmo de observação, a velocidade também varia com a altura. A Organização Meteorológica Mundial especifica uma altura de 10 metros como a altura de referência para as medidas e especificação do regime dos ventos.

Para uma análise do potencial eólico destinado à geração de energia elétrica é necessário um nível de detalhamento maior do comportamento do vento em uma determinada região. Os dados disponíveis atualmente podem apresentar valores médios anuais, sazonais, mensais, médias diárias, médias horárias ou até mesmomédias de 10 minutos da velocidade do vento. É muito importante, no entanto, a verificação do período de observação uma vez que esses valores podem se modificar de um ano para outro, tornando necessária a análise de vários anos de medição. Dados confiáveis, com longos períodos de medição não são fáceis de obter. O Ministério da Agricultura (INMET), a Marinha e a Aeronáutica, são fontes importantes de dados. É importante lembrar que cada banco de dados disponível (como os das entidades acima citada) apresenta uma metodologia de medição própria portanto, no uso de seus dados, recomenda-se cautela, avaliando-se, sempre que possível, a qualidade dos mesmos.

O interesse na medição do potencial eólico especificamente para estudos de viabilidade técnica para geração de energia elétrica iniciou-se no Brasil com o esforço feito pela ELETROBRÁS, durante o início da década de oitenta, na elaboração do Atlas do Potencial Eólico Nacional. Outros Altas surgiram a partir de então. Uma atualização do Atlas do Potencial Eólico Nacional iniciou-se na segunda metade da década de noventa em um projeto conjunto da ELETROBRÁS e o CEPEL. Uma das metas do projeto contemplava a distribuição de velocidade e os parâmetros “c” e ”k” da distribuição de *Weibull* nas médias anuais e sazonais. Diversas instituições no Brasil, interessadas no levantamento do potencial eólico para geração de energia elétrica, levantaram o potencial eólico de regiões bem específicas: O Centro Brasileiro de Energia Eólica, o Nordeste, e a COPEL, o Estado do Paraná.

Como pode ser visto no capítulo 6, existem vários fatores que influenciam na velocidade do vento e, por isso, devem ser considerados em uma análise mais rigorosa do potencial local. Além das considerações feitas quanto aos obstáculos, rugosidade e relevo, o tratamento dos dados brutos deve merecer atenção especial quanto às melhores representações dos dados relevantes para o potencial eólico de uma determinada região. Em sua tese de mestrado intitulada Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento, SILVA, 1999, mostra que a obtenção dos parâmetros “c” e ”k” da distribuição de *Weibull*[7] a partir dos dados brutos pode ser otimizada adotando Algorítimos Genéticos. Testes

[7] Modernamente, a distribuição de *Weibull* é a o modelo mais adequado para caracterização do vento utilizando dois parâmetros que permitem ajustar a forma e a escala da curva, proporcionando resultados

feitos durante o desenvolvimento da dissertação mostram resultados satisfatórios ao comparar valores de energia obtidos pelo método tradicional com modificações utilizando Algoritmos Genéticos.

A seguir são apresentados diversos trabalhos realizados no sentido de se mapear o potencial eólico no Brasil. São mostrados os esforços de mapeamento tanto a nível nacional quanto a nível regional e estadual. Todos os trabalhos somam o esforço de se buscar dados mais confiáveis para a aplicação mais efetiva de geração elétrica.

4.5.1 Atlas do Potencial Eólico Nacional – ELETROBRÁS

Com o objetivo de determinar a viabilidade da utilização da energia eólica no Brasil, a ELETROBRÁS iniciou o programa de levantamento do potencial eólico em 1978, firmando convênio com a extinta CONSULPUC – Serviços Técnicos Ltda, que seria responsável pelo levantamento do potencial eólico no litoral nordestino. Após a conclusão dos trabalhos, foram firmados novos convênios para o levantamento de dados eólicos a nível nacional o que deu origem ao Banco de Dados Eólicos.

Na montagem do Banco de Dados utilizaram-se dados de 51 estações meteorológicas do Ministério da Aeronáutica, 319 do Instituto Nacional de Meteorologia - INMET, 10 da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, 5 da ELETROBRÁS, 2 da Empresa de Portos do Brasil S.A. – PORTOBRÁS, e 2 da Companhia Paranaense de Energia – COPEL. Em novembro de 1984, com base nos trabalhos já efetuados e de posse do Banco de Dados Eólicos, a ELETROBRÁS firmou um novo convênio, agora com a Fundação Padre Leonel Franca (instituição ligada à PUC-RJ), com o objetivo de elaborar o Atlas do Potencial Eólico Nacional. (ELETROBRAS, 1988a).

O Atlas foi o primeiro esforço para se agregar o maior número possível de informações sobre o potencial eólico nacional visando suas diversas aplicações, voltadas para atividades econômicas específicas, como a utilização de energia elétrica no meio rural através de aerogeradores, bombeamento de água para sistemas de irrigação e salinas, entre outros. O conhecimento do potencial eólico em todo o Brasil também auxilia em outras aplicações tais como:

- Estimativa de esforços dinâmicos sobre estruturas expostas e linhas de transmissão;

---

mais apurados. A distribuição de Weibull é normalmente representada na forma de “k” e “c” onde “k” é o fator de forma da distribuição dos ventos e “c” o fator de escala ou a velocidade média dos ventos, considerando a faixa de operação dos aerogeradores.

- Estudos de transportes de sedimentos;
- Previsão do efeito de abrasão eólica sobre o concreto;
- Expectativa de movimentação de massas de poluentes industriais;
- Estudos de agro-climatologia sobre a adaptabilidade de espécies vegetais; entre outros

O Atlas do Potencial Eólico Nacional, ao apresentar resultados específicos para avaliação das possibilidades regionais da utilização da energia eólica para fins de geração de energia elétrica, cumpre as expectativas de localização de "nichos econômicos" perfeitamente adequados para a geração eólica de energia elétrica.

Como já citado acima, o Atlas contou com dados eólicos de várias instituições. Primeiramente foram utilizados dados do Ministério da Aeronáutica, de 51 estações meteorológicas por um período de 5 anos (1972 a 1976). Dessas estações, 25 possuíam 24 dados horários e as demais entre 23 e 12 dados horários diários. Essa defasagem foi ajustada através de metodologias específicas para tornar os dados compatíveis. Os dados fornecidos pela CEMIG, com 10 estações meteorológicas, da COPEL com 2 estações e da ELETROBRÁS, com 5 estações, também foram disponibilizados com 24 dados diários, dispensando, assim, o tratamento de ajustes de dados defasados.

Os dados fornecidos pelo INMET foram coletados de 319 estações meteorológicas. Esses dados apresentavam um importante detalhe na medição: os dados disponibilizados por todas as estações meteorológicas eram registrados três vezes ao dia nos horários de 9, 15 e 21 horas (12, 18 e 24 horas GMT). Os dados fornecidos pela PORTOBRÁS, referentes a duas estações do Rio Grande do Sul, também apresentam dados tri-diários. Para ambos os casos foram utilizadas metodologias de complementação superando assim a insuficiência de dados da grande maioria dos pontos de medições disponíveis para o trabalho do Atlas.

A opção por um período de observação de cinco anos deveu-se ao fato de que o tempo durante a época de observação revelou sensível irregularidade no rítmo climático, e assim, um período mínimo de cinco anos de observações permite conclusões mais objetivas. A insuficiência de dados, no entanto, foi superada pela utilização da técnica tradicional, combinando os dados das estações com registros horários e tri-diários. Com base em análises da circulação atmosférica brasileira e, tendo como recorrência referencial a distribuição sazonal do sistema de pressão atmosférica, procurou-se formar sub-regiões geográficas. Nessas regiões, existe pelo menos uma estação de registros horários que serve de matriz para as demais estações tri-diárias. Também foram considerados, na composição da análise, os aspectos de relevo que interferem na lâmina de ar a ser aproveitada. As estações matrizes são processadas pelo método tradicional, passando previamente pelos testes de consistência estatística. Desse modo, pode-se selecionar os dados que serão utilizados no programa que executa a correlação entre as estações.

Esse programa compõe “dias teóricos” que são produtos de uma análise regional integrada de dois tipos de dados.

Numa amostragem, os resultados obtidos foram confrontados com aqueles fornecidos pelas curvas de *Weibull* para esta situação. A magnitude dos desvios, bem como as características de curtose e assimetrica exibidas pelo modelo matemático demostraram uma aproximação sistemática de até 90%, considerado satisfatório, tendo em vista o caráter prático envolvido no projeto do Atlas. (ELETROBRÁS, 1988a).

4.5.1.1 A altura dos anemômetros e os dados disponíveis no Atlas do Potencial Eólico Nacional

Um dado importante para os dados analisados está na altura em que as estações meteorológicas estão posicionadas para a aquisição de dados. A altura considerada é de 10 metros para todas as estações meteorológicas segundo informações do INMET e do Ministério da Aeronáutica (podendo apresentar algumas variações). Dentre todas as unidades de medição envolvidas no fornecimento de dados, algumas unidades poderiam apresentar algumas variações na altura de medição. Essas variações podem ser associadas a instalações em regiões urbanas fixadas nos prédios com a finalidade de se evitar o mascaramento das leituras devido a obstáculos (o próprio prédio ou seus vizinhos).

O Atlas do Potencial Eólico Nacional apresenta, em seu segundo volume, o mapeamento dos dados eólicos em isolinhas de velocidade média, velocidade máxima, calmaria e potência média bruta de cada uma das regiões do Brasil e a síntese para todo o território nacional. Também está localizada no mapa de cada região a posição geográfica das estações anemométricas do Ministério da Aeronáutica, Ministério da Agricultura, ELETROBRÁS, CEMIG, COPEL e PORTOBRÁS. No final da publicação, são apresentadas tabelas com diversos dados de cada estação envolvida no banco de dados tais como: latitude, longitude, altitude, temperatura média, período observado (anos), velocidade média (m/s), calmaria (%) potência média bruta (WH/m^2), velocidade média para prospecção energética, calmaria operacional (%), potência média bruta disponível (WH/m^2), velocidade máxima (m/s) e direção do vento predominante. A figura 4.5 mostra um dos mapas do Altas do Potencial Eólico Nacional onde são apresentadas as isolinhas de velocidade média para todo o território do Brasil.

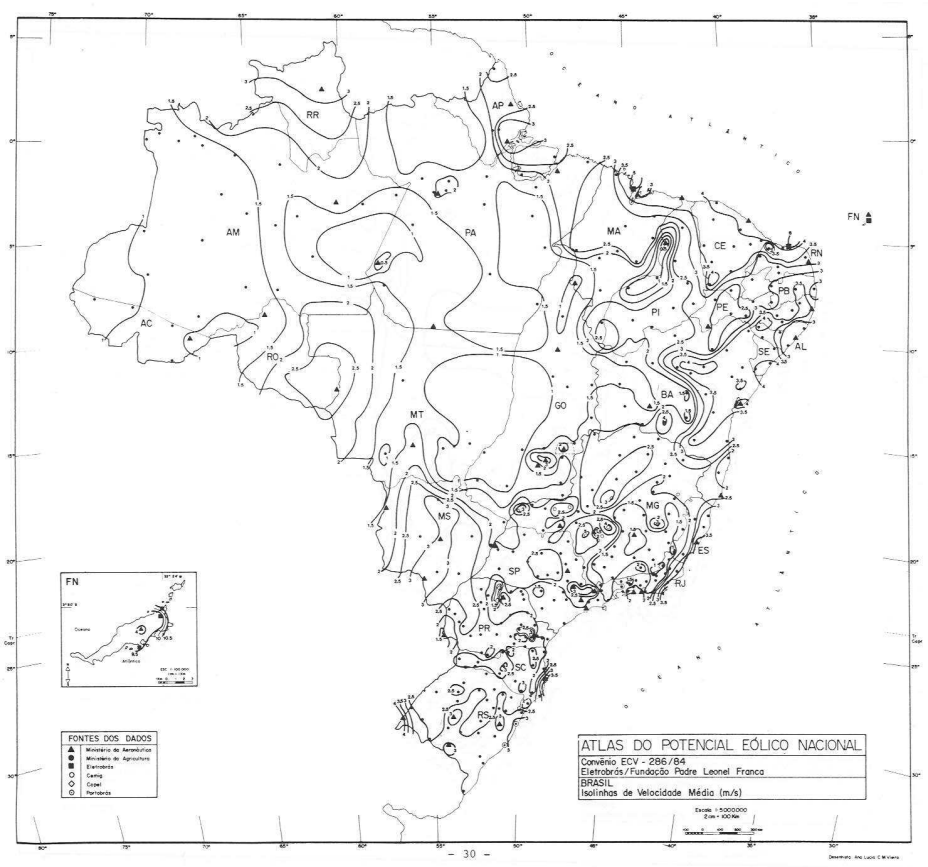


Figura 4.5 – Isolinhas de velocidade média anual (m/s)
(Fonte: Atlas do Potencial Eólico Nacional v2, 1988)

4.5.2 Atlas eólico do Brasil – CEPEL/ELETROBRÁS

O Altas Eólico do Brasil, mesmo ainda em fase preliminar, mostra-se como um importante esforço da ELETROBRÁS e do CEPEL na atualização dos dados publicados em 1988 no Atlas do Potencial Eólico Nacional, elaborado pela Fundação Padre Leonel Franca (PUC-RJ), em convênio com a ELETROBRÁS. Mesmo considerando que ainda não foram coletados os dados disponíveis em todos os estados do Brasil e que a rede de medição brasileira deverá ser ampliada e melhorada com a instalação de novas estações de medição eletrônicas, o Atlas Eólico Brasileiro pode ser utilizado, com segurança, para identificação de locais promissores para prospeção da energia eólica.

A exemplo da edição anterior (1988), o Atlas Eólico do Brasil também foi solicitado pela ELETROBRÁS, com o objetivo de atualizar os dados e contemplar no estudo, além do valor médio, outros parâmetros que caracterizam e influenciam o vento, tais como: a topografia, a distribuição de *Weibull* e o desvio padrão. Cabe ressaltar que a maior parte dos dados utilizados na elaboração do Atlas são provenientes de estações anemométricas instaladas com objetivos agrícolas, aeronáuticos, meteorológicos, etc. Portanto, não há uma homogeneidade das

estações quanto à freqüência de leituras diárias, altura do sensor e local de instalação. Sendo assim, os dados apresentados nos mapas devem ser considerados como indicativos da ordem de grandeza da velocidade dos ventos.(ELETROBRÁS, CEPEL, 1998)

Em sua primeira fase (ainda em versão preliminar) o Atlas Eólico do Brasil apresenta apenas os resultados dos estudos realizados com dados dos Estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba e Pernambuco, na Região Nordete e Pará, Amapá e Roraima, na Região Norte, sem considerar a topografia de cada região em questão.

Os dados utilizados no Atlas foram previamente analisados na representação da sua qualidade de medição e também na quantidade de medidas feitas ao longo do dia. A confiabilidade dos dados exigiu a utilização de equipamentos cujo número de registro fosse superior a 24 registros diários (médias horárias). Basicamente, as estações meteorológicas foram classificadas através de critérios específicos que levaram em conta o número de leituras diárias disponíveis, o tipo de instrumento e sua classe de exatidão. Pelo critério acima descrito, foram classificados dois tipos de redes anemométricas utilizadas no Atlas: a Rede Principal e a Rede Secundária.

A "Rede Principal" é formada pelas estações meteorológicas digitais com grande capacidade de armazenamento, pelas estações meteorológicas que possuem anemógrafo de papel contínuo com 24 horas de registro e pelas estações anemométricas com 24 leituras diárias.

A "Rede Secundária" é formada por estações anemométricas que produzem apenas 3 leituras diárias (9, 15 e 21 horas) e pelo cata-vento de *Wild*. O objetivo dos equipamentos desta rede é servir apenas como elementos de orientação para regionalização das informações como, por exemplo, auxiliar no traçado das isolinhas e na definição das áreas climatologiamente homogêneas.

O grande esforço do aproveitamento de dados já existentes tornou-se um desafio para os pesquisadores do CEPEL principalmente no caso dos anemogramas provenientes dos anemógrafos de registro contínuo cujas registros são feitos ao longo de 24 horas. Com uma massa crítica de anemogramas ainda não processadas pelo INMET, firmou-se um acordo para a digitalização dessas informações e seu aproveitamento no Atlas. Objetivando a rapidez na aquisição e análise dos dados, pesquisadores do CEPEL elaboraram um programa de interpretação das imagens digitalizadas dos anemogramas transformando-os em números facilitando, assim, a disponibilização e utilização dos dados. Um dos anemogramas utilizados na atualização do Atlas pode ser visto na figura 4.6

Após o tratamento das séries históricas de cada estação, foram extraídos os vetores representativos de cada grandeza: a média dos ventos, o desvio padrão e os parâmetros da distribuição de *Weibull*. Posteriormente, esses vetores foram inseridos nos polígonos que formam os estados da Região Nordeste e Região Norte e, através dos cálculos de interpolação, foram calculadas as isolinhas indicadoras de cada parâmetro eólico. O Altas Eólico do Brasil

apresenta os mapas sazonais (verão, outono, inverno e primavera) e anual para as velocidades médias do vento, parâmetros da distribuição de *Weibull* "k" e "c" e o desvio padrão.

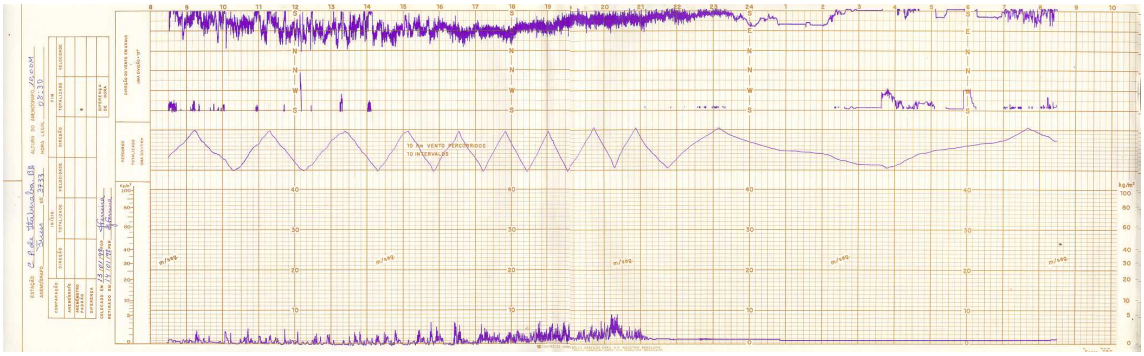


Figura 4.6 – Anemograma da Estação Anemométrica de Itaberaba - BA (INMET) com dados eólicos do dia 13 de Janeiro de 1998. (Fonte: INMET, 1998)

4.5.2.1 Mapas eólicos da Região Nordeste

Na primeira versão do Atlas Eólico do Brasil foram apresentados apenas os mapas com os parâmetros eólicos dos Estados da Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Maranhão, sendo que este último apresenta uma maior imprecisão devido à utilização de somente uma estação de medição. Não foram incorporados dados topográficos; para futuras versões prevê-se a utilização desses dados, para ajuste mais preciso dos dados. As medições de dados eólicos foram provenientes de estações do INMET, DEPV e ELETROBRÁS. Também foram utilizados dados de estações anemométricas digitais que foram instaladas com finalidade exclusiva de coleta de dados para o aproveitamento da energia eólica, pertencentes à Companhia de Eletricidade do Ceará – COELCE e do CEPEL.

Os mapas para os estados nordestinos citados acima foram elaborados a partir de dados coletados em 40 estações meteorológicas. Essas estações fazem parte de uma pesquisa na identificação de estações mais representativas de cada Estado procurando utilizar, sempre que possível, as estações pertencentes à rede primária para a confecção das séries históricas. As estações pertencentes à rede secundária foram utilizadas somente quando foi necessário realizar algum tipo de ajuste nas isolinhas.

As 40 estações utilizadas distribuem-se em 19 estações do INMET, 13 da COELCE, 2 da ELETROBRÁS, 5 do CEPEL e 1 do Ministério da Aeronáutica – DEPV. A posição geográfica de cada uma das estações pode ser vista na figura 4.7. A distribuição da velocidade média anual, medida a 10 metros de altura, pode ser vista na figura 4.8.

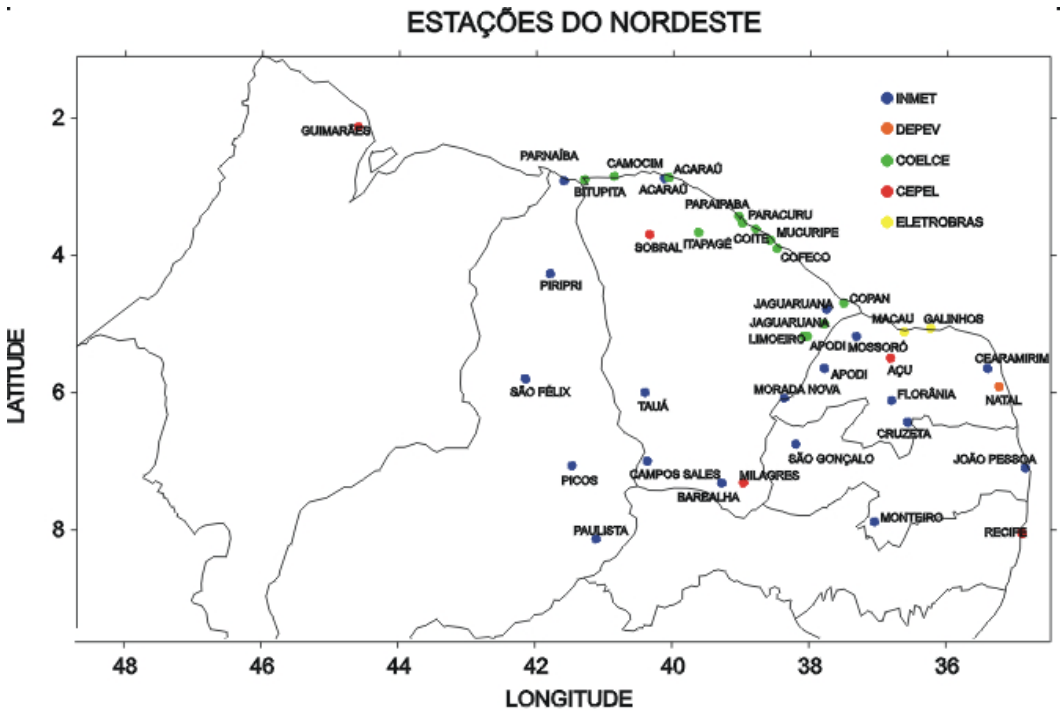


Figura 4.7 – Estações Anemométricas na Região Nordeste

(Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

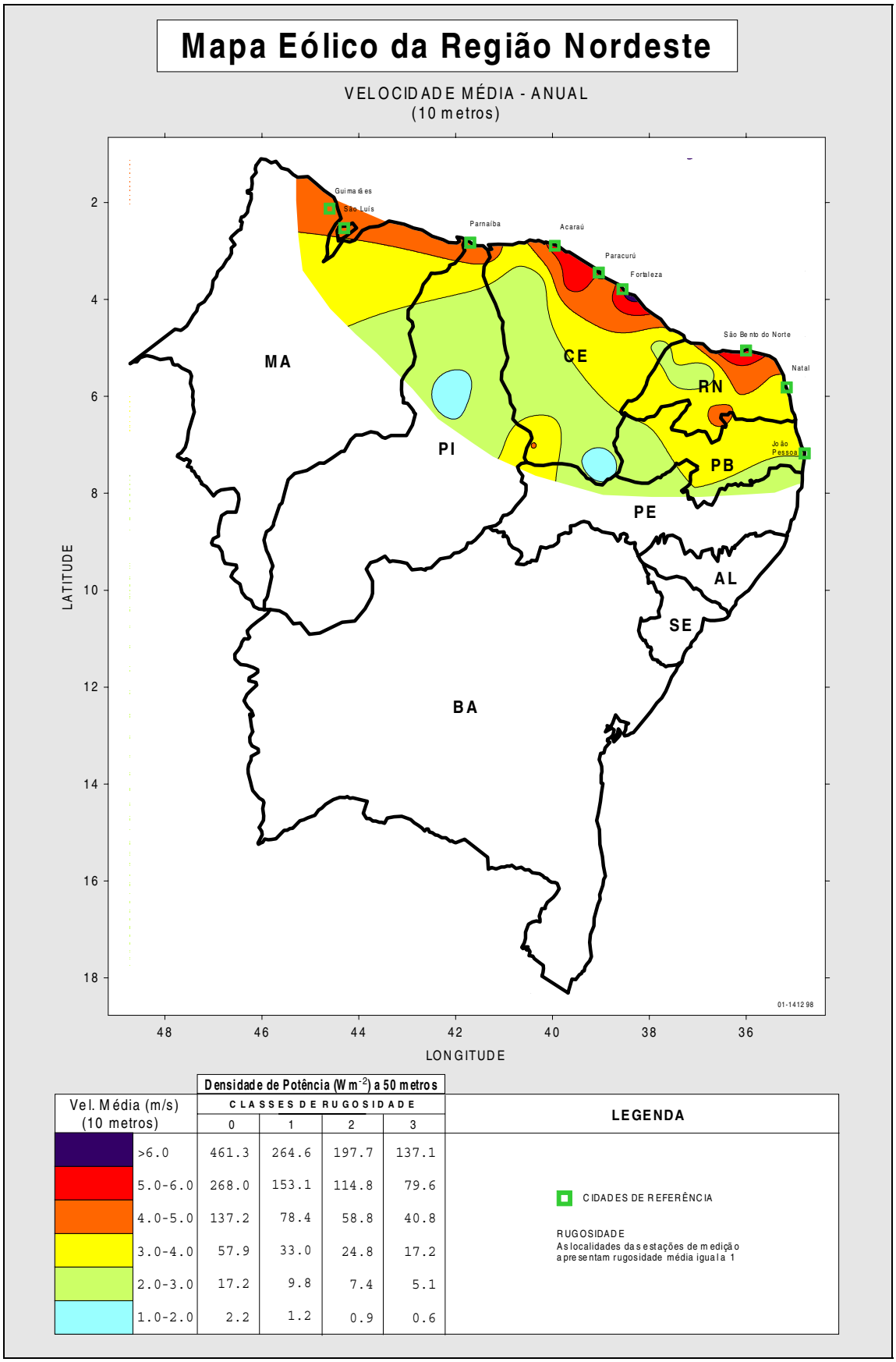


Figura 4.8 – Distribuição da velocidade média anual (10 metros) na Região Nordestina (Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

4.5.2.2 Mapas eólicos da Região Norte

Na primeira versão do Atlas Eólico do Brasil, foram apresentados, apenas, os resultados das estações de medição instaladas na costa dos Estados do Amapá e Pará e no extremo norte do Estado de Roraima. Os mapas da Região Norte foram elaborados a partir de dados coletados em 10 estações de medição, entre os anos de 1996 e 1998, compreendendo os Estados de Roraima, Amapá e Pará, pertencentes aos seguintes órgão: 9 do CEPEL e uma da Centrais Elétricas do Norte – ELETRONORTE.

Apesar do período de registro dos dados compreender aproximadamente três anos, para a maioria das estações, o aproveitamento desses dados cabrangeu um período menor. Uma das razões para que o aproveitamento dos dados fosse menor do que o esperado estava nos problemas relativos à coleta de dados presentes em praticamente todas as estações. Dificuldades de operação por parte dos coletores dos cartões (banco de memória das unidades digitais) foi uma das causas de perda de dados de vários períodos.

A posição geográfica de cada uma das dez estações do CEPEL e da ELETRONORTE pode ser vista na figura 4.9. A distribuição da velocidade média anual, medida a 10 metros de altura, pode ser observada na figura 4.10.

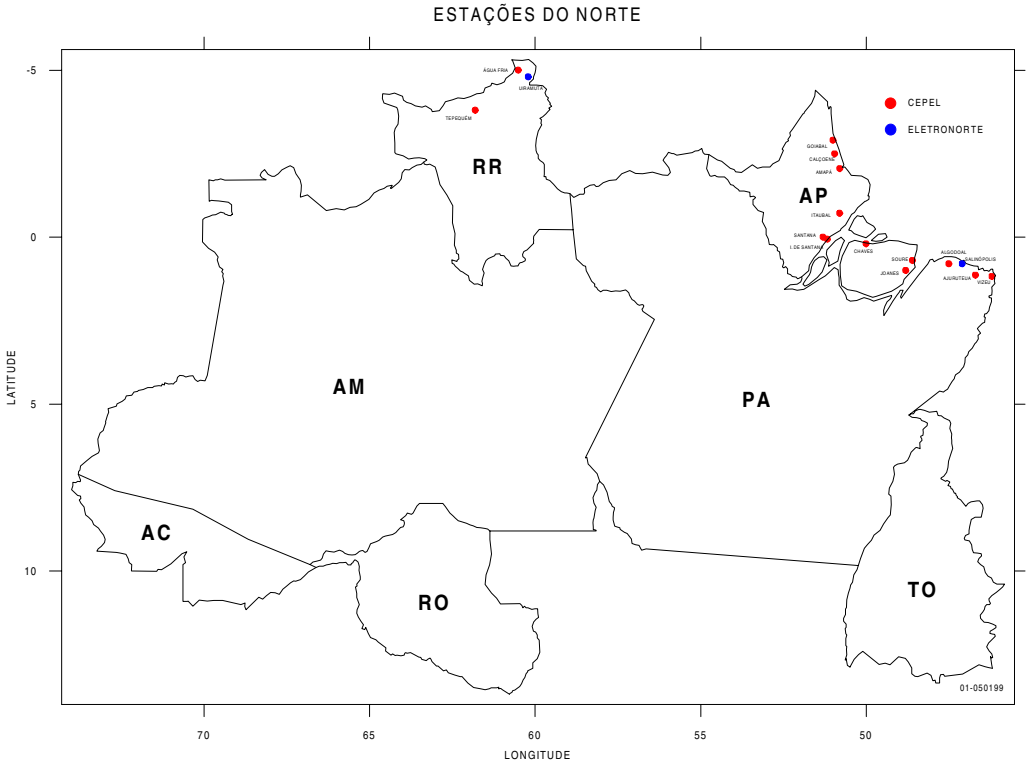


Figura 4.9 – Estações Anemométricas na Região Norte

(Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

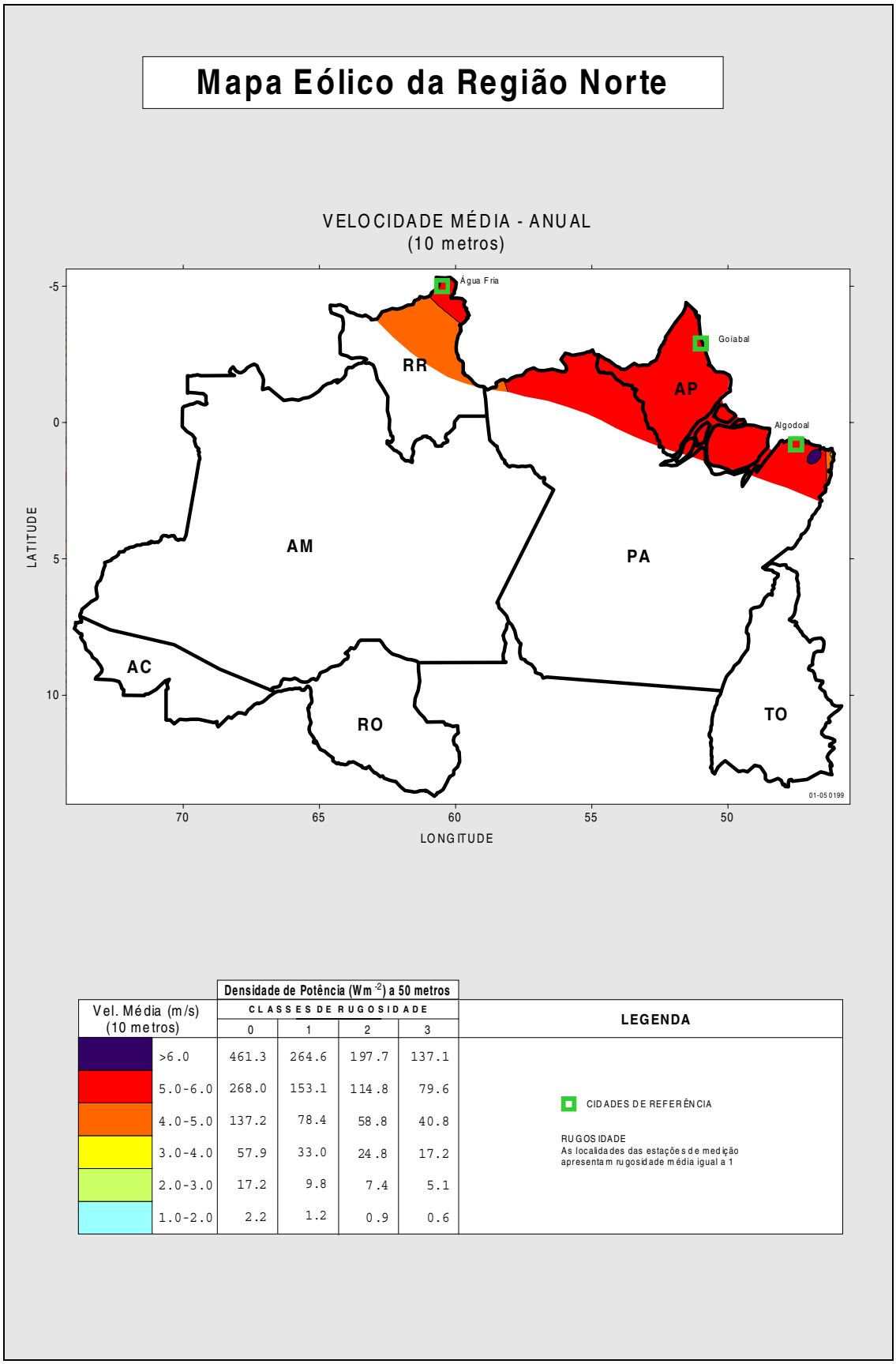


Figura 4.10 – Distribuição da velocidade média anual (10 metros) na Região Norte (Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

4.5.3 Mapa eólico do estado do Paraná - COPEL

O início de uma maior conscientização sobre as questões ambientais juntamente com a necessidade de buscas de novas opções de geração de energia elétrica resultaram na seleção de regiões propícias para a utilização comercial da energia eólica (regiões estas ignoradas até então). Este é o caso do Estado do Paraná. Ao iniciar um programa de medições anemométricas específicas em 1994, a Companhia Paranaense de Eletricidade – COPEL tinha poucos indicativos de existência de potencial aproveitável para geração eólica no território paranaense. Cinco anos depois, a COPEL confirmava a existência de uma reserva energética efetivamente aproveitável (com ventos acima de 6.5 m/s) da ordem de 5.8 TWh.ano – o equivalente a cerca de 1/3 do consumo atual de energia do estado.(AMARANTE, 1999)

4.5.3.1 Projeto Ventar.

Chamado de Projeto Ventar, o programa de medições específicas para a avaliação dos recursos eólicos na área de concessão da COPEL partiu de uma metodologia objetiva de identificação das melhores áreas e locais. O Projeto concentrou-se nas seguintes tarefas principais:

- Modelos digitais de relevo e rugosidade do Estado do Paraná para a identificação das melhores áreas para a utilização comercial da energia eólica;
- Questionários a equipes regionais de manutenção de redes de transmissão e distribuição formando assim, uma fonte de informações sobre diversos locais e freqüência de ventos de cada uma;
- Análise dos dados existentes concentrados predominantemente nos registros da rede de estações meteorológicas do Instituto Agronômico do Paraná – IAPAR, e consultas ao Sistema Meteorológico do Paraná – SIMEPAR;
- Inspeção de todas as áreas candidatas à criação de um parque eólico.

À medida que evoluíam as seleções de locais promissores, foram sendo instaladas as estações anemométricas num total de 25 torres implantadas entre 1995 e 1998. Ao longo do projeto elas foram relocadas uma melhor cobertura do estado, descartando áreas que se mostraram previamente sem interesse. No final do projeto, em 1999, as áreas mais significativas contavam com séries históricas de mais de dois anos e as duas grandes áreas de melhor potencial eólico contavam com medições a 50-65 m de altura.

Durante o segundo semestre de 1998 iniciou-se a análise e preparação dos modelos para o cálculo de interpolação dos dados anemométricos para todo o território paranaense. Foi utilizado o programa WasP – *Wind Atlas Analysis and Application Program,* para ajuste e interpolação das velocidades de vento a uma altura de 50 m. Essa análise foi feita para cada estação do Projeto Ventar considerando também a rugosidade do terreno em um raio de 10 km em torno de cada estação. Através da análise dos dados no WAsP e dos ajustes climatológicos realizados em um horizonte de 15 anos de dados disponibilizados pelo IAPAR, foi possível elaborar o modelo estatístico atmosférico para o cálculo do mapeamento eólico em todo o território do Estado do Paraná (AMARANTE, 1999).

O Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná foi editado no início de 1999, pela COPEL, no formato 0.7 x 1.0 m, escala 1:1,000,000. Como pode ser visto na figura 4.11, as velocidades de vento na altura de 50 m são apresentadas em escalas contínuas de 255 níveis de cores. Também foram incluídos no mapa os principais dados relevantes de todas as localidades analisadas tais como os modelos usados para orografia e rugosidade.

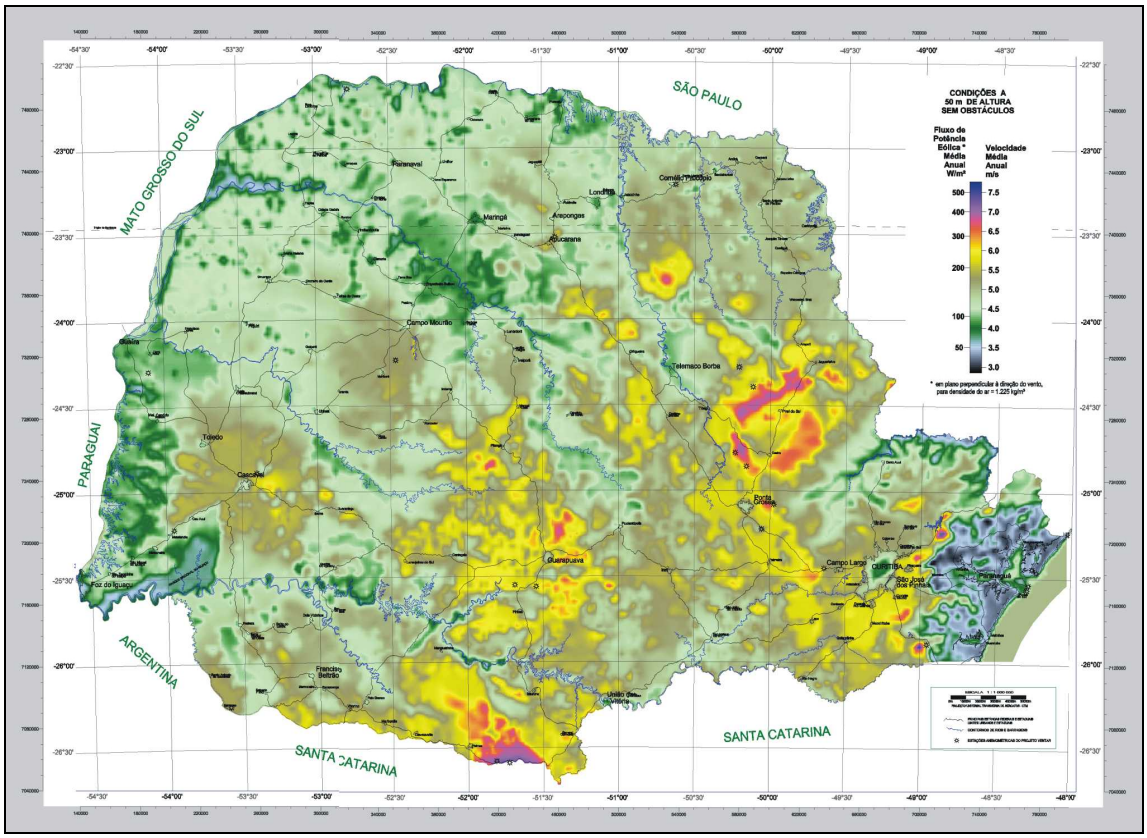


Figura 4.11 – Mapa Eólico do Estado do Paraná – Velocidade média anual (50m)
(Fonte: COPEL, 2000a)

A utilização de ferramentas do Sistema de Informação Geográfica – SIG, os dados devidamente coletados e *softwares* específicos de análise eólica possibilitaram resultados muito

rápidos e de baixo custo para tarefas como a identificação e quantificação preliminares de áreas promissoras. Através do Projeto Ventar foi possível a implantação da primeira usina eólica da Região Sul do Brasil já em operação. A Usina Eólica de Palmas já se encontra em operação com cinco turbinas E-40 da empresa alemã Enercon com um total de 2.5 MW de potência instalada. Essa usina eólica é a primeira de um total de três, onde espera-se instalar um total de 84.5 MW (9.5 MW na Fase II e 75 MW na Fase III) na região da cidade de Palmas – PR.(ELETROBRAS, 2000)

4.6 Os primeiros projetos em energia eólica no Brasil

No Brasil, desde o final do século passado têm sido utilizados cata-ventos de múltiplas pás para bombeamento d'água, baseados no modelo americano. Esses modelos foram empregados principalmente em fazendas e salinas. Ficaram conhecidos particularmente como os cata-ventos das salinas da cidade de Cabo Frio – RJ. Aerogeradores de pequeno porte também foram importados durante esse século e usados esparsamente. Atualmente existem poucos fabricantes de cata-ventos de múltiplas pás, onde algumas, com pequenas alterações de projeto, possibilitam a conexão de geradores com facilidade.

Não existem registros ou estudos no Brasil que revelem a abrangência do uso de cata-ventos ou aerogeradores de pequeno porte, principalmente devido ao seu uso em lugares remotos do território nacional. Com certeza, esses projetos foram adaptações de modelos comerciais em funcionamento em diversos países, principalmente dos modelos americanos.

A crise do petróleo incentivou o estudo de novas fontes de energia no Brasil. A partir da segunda metade da década de setenta algumas universidades e instituições de pesquisa iniciaram trabalhos de desenvolvimento de diversos modelos de cata-vento e também de aerogeradores de pequeno porte com tecnologia nacional objetivando o uso em localidades isoladas que tanto dependiam do combustível fóssil para a geração de energia elétrica. Infelizmente, vários desses projetos tiveram interesse meramente acadêmico e, por problemas diversos, não chegaram a ser concluídos.

Várias instituições se empenharam na pesquisas de modelos adaptados às condições nacionais, utilizando, principalmente, matéria prima local. Na UNICAMP, em Campinas – SP, foi estudado o rotor do tipo Savonius, de eixo vertical. O modelo mostrou baixa eficiência e dificuldades de controle principalmente na proteção contra ventos de tempestade. Após encerrado o projeto, um protótipo ainda se encontra em exposição no Museu de Tecnologia em Salvador – BA. No Instituto de Pesquisas da Marinha do Rio de Janeiro também foi pesquisado e desenvolvido um tipo de cata-vento de arrasto de eixo vertical para utilização em bóias

flutuantes. Experimentos feitos com os protótipos mostraram que o modelo apresentava baixa eficiência e, mesmo utilizando equipamentos e materiais relativamente sofisticados, o projeto não evoluiu.(CHESF-BRASCEP, 1987)

Outras instituições também procuravam desenvolver modelos de aerogeradores e cata-ventos com materiais nacionais. Esse interesse estava tanto no desenvolvimento tecnológico nacional como também na oportunidade de abertura de um novo segmento industrial que teria como um grande mercado o fornecimento de energia elétrica para as áreas remotas do interior do Brasil ainda sem o fornecimento convencional. Instituições como a COPPE-UFRJ e a Universidade Federal da Paraíba, em Campina Grande, também se engajaram na pesquisa de aerogeradores utilizando materiais nacionais mas, em pouco tempo de pesquisas, os projetos foram abandonados principalmente pela escassez de verbas disponíveis.

Um dos grandes projetos em aerogeradores feitos no Brasil, desenvolvido no IEA-CTA em São José dos Campos – SP, construiu e ensaiou 15 protótipos, de 1973 até 1983, no encerramento do Projeto. O Projeto teve início com a instalação de vários anemômetros ao longo da costa do Nordeste. Os anemômetros mostraram dados incríveis do potencial eólico da região da costa do Ceará, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Bahia e também na Ilha de Fernando de Noronha, com ventos médios anuais entre 7 a 9 m/s (CHESF-BRASCEP, 1987). Em 1976, foi montado o primeiro protótipo de 20 kW operando próximo da potência nominal em algumas regiões da costa do Nordeste. Esse protótipo esteve em funcionamento por poucas semanas; uma falha por fadiga na estrutura de suporte da pá, inutilizou-o. Um segundo protótipo foi montado com várias inovações: o uso de freio a disco para velocidades do vento acima do valor nominal de operação e a utilização de novos materiais tais como tubos de aço, telas e madeiras nas pás.

Em 1977, o IEA-CTA iniciou a construção e testes de modelos com 5 m de diâmetro e potência de 1 kW. As pás eram de madeira (fora tentada balsa com reforço de fibras de vidro) e o rotor tinha controle de passo de acionamento centrífugo, automático. Foi um dos sistemas mais leves construídos até então pelo IEA. Diversos protótipos do IEA, com 5m de diâmetro, foram construídos e testados, progressivamente os problemas estruturais e elétricos de geração foram resolvidos. Entre os melhoramentos implementados estão o controle eletrônico de excitação do gerador, adequação à curva de potência da hélice, o projeto de novas pás para maior eficiência aerodinâmica e o início de geração a velocidades mais baixas. Esses avanços possibilitaram a adaptação de um gerador de 2 kW no mesmo sistema de 5 m de diâmetro.

Infelizmente, muitos problemas surgiram durante a implementação do projeto. Os protótipos tinham problemas sérios de durabilidade dos materiais utilizados no rotor, principalmente nas pás e mecanismos associados ao sistema de controle. Nenhum dos protótipos chegou a operar por mais de um ano e os projetos foram sendo gradativamente abandonados. Em 1980, foi construído o primeiro aerogerador IEA de 5 kW com 8 m de diâmetro que operou

durante 9 meses no campo de teste da Barreira do Inferno, em Natal – RN. Foram construídos dois outros protótipos, porém todos foram desativados por problemas de fadiga e corrosão. A figura 4.12 mostra o primeiro modelo de 5kW, com 8 m de diâmetro, instalado na Barreira do Inferno em Natal.

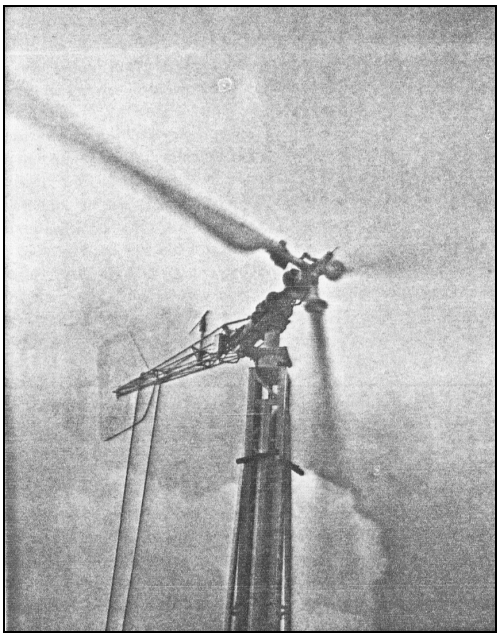


Figura 4.12 – Protótipo nº 1 de 5kW com 8 m de diâmetro
(Fonte: CHESF - BRASCEP, 1987)

Em 1981, o CTA firmou acordo de cooperação tecnológica com o DFVLR da Alemanha para o desenvolvimento de um novo projeto de 100 kW com 25 m de diâmetro (Projeto DEBRA – Deustche-Brasileiro). Nesse momento, os avanços do Grupo de Energia Eólica do IEA nos primeiros projetos de 5 m de diâmetro (os primeiros protótipos do Projeto de Energia Eólica) foram reduzidos. Por outro lado, os trabalhos se concentraram no desenvolvimento das técnicas de fabricação das pás em materiais compostos, de sistemas de controle de potência e rotação das hélices, de controle de rigidez das estruturas e controle de vibrações e também de sistemas eletrônicos de controle de geração elétrica.

No CTA foram fabricados moldes da pá, inteiramente em materiais compostos. O Projeto foi realizado em conjunto com a Alemanha, exceto o projeto mecânico que foi realizado pelos alemães porque os componentes produzidos em ambos os países apresentavam diferenças em certas características. Toda a parte de otimização aerodinâmica foi feita no CTA. Em abril de 1983, os moldes para fabricação das pás foram embarcados para a Alemanha, onde foi construído o primeiro protótipo e montado para testes em julho de 1984 no Campo de Testes de Schnittlingen – Alemanha como pode ser visto na figura 4.13. (CHESF - BRASCEP, 1987)

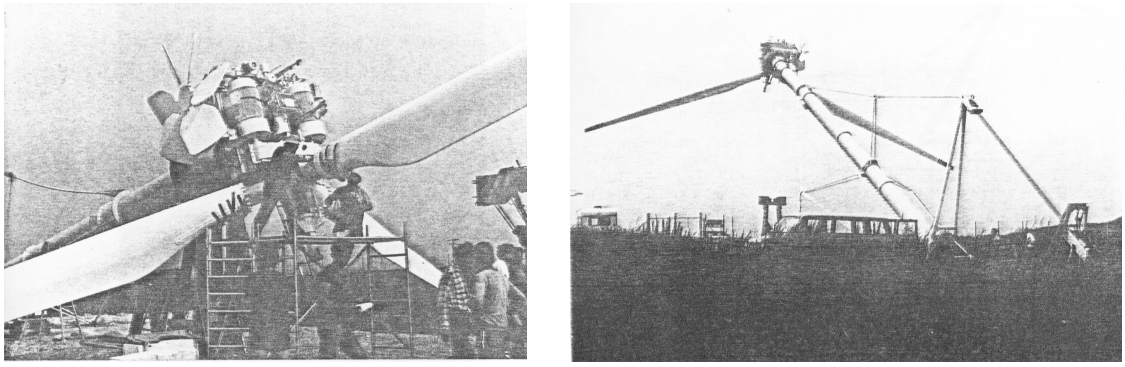


Figura 4.13 – Detalhe do modelo de 100kW do Projeto DEBRA instalado no Campo de Testes de Schnittlingen. (Fonte: CHESF - BRASCEP, 1987)

Em fins de 1983, o projeto foi encerrado no CTA, por motivos de diretrizes internas. Todo o projeto se encontra arquivado no Brasil, exceto o projeto mecânico, que não chegou a ser realizado.

4.7 O estado da arte da energia eólica no Brasil

Os melhores potenciais para aplicações em energia eólica no Brasil são encontrados na Região Nordeste e Região Norte. Comparada com outras fontes alternativas disponíveis para geração de energia elétrica nas Regiões Norte e Nordeste, a energia eólica apresenta várias vantagens que a colocam como uma importante opção para novos investimentos em geração de energia elétrica. Várias instituições já se empenharam no mapeamento eólico em ambas as regiões, principalmente na costa onde se observam fortes e constantes ventos praticamente durante todo o ano (principalmente na costa norte da Região Nordeste). Estudos feitos pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF e pela Companhia Elétrica do Ceará - COELCE mostram que a costa nordestina entre o Rio Grande do Norte e o Ceará apresenta um recurso eólico estimado em 12,000 MW (CHESF-COELCE, 1996).

A Região Nordeste é uma das pioneiras na instalação de energia eólica devido ao seu potencial de ventos favoráveis para aproveitamento na geração de energia elétrica. Como pode ser visto na tabela 4.1, a grande maioria dos projetos já implantados no Brasil se encontra na Região Nordeste. Os programas de implantação experimental de energia eólica no Brasil somam hoje um total de aproximadamente 2.6 MW (incluindo a turbina de 300 kW instalada no CBEE operando em pesquisas e testes). Os projetos implementados pela iniciativa privada somam um total de 17.5 MW (15 MW no Ceará e 2.5 MW no Paraná).

Tabela 4.1 – Estado atual das aplicações eólicas no Brasil.

Instalação	*Implementação*	*Finaciadores*	*Potência*	*Início de ope-ração*
Projetos em operação				
Fernando de Noronha – PE	CELPE, UFPE/Folkcenter	30% Dinamarca	75 kW	1992
Fernando de Noronha – PE	CELPE, UFPE, ANEEL	ANEEL	300 kW	1992
Morro do Camelinho – MG	CEMIG	70% Alemanha	1 MW	1994
Porto de Mucuripe – CE	COELCE	70% Alemanha	1.2 MW	1996
Sist. Híbrido de Joanes – PA	CEPEL/CELPA	100% USA	40 kW	1997
Central Eólica de Prainha – CE	Wobben Windpower/ COELCE	Privado	10 MW	1999
Central Eólica de Taíba – CE	Wobben Windpower /COELCE	Privado	5 MW	1999
Usina de Palmas – PR	Wobben Windpower/COPEL	Privado	2.5 MW	1999
Projetos em negociação				
Central Eólica – CE	Cinsel/COELCE	Privado	5.4 MW	1999
2º Fase – Palmas	Wobben Windpower/COPEL	Privado	9.5 MW	
Paracuru – CE	Governo do Ceará/COELCE	100% Japonês		2000
Camocim – CE	Governo do Ceará/COELCE	100% Japonês		2002
Estudo de Viabilidade/Pré-Concessão				
Barreirinha	C.E.X Clean Energy do Brasil		30 MW	1998
Fortaleza	C.E.X Clean Energy do Brasil		60 MW	1998
Estudos Preliminares/ Planejamento				
Jericoacara - CE	COELCE		100MW	
Cabo Frio - RJ	UFF		10 MW	
Norte Fluminense - RJ	UFF		40 MW	
Pernambuco, R. G. do Norte	UFPE/ Consórcio de Fabricantes		30 MW	
3º Fase – Palmas			75 MW	
Minas Gerais			150MW	
Salinópolis - PA			50 MW	

(Fonte: WINROCK, 1999; ELETROBRÁS, 2000)

Na Região Norte, o CEPEL, a ELETROBRÁS e a CELPA têm levantado dados eólicos em diversos locais cujo potencial era previamente favorável melhorando, assim, a precisão dos dados para a indicação de locais cujo potencial eólico favoreça a implementação de uma fazenda eólica. A construção de fazendas eólicas tanto na Região Norte quanto na Região Nordeste tem sido facilitada pelas seguintes razões:

- Custos decrescentes de geração uma vez que a tecnologia tem se amadurecido cada vez mais nos últimos anos;
- A nova legislação do Produtor Independente de Energia;
- A importância da energia eólica na redução da dependência de combustíveis fósseis principalmente na Região Norte onde o combustível fóssil é imprescindível
- A cobertura na legislação para o acesso aberto na rede de distribuição e transmissão.

Os valores apresentados para as instalações em operação hoje no Brasil ainda se mostram modestos frente às metas estipuladas para 2005 pelo Fórum Permanente, na Declaração de Belo Horizonte. Mesmo pequenas, as instalações já em operação mostram uma importante iniciativa tanto das concessionárias brasileiras responsáveis pelos projetos experimentais como das empresas Auto-Produtoras de Energia que, dentro do novo cenário do setor elétrico, investiram no desenvolvimento do aproveitamento eólico para geração de energia.

4.7.1 Projetos eólicos experimentais no Brasil e cooperações estrangeiras

As aplicações em fontes alternativas de energia contaram com uma importante iniciativa de entidades estrangeiras para implementação de projetos experimentais em diversas localidades do Brasil. As discussões sobre o meio ambiente, durante a Conferência do Rio de Janeiro em 1992, possibilitaram que o Brasil encontrasse novos parceiros para a implementação de projetos em fontes alternativas. Governos de países industrializados criaram, a partir do Encontro da Rio 92, vários programas de cooperação na área das energias renováveis a exemplo do Programa Eldorado, do Governo Alemão, do Programa do Departamento de Energia dos Estados Unidos, através *do National Renewable Energy Laboratory* - NREL e do *Sandia National Laboratory*, e de ações da França, em particular no Marrocos e Dinamarca. (PEREIRA, 1995)

Os acordos internacionais para implementação de projetos experimentais também contemplaram o Brasil em diversos projetos em energia solar e eólica. Foram implementados alguns projetos piloto demonstrativos que envolveram concessionárias de energia elétrica, governo estaduais, universidades e centros de pesquisas, entre outros. A tabela 4.2 resume os projetos já implementados desde 1995 no âmbito das cooperações internacionais.

Tabelas 4.2 – Projetos de Cooperação Instalados

PROJETO	Fotovoltaico (Wp)	Eólica (kW)	Característica
GTZ (Alemanha)	14,450		15 sistemas de bombeamento
Folkencenter/CELPE/UF		75	1 aerogerador
Eldorado/CEMIG		1,000	4 aerogeradores
NREL – Fase 1			
Pernambuco	36,570		345 residências
Ceará	30,790		492 residências, 71 outros
NREL – Fase 2			
Bahia	24,320		17 bomb., 107 resid., 32 outros*
Pará	10,180	40	Sistema híbrido solar eólico diesel
Amazonas	51,200		Sistema híbrido solar diesel
Minas Gerais	14,690	27.5	30 resid., 7 bomb eólico, 19
Alagoas	7,890		outros*
Brasília	290		46 resid., 6 bomb., 8 outros
			1 resid. 1 escola
Eldorado/CELPE	59,450		404 escolas, 15 bomb.
SOS PG-Bélgica/APAEB	645		15 cercas eletrificadas
IPADE/AECI/CEAM **	2,180		35 resid, 6 outros
AECI/USP	300		2 escolas, 1 centro comunitário
TOTAL	***252,955***	***1,142.5***	

*Inclui: iluminação pública, centros comunitários, escolas, creches, centros de saúde, cercas eletrificadas, igrejas

**Instituto de Promoción y Apoyo al Desarrollo (IPADE), Agencia Española de Cooperación Internacional (AECI)

(Fonte: PEREIRA, 1995)

4.7.2 Projeto eólico-diesel da Ilha de Fernando de Noronha

A Companhia Energética de Pernambuco - CELPE, em convênio com o Folkcenter - entidade Dinamarquesa e o Grupo de Energia Eólica da UFPE, instalou, em julho de 1992, na Ilha de Fernando de Noronha, a primeira turbina eólica de grande porte em operação comercial na América do Sul. Anteriormente, a eletricidade da Ilha era produzida exclusivamente da geração térmica, utilizando o óleo diesel. Embora ainda essencial, esse tipo de geração é caro e traz riscos de poluição ambiental. O equipamento instalado tem uma potência de 75 kW e está fixado numa torre de 23 m de altura, com hélices de 17 m de diâmetro. Foi feito um investimento de cerca de US$ 250.000,00 na instalação da turbina prevendo-se uma economia de cerca de 8% do óleo diesel consumido na geração de energia da Ilha (Gazeta Mercantil, 05/05/92) o que representa uma economia de aproximadamente 70,000 litros anuais.

Figura 4.14 – Turbina Folkcenter em operação na Ilha de Fernando de Noronha
(Fonte: MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000)

O equipamento produziu no período de 1992-1995 uma energia acumulada de 152.926kWh. A Ilha de Fernando de Noronha é um dos locais do Território Nacional merecedores de atenção, face a diversidade ecológica existente no local, e onde a redução do consumo com o óleo diesel é necessária visando a minimização dos impactos negativos gerados ao meio ambiente pelo uso desse energético fóssil. Além disso, os gastos com o transporte e aquisição desse insumo são muito elevados.

Características do Sistema

- 1 Turbina Eólica de 75kW
- Passo Fixo
- 3 pás de 17m de diâmetro
- Torre autoportante de base quadrada com 23m de altura
- Tensão Nominal 3 - 380 Vrms/60Hz
- Potência Nominal 90kVA/75kW (fp=0.93)
- Potência do Transformador de Acoplamento à rede de 75kVA/380/13800 Vrms
- Velocidade do vento:
    - Nominal: 12m/s
    - Partida: 3.5m/s

Com o aumento da demanda de energia na Ilha de Fernando de Noronha devido, principalmente, ao fluxo crescente de turistas nos últimos anos, a participação da energia eólica no consumo de energia da Ilha reduziu-se significativamente, chegando a aproximadamente 3%

da demanda total de energia (NOGUEIRA, 2000). Para dar continuidade ao aproveitamento eólico para geração de energia elétrica, foi instalada e já esta em operação uma turbina eólica de 300 kW, que visa o aumento da participação de fontes alternativas de energia no abastecimento elétrico da Ilha.

A Secretaria de Ciência, Tecnologia e Meio Ambiente de Pernambuco, que apoia o Projeto, tem por meta abastecer toda a Ilha de Fernando de Noronha com fontes alternativas de energia até 2002 tornando-a independente da geração diesel. O projeto de instalação da turbina de 300 kW foi custeado pela ANEEL, que desembolsou R$ 1,2 milhão (NOGUEIRA, 2000) no propósito de mostrar a viabilidade econômica do uso de fontes de energia limpa em sistemas isolados no uso dos recursos da CCC para fontes alternativas de energia conforme Resolução da ANEEL nº 245/99. A figura 4.15 mostra uma foto da turbina eólica instalada na praia de Santo Antônio.

Figura 4.15 – Turbina eólica de 300 kW instalada na Praia de Santo Antônio
Ilha de Fernando de Noronha (Foto: GALDINO – CEPEL, 2000)

4.7.3 Sistema híbrido solar-eólico-diesel da Vila de Joanes - PA

O sistema híbrido instalado na Vila de Joanes, município de Salvaterra – Ilha de Marajó, foi o primeiro Sistema Híbrido Solar-Eólico-Diesel implantado no Brasil. Esse Sistema contou com equipamentos doados pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos - DOE, o

acompanhamento técnico do National Renewable Energy Laboratory - NREL e também do CEPEL. Em contrapartida, os equipamentos complementares e a mão de obra para instalação, manutenção e acompanhamento de operação ficaram a cargo da Companhia Elétrica do Pará - CELPA. A instalação do Sistema da Vila de Joanes, onde operam quatro turbinas eólicas com potência de 10 kW cada e o grupo de painéis fotovoltaicos instalados na cobertura da casa de abrigo do sistema de controle e das baterias, pode ser vista na figura 4.15.(GTEE, 1997)

A finalidade do Sistema estava na redução do consumo de óleo diesel na usina termelétrica de Salvaterra, aumentando a qualidade da energia na localidade e difundindo as tecnologias envolvidas em uma região altamente propícia para tais aplicações. Foram feitas medições de velocidade do vento e de irradiação solar na região e, no período de maio de 1994 até abril de 1995, foram registradas velocidade média anual de vento em 6.6m/s e média diária de radiação solar de 5.3kW.h/m^2. A composição básica do Sistema pode ser vista na tabela 4.3. e o esquema elétrico simplificado, na figura 4.16. (RIBEIRO, 1995) (GTEE, 1996)

Figura 4.16 – Vista do sistema híbrido da Vila de Joanes - PA

(Fonte: www.nrel.gov)

Tabela 4.3 – Componentes do sistema Híbrido Solar-Diesel-Eólico da Vila de Joanes

COMPONENTES	CAPACIDADE	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS
Geração Fotovoltaica	10.2kWp	Mód. de Silício Mono.. M55 - 53Wp
Geração Eólica	40kW	4 Turbinas Eólicas – Bergey Wind Power
Banco de Baterias	400kWh	Bat. Seladas – Reguladas à Válvula - 2V/1000Ah
Controle e Monitoração	-----	Controladores Lógicos Programáveis a Computador - "WONDERWARE"
Conversor Rotativo	52.5kW	Alternador, motor
Subestação	75kVA	Transformador, Proteção

(Fonte: RIBEIRO, 1995)

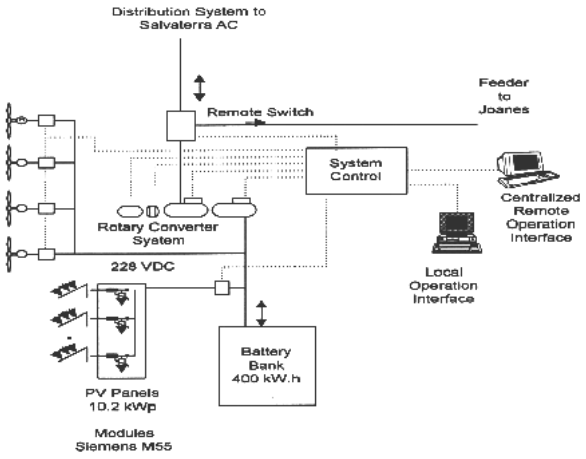


Figura 4.17 – Esquemático elétrico do sistema híbrido da Vila de Joanes – PA
(Fonte: RIBEIRO, 1995)

4.7.4 Usina Eólio-Elétrica Experimental de Morro do Camelinho - MG

A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, preocupada com o esgotamento de recursos hídricos para o fornecimento de energia elétrica em seu estado, viu-se na necessidade de diversificação de fontes para geração de eletricidade. Essa visão alternativa impulsionou a Companhia, em 1992, a uma série de estudos de pré-viabilidade técnica-econômica para instalação de uma usina de 2.5 MW no Morro do Camelinho, onde, durante o biênio 1983-1984, a avaliação do regime do vento comprovou a grande e promissora potencialidade para projetos eólicos de grande porte.

No segundo semestre de 1992, o projeto de implementação de uma central eólica no Estado de Minas Gerais foi enquadrado no Programa Eldorado do Ministério da Ciência e Tecnologia do Governo Alemão, que oferecia recursos na ordem de 70% dos custos totais do projeto. A Usina foi instalada em 1994 e opera com capacidade de 1MW. O projeto teve um custo total de US$1.540.000,00 sendo US$ 790.000,00 (51%) pagos pelo Programa Eldorado do governo alemão e US$ 750.000,00 (49%) custeados pela CEMIG e financiados pela FINEP(LOBO, A.R 1995). Para a velocidade de vento média do local, estimada entre 6 a 7 m/s (a 30 metros de altura), prevê-se uma produção média anual de energia elétrica entre 1500 e 1800 MWh. (GTEE, 1996)

Figura 4.18 – Disposição das quatro turbinas eólicas no Morro do Camelinho - MG
(Fonte: MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2000)

Ainda em 1992, foi assinado acordo com o fabricante alemão de turbinas eólicas Tacke Windtechnik para fornecimento e supervisão de montagem da usina. O Projeto contou com incentivos fiscais na isenção ICMS, isenção do IPE e Impostos de Importação além da isenção do AFRMM (Adicional de Frete de Renovação da Marinha Mercante). A isenção de impostos foi de grande importância para a viabilização do projeto e serviu, também, como incentivo para novos projetos(GTEE, 1996).

As obras para instalação da usina duraram aproximadamente 4 meses tendo sido finalizadas em abril de 1994. A usina foi inaugurada em agosto do mesmo ano. Um detalhe importante do projeto foi a capacitação da indústria local para a construção das torres cônicas de aço de 30 m. A Tacke enviou o projeto construtivo das torres para uma empresa mineira o que permitiu a transferência dessa tecnologia para o Brasil. Esse fato eliminou a necessidade da contabilidade dos custos de importação e transporte de 4 torres (num total aproximado de 120 t.) da Alemanha para o Brasil (LOBO, 2000)

Os resultados da análise de desempenho operacional da usina estão fornecendo importantes subsídios técnicos para avaliação de novos projetos. Essa experiência tem se constituído em um importante laboratório de pesquisas no campo da energia eólica e na sua conexão à rede elétrica nacional. Todo o trabalho da CEMIG no levantamento prévio do potencial eólico da região e na avaliação criteriosa do local onde foi instalado o Projeto mostrou a grande importância do levantamento das características locais para viabilização técnica dos projetos.

Características do Sistema

- 4 Turbinas Eólicas de 250kW cada
- Rotor de eixo horizontal
- 3 pás de 26 metros de diâmetro
- Torre tubular cônica de 30 metros de altura
- Gerador elétrico assíncrono de polos chaveados,
    - Geração de 80/250 kW
    - Rotação de 900/1200 rpm
    - Tensão 380 V trifásico, 60Hz
- Velocidade do vento
    - Nominal : 14m/s
    - Partida: 3m/s
    - Corte: 25m/s
    - Sobrevivência: 60m/s

Sendo a primeira usina eólica na escala de megawatt instalada no Brasil, a Usina Eólio-Elétrica do Morro do Camelinho está servindo como um grande laboratório para as adaptações necessárias para a compatibilidade do Sistema dentro do contexto de fornecimento convencional de energia. Os resultados desse Projeto têm levantado informações precisas sobre custos em geral, detalhes de operação e manutenção, complementariedade ao sistema hidrelétrico, sistemas hídricos (isolados), etc., o que propiciará uma tomada de decisão mais acertada quanto a futuras instalações eólicas no Estado de Minas Gerais.

Segundo ALVARENGA, 1997, um grande desafio para pesquisa é a avaliação da contribuição da usina para o sistema interligado. Essa análise é de extrema importância dadas as características dos ventos locais, com variação de velocidade média significativa durante o ano e também ao longo do dia.

4.7.5 Projeto eólico do Mucuripe - CE

Em 1993, a Companhia Energética do Ceará – COELCE iniciou um plano de utilização dos recursos do Programa Eldorado, do governo alemão, para a instalação de sistemas solar e eólico no Estado do Ceará. Em 1995, a COELCE firmou contrato com a empresa alemã Tacke

Windtechnik. Uma vez que os dados eólicos já estavam processados, foi escolhido o Porto de Mucuripe, pertencente ao município de Fortaleza, como o local de instalação do parque eólico.

A partir do mês de maio de 1996 iniciaram-se as obras para a instalação de quatro turbinas eólicas de 300 kW, modelo TV 300, da empresa Tacke Windtechnik. O projeto foi inaugurado em novembro de 1996 com um total de 1.2 MW de potência instalada com geração anual estimada de 3,800 MWh. (GTEE, 1998). Uma visão panorâmica das turbinas eólicas do porto de Mucuripe é apresentada na figura 4.19.

Figura 4.19 - Parque Eólico de Mucuripe com suas quatro turbinas Tacke TV 300.
(Fonte: CDROM CHESF 50 ANOS, 1998)

A implantação foi viabilizada por um convênio de cooperação firmado entre a COELCE, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF e a Companhia Docas do Ceará - CDC, com participações também das Secretarias Estaduais dos Transportes, Energia, Comunicação e Obras - SETECO e de Ciência e Tecnologia – SECITECE. Os investimentos feitos no Parque Eólico do Porto de Mucuripe somaram um total de R$ 2,8 milhões. 44% do total investido foi custeado pelo Governo Alemão através do Programa Eldorado, 28% pela COELCE/Governo do Ceará e 28% pela CHESF. (GTEE,1998)

O objetivo geral desse Projeto é demonstrar a viabilidade técnica e econômica da produção de eletricidade em escala comercial, através da energia eólica, no litoral do Ceará além de:

- Avaliar a confiabilidade e o desempenho operacional de sistemas de conversão de energia eólica nas agressivas condições climáticas da costa cearense;
- Determinar as condições de competitividade econômica e custos envolvidos no Projeto;

- Capacitar recursos humanos locais no dimensionamento, instalação, operação e manutenção de parques eólicos;
- Criar condições favoráveis para viabilizar o processo de transferência de tecnologia visando a produção local de componentes e equipamentos importados;
- Incentivar o setor privado a investir na geração de eletricidade através de fontes energéticas locais.

O desempenho das turbinas ficou comprometido devido aos problemas surgidos durante sua operação. Mesmo com cuidados especiais com o efeito da corrosão, várias partes das turbinas foram seriamente afetadas pelo forte efeito da maresia. Foram verificados pontos de corrosão nas torres, vazamento de óleo lubrificante na caixa multiplicadora, avarias nos sistemas hidráulicos, defeito nos sensores de temperatura e mau funcionamento dos computadores e processadores. A solução para esses problemas tornaram-se mais difíceis porque a empresa Tacke entrou em falência levando a COELCE a intensificar a periodicidade das manutenções além de novos contatos com os, até então, representantes da Tacke além de outras empresas de consultoria.(GTEE, 1998)

Esse Projeto representou uma grande experiência para o desenvolvimento da energia eólica em uma das regiões de maior potencial eólico do Brasil; mesmo com alguns problemas, foi um importante passo para futuros empreendimentos em energia eólica para toda a costa da Região Nordeste onde encontram-se importantes potenciais para aplicação eólica na geração de energia elétrica. Apresentam-se, a seguir, as especificações técnicas do Projeto:

- Conversor Eólico-elétrico: orientação *up-wind*, rotor de três pás de eixo horizontal com 33m de diâmetro e velocidade de rotação de 23 a 35 rpm com controle por *stol*.
- Características Operacionais: velocidade de partida: 3m/s, velocidade nominal: 14m/s, velocidade de parada: 25m/s, velocidade máxima suportável: 65m/s, operação automatizada.
- Gerador Elétrico: dois estágios em montagem coaxial, assíncrono, 6/4 pólos, trifásico, 400V, 60Hz, 900/1200 rpm, fator de potência de 0.92, potência de 100kW no 1^{o} estágio e 300kW no 2^{o} estágio.
- Torre: cônica de duas seções, 40m de altura, confeccionada em aço com proteção dupla contra corrosão.
- Sistema: freio (duplo), orientação de direção e supervisão/controle.
- Peso: pás: 3 t. torre: 26 t, nacela: 20 t, total: 49 t.

É importante ressaltar que o Estado do Ceará carece de energia elétrica própria. Ele se encontra numa incômoda situação de importador integral da energia elétrica que consome através do fornecimento da CHESF. Dessa forma, o Estado vem incentivando o uso de novas tecnologias para geração de energia elétrica através de subsídios que vêm sendo dados para a instalação de novas indústrias. Tais incentivos chegam a atingir 75% de redução de ICMS com 3 anos de carência e prazo de validade de até 15 anos. Nessa linha, a COELCE vem desenvolvendo um programa específico, desde março de 1990, através do Protocolo de Intenções firmado com a organização alemã Deutsche Gesellchaft fur Technische Zusammenarbeit – GTZ, para o levantamento das características dos ventos do Estado do Ceará, onde os resultados obtidos nas estações anemométricas de Jericoacoara e Cofeco (10 m de altura do solo) foram bastante animadores. Os excelentes resultados obtidos levaram a COELCE a ampliar o número de postos de medição, utilizando equipamentos mais avançados, permitindo um maior número de medidas da velocidade e direção dos ventos. Em 1992, a COELCE realizou novas medições com 10 estações anemométricas com sensores a 10m e a 30 m de altura do solo. Essas novas estações permitiram avaliar o potencial bruto dos ventos no litoral onde mostraram pontos com velocidades de 9.3 m/s a 40 m de altura do solo, com capacidade de 2,371 MW. Esse potencial pode produzir 2.9 bilhões de kWh anualmente, o que significa cerca de 2 vezes o consumo de eletricidade do Estado do Ceará no ano de 1995, considerando um fator médio de 35% na conversão de energia eólica em energia elétrica. (COIMBRA, 1999)

4.7.6 Usina eólica de Taiba e Prainha - Ceará

Ao ganhar a licitação para instalação de parques eólicos em parceria com a COELCE, a Wobben Windpower instalou o maior parque eólico da América Latina. Foi inaugurada, em 29 de abril de 1999, no Município de Aquiraz, a Usina Eólica de Prainha (figura 4.20) com capacidade instalada de 10 MW. Os vinte aerogeradores, com capacidade de gerar até 500 kW cada, foram fabricados com alto índice de nacionalização pela Wobben Windpower, subsidiária da Enercon GbH no Brasil.

A Wobben também instalou outra usina na Praia da Taíba (figura 4.21), Município de São Gonçalo do Amarante – Ceará. Em Taíba, foram instaladas dez turbinas totalizando uma potência instalada de 5 MW. Inaugurada em janeiro de 1999, Taiba, desde então, fornece energia elétrica de qualidade para a COELCE.

Figura4.18 - Usina da Prainha – 10 MW, Aquiráz – CE.(Fonte: VIAL, 1997)

Figura4.21 - Usina da Taíba – 5 MW, São Gonçalo de Amarante – CE
(Fonte: WINDBLATT, n.2, 1999)

Uma característica interessante das duas usinas é que ambas foram instaladas sobre dunas, sendo assim a primeira experiência mundial no tipo especial de fundação para sustentação das turbinas. Os investimentos da Wobben no Ceará ultrapassam US$ 15 milhões. A Enercon transferiu toda a tecnologia de última geração através da Wobben, a custo zero, mantendo, ainda, um programa de treinamento técnico para brasileiros atuantes em serviços de assistência permanente. A Wobben, segundo seu diretor Pedro Ângelo Vial, investiu nesse projeto não visando obter lucro, mas na expectativa de contribuir para a criação de um mercado nacional, já que a tarifa paga pela COELCE, por ocasião da inauguração do projeto, era de R$ 48.12/MWh (valor inferior aos praticados no mercado internacional, os quais deverão ser reajustados segundo regras da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL). Ele acredita que poderá haver alguma compensação pelas características tecnológicas favoráveis, permitindo

alcançar um fator de capacidade de 40% e um fator de disponibilidade superior a 96% (VIAL, 1997)

Todo esse investimento tem como grande objetivo a penetração cada vez maior das energias eólicas no mercado latino-americano.

4.7.7 Usina de Palmas - Paraná

Situada na altura do km 26 da BR-280, a 30 km da cidade de Palmas, a Centrais Eólicas do Paraná já mantem em operação cinco turbinas eólicas com potência de 500 kW cada, num total de 2.5 MW de potência instalada (ver figura 4.22). A Centrais Eólicas do Paraná é uma sociedade da COPEL com a Wobben Wind Power, subsidiária brasileira da Enercon alemã, onde 30% dos investimentos foram recursos desembolsados pela COPEL e os demais 70% pela Wobben (COPEL, 2000). A energia gerada na Usina Eólica de Palmas foi vendida, através de contratos firmados no início de sua operação, a R$ 78.65/MWh. Esse valor deverá ser reajustado anualmente segundo as regras fixadas pela ANEEL nos cálculos de reajustes para o Valor Normativo. (TAUTZ, 1999).

Figura 4.22 – Detalhe das turbinas 2 e 3 da Usina Eólica de Palmas

Essa usina eólica é a primeira instalada na Região Sul do Brasil como previsto na primeira fase do projeto de expansão da energia eólica em Palmas. A tabela 4.4 mostra o detalhamento das três fases da expansão da energia eólica em Palmas. Já está prevista, na segunda fase, a instalação de mais dezenove turbinas em um total de 9.5 MW de potência instalada. Para a terceira fase, ainda em estudos, prevê-se a instalação de 50 MW por ano, entre os anos de 2000 a 2002. O parque eólico de Palmas poderá se expandir até a capacidade de 200

MW durante os próximos cinco anos e, se isso acontecer, ficará entre os maiores parques eólicos do mundo (Wobben Windpower).

Tabela 4.4 – Fases do Projeto Eólico em Palmas - PR

	Fases para os próximos investimentos em energia eólica no Paraná		
	1º Fase	**2º Fase**	**3º Fase**
Objeto	Uma usina de 2.5 MW, em Palmas	Mais 9.5 MW em Palmas	50 MW por ano, entre 2000 e 2002
Fornecimento	7,000 MWh/ano por 20 anos	33,600 MWh/ano por 20 anos	Em estudos
Equipamento	Cinco turbinas eólicas modelo Enercon/WWp E-40/br	19 turbinas eólicas modelo Enercon/WWp E-40/br	Em estudos
Investimento	US$ 3 milhões, na 1º fase	-	-

(Fonte: TAUTZ, 1999)

A usina eólica de Palmas utilizará todos os dados eólicos levantados durante as observações para elaboração do Atlas Eólico do Paraná. Esse projeto já vinha coletando dados eólicos de todo o Estado do Paraná já há seis anos com o objetivo principal de identificar e medir o potencial energético das principais correntes de ar do estado. Segundo dados do potencial eólico da região de Palmas, onde a usina está instalada, é prevista a produção de 6,500 MWh, energia suficiente para suprir 2/3 da energia consumida no Município de Palmas.

4.8 Perspectivas da energia eólica no Brasil

Mesmo estando em fase inicial de grandes investimentos em energia eólica, existem vários argumentos que tornam a tecnologia eólica uma das mais promissoras fontes de energia para a matriz energética brasileira. Como já mostrado anteriormente, existem vários projetos significativos, mesmo que em pequenas escalas, já em operação. Destaca-se o programa cearense, que já tem um parque de 15 MW instalados e que encaminha uma licitação para um parque ainda maior de 60 MW. Encontram-se, também, em estágio avançado, estudos preliminares para instalação de duas mega-fazendas eólicas de 200 MW, que viriam a ser as maiores do mundo, uma no Estado do Pará e outra no Paraná. A ELETROBRÁS tem estudado várias formas de aproveitamento eólico no Brasil e estima que aproximadamente 630 MW em projetos em energia eólica serão instalados em várias regiões do Brasil.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, como instituição responsável pela regulação do setor elétrico, tem trabalhado intensamente na criação de incentivos para a difusão

da energia eólica no Brasil. Mesmo com o novo cenário de privatizações do setor elétrico, novas formas de tarifas governamentais e reforço na rede e na transmissão de energia ainda não existe nenhuma lei específica para a tecnologia eólica.

Um grande avanço nas normas de regulamentação propostas pela ANEEL está na Resolução nº 233, de 29 de julho de 1999, que estabelece os Valores Normativos, ou preços de referência, que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica por parte dos concessionários e permissionários. Essa Resolução será analisada com mais detalhes no próximo capítulo e também na análise econômica, mostrando os efeitos do preço de referência no projeto.

A primeira meta em instalação de parques eólicos no Brasil foi resultado dos debates ocorridos durante II Encontro para o Desenvolvimento das Energias Solar, Eólica e Biomassa patrocinado pelo Fórum Permanente de Energias Renováveis que se realizou em Brasília em junho de 1995. O resultado do Encontro foi formalizado na "Declaração de Brasília" onde se registra a ambiciosa meta de 1000 MW de potência instalada em parques eólicos no Brasil até o ano de 2005. Mesmo que, até o momento, a capacidade instalada seja de aproximadamente 20 MW, o Encontro de Brasília marcou um momento muito importante para as fontes alternativas, especialmente em energia eólica. Mesmo sendo um valor modesto em relação às metas propostas, a perspectiva de novos investimentos nesse setor estão cada vez mais próximas de se realizar.

A importância do potencial eólico no Brasil tem despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com energia eólica. Projetos americanos com cooperação do NREL mostram um grande interesse no mercado brasileiro para as fontes alternativas de energia. A excelente qualidade nos níveis de radiação solar e ventos fortes, principalmente na costa nordestina, fazem com que o Brasil seja um ponto estratégico para a entrada de novas tecnologias para a América Latina. A própria presença da Wobben Wind Power, subsidiária da Enercon GhB no Brasil, mostra o grande interesse no mercado eólico da América do Sul dentro das perspectivas de expansão desse mercado.

Um dos mais recentes projetos voltados para a disseminação de informações sobre energia eólica para o Brasil e América Latina está sendo promovido *pela Carl Duisberg Gesellschft* – CDG, Fundação Internacional de Treinamento e Desenvolvimento da Alemanha. Em sua primeira reunião realizada na cidade de Buenos Aires, na Argentina, nos dias 14 a 17 de Abril de 1999, estiveram presentes vários profissionais envolvidos com energia eólica no Brasil e Argentina. O objetivo do Encontro foi desenvolver um planejamento para divulgação da energia eólica nos dois países e identificar o treinamento necessário para divulgação e o treinamento necessários para a implementação da tecnologia eólica para geração de energia elétrica. Além disso foram identificados os parceiros que facilitariam o desenvolvimento de atividades abordando as várias linhas de estudos da energia eólica em cada país. (SÁ, 1999)

Dentro de uma agenda de atividades e projetos em energia eólica previstos para até o ano 2002, a CDG patrocinou dois cursos de energia eólica, o primeiro realizado na cidade de Curitiba – PR em janeiro de 2000 e o segundo realizado em Fortaleza – CE em março de 2000. Ambos os cursos tiveram como objetivo a capacitação dos técnicos brasileiros em energia eólica em técnicas de medição anemométricas e utilização do programa WAsP – *Wind Atlas Analysis and Application Program.* Tiveram a duração de três semanas durante as quais foram realizadas importantes visitas a diversas estações anemométricas e aos parques eólicos instalados nas cidades de Palmas – PR (Centrais Eólicas do Paraná) e na cidade de Aquiraz (Usina Eólica de Prainha). Os cursos promoveram o reencontro de vários profissionais de energia eólica (aproximadamente 25 participantes em cada curso) além de fortalecer as perspectivas de crescimento da energia eólica como uma forte opção em novos projetos de geração de energia elétrica para o Brasil.

A agenda de atividades da CDG no Brasil e na Argentina prevê vários cursos e seminários voltados exclusivamente para energia eólica até 2002. Dentre as perspectivas de novos cursos, foram previstos temas importantes como "Qualidade de Energia" e "Utilização de Sistemas Geográficos de Informação" voltados para projetos eólicos. Também com o apoio da CDG, firmou-se o compromisso entre o CEPEL e o Laboratório de Mecânica da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ para a implementação de um Laboratório de Calibração de Anemômetros destinado à aferição e ajustes dos anemômetros instalados no Brasil e na Argentina. O grande interesse demonstrado pelo CDG é prova do interesse alemão pelo mercado brasileiro de energia eólica, que, com os estudos prévios demonstraram, é altamente promissor.

Durante o curso realizado em Fortaleza, foram distribuídas aos participantes notas da Reunião no Ministério de Ciência e Tecnologia realizada no dia 27 de outubro de 1999 sobre o "Programa de Desenvolvimento e Implementação de Centrais Eólicas no Nordeste". Envolvida na meta de implementação de 1,000 MW de energia eólica até o ano de 2005, na Região Nordeste do Brasil, a Reunião apontou os investimentos necessários, os agentes de fomento, as oportunidades e desafios para alcançar o alvo proposto no "I Encontro para Definição de Diretrizes para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica no Brasil" realizado em 1995, na cidade de Belo Horizonte. Os investimentos necessários para se atingir a meta de 1,000 MW de potência instalada em energia eólica no Brasil são estimados em cerca de US$ 1 bilhão, provenientes do capital privado, nacional e/ou estrangeiro. Esse montante representaria uma média de investimentos anuais de US$ 200 milhões, correspondentes à instalação de 200 MW por ano, no período de 2000 a 2005.

Como resultado da Reunião, apontaram-se também as jazidas eólicas do Programa de Centrais Eólicas do Nordeste, mostrando-se a necessidade do planejamento preliminar de centrais eólicas em todos os estados da área de atuação da SUDENE, considerando o

aproveitamento harmonioso do recurso natural já existente. A tabela 4.5 mostra a distribuição dos estados e o potencial equivalente a ser instalado, conforme os recursos naturais disponível em cada região.

Estudos feitos pelo CBEE mostram as projeções do aumento da capacidade instalada de energia eólica no Brasil para os próximos cinco anos também objetivando as metas de 1000 MW instalados até 2005. A evolução da potência instalada para os próximos cinco anos pode ser vista na figura 4.23.

Tabela 4.5 – Distribuição dos Estados e as potências instaladas até o ano 2005

ESTADO	***POTÊNCIA (MW)***
Maranhão	100
Piauí	50
Ceará	200
Rio Grande do Norte	200
Pará	50
Pernambuco	150
Alagoas	50
Sergipe	50
Bahia	100
Minas Gerais	50
TOTAL	1,000

(Fonte: Notas da reunião MCT, 1999)

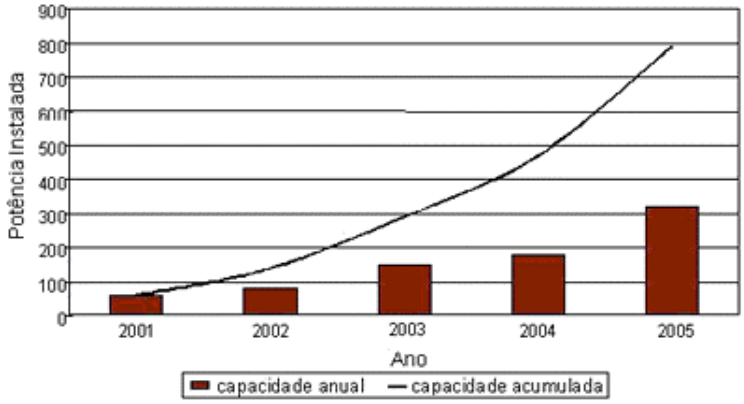


Figura 4.23 – Projeções da potência instalada em energia eólica no Brasil até 2005

(Fonte: CBEE,2000)

Estudos feitos por BITTENCOURT, 2000 mostram que existe a possibilidade de complementariedade da oferta de energia elétrica de fonte hídrica através da energia eólica. A tendência de estabilização sazonal na oferta de energia utilizando a energia eólica como completento foi compravada ao se estudar os níveis médio de vazão dos rios atendendo a usinas algumas usinas da região Nordeste e na região Sul. Como pode ser visto na figura 4.24, o

período onde existe a menor vazão dos rios é onde ocorre as melhores incidências de vento. A complementariedade na geração de energia tem se mostrado um tema de grande interesse uma vez que o consumo de energia elétrica no Brasil apresenta expectativas de crescimento de 5%a.a. (dados que serão abordados no próximo Capítulo). O crescimento do consumo e a busca de novas fontes de energia, desafios presentes no setor elétrico atual, faz com que a energia eólica seja uma opção cada vez mais presente nos novos projetos de geração e expansão

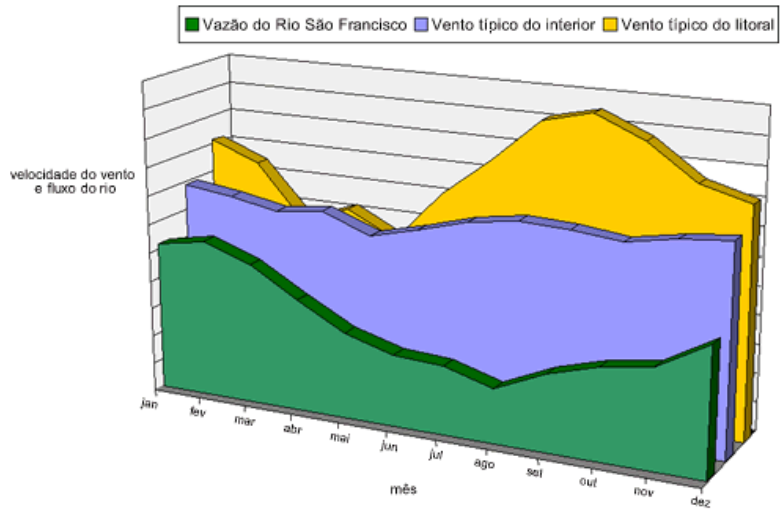


Figura 4.24 - Vazão do Rio São Francisco e Comportamento médio do vento na Região Nordeste. (Fonte: CBEE,2000)

As perspectivas do crescimento da energia eólica no Brasil nunca tiveram um momento tão promissor quanto o novo cenário que se forma a partir de novas legislações no setor elétrico, voltadas para o aproveitamento de fontes renováveis de energia e também do interesse de empresas nacionais e estrangeiras para o aproveitamento do recursos natural de grande abundância principalmente na costa do Nordeste. A criação da Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEE mostra o interesse de entidades e profissionais brasileiros envolvidos em energia eólica no crescimento da penetração dessa tecnologia no mercado nacional de geração de energia elétrica. Segundo sua presidente, Dra. Ivonice Campos, a ABEE tem como metas incentivar e patrocinar realizações de natureza técnica, cultural e econômica; estabelecer o relacionamento entre entidades de classe congêneres, inclusive de outros países; publicar, patrocinar ou contratar a publicação de boletins, jornais, revistas e obras sobre assuntos técnicos e econômicos representativos do setor. A grande meta executiva da ABEE está em contribuições efetivas para se alcançar a viabilidade de implementação de 1000 MW em energia eólica no Brasil até 2005 (metas estipuladas inicialmente na Declaração de Brasília).

O interesse pelo potencial eólico do Brasil não se restringe somente ao interesse local de melhoria e ampliação do parque renovável de geração de energia elétrica. Várias empresas

estrangeiras têm se mostrado interessadas no novo e promissor mercado de energia eólica no Brasil. Um importante evento, realizado em Brasília nos dias 22 a 25 de novembro de 1998 – "Encontro Técnico e de Negócios Brasileiro – Alemão de Energia Eólica", deu início aos debates sobre as barreiras e desafios para a implementação de parques eólicos no Brasil. O grande interesse das empresas alemãs pode ser evidenciado na instalação da Wobben WindPower, empresa subsidiária da Enercon GbH que, inicialmente, tinha a responsabilidade da construção de pás das turbinas eólicas dos modelos da Enercon e que hoje já possui infra-estrutura e parcerias que viabilizaram a manufatura do modelo E-66, com alto índice de aproveitamento de matéria prima e mão de obra nacionais.

Diversas empresas estrangeiras já mostraram grande interesse em estudos de viabilidade técnica para implementação de grandes parques eólicos no Brasil. A empresa ABB (importante empresa voltada para geração termelétrica) já se mostra interessada na instalação de um parque eólico de 200MW ao longo da costa do Ceará. Esse empreendimento visa a utilização de tecnologia desenvolvida pela empresa em modelos com potência de 3 MW. Com novas tecnologias aplicadas nas pás e nos sistemas de cabos, entre outras, espera-se um custo bem abaixo da média mundial de US$ 1000/kW instalados (COIMBRA, 2000). O grupo Thyssen/Krupp e a Negmicon também se mostram interessados no mercado eólico nacional onde, desde 1998, vêm desenvolvendo o projeto de um parque eólico de 100 MW que será instalado em Paracuru no Ceará. Com a parceria da empresa nacional Braselco, responsável pelas negociações com o governo federal, governos estaduais e concessionárias de energia, o Projeto encontra-se em fase de negociação do PPA – *Power Purchase Agreement* com a COELCE e com os proprietários dos terrenos onde serão instaladas as máquinas. Espera-se que, com a conclusão das negociações, o projeto de instalação do parque eólico seja iniciado em 2001 (EOLICA,2000).

Os avanços legislativos dos dois últimos anos, no sentido de melhor definição das regras de comercialização, têm propiciado novas expectativas para o setor. Com a sensibilização de vários senadores e deputados federais na necessidade de se expandir o uso dos recursos naturais renováveis na geração de energia elétrica, novas leis estão em tramitação pelo Legislativo visando uma política mais efetiva para o desenvolvimento de fontes alternativas e renováveis de energia. O cenário atual mostra-se altamente favorável ao desenvolvimento da energia eólica possibilitando, assim, novos investimentos para o aproveitamento de opções limpas de geração de energia. Em discurso proferido no Plenário do Senado Federal, no dia 10 de agosto de 1999, na defesa da viabilização do setor energético renovável nacional, o senador Eduardo Jorge resume a importância do uso dos recursos naturais renováveis para geração de energia elétrica:

> "... já é mais do que hora de se dizer um basta a essa história de que somos o "País do Futuro". Não é próspera a Nação que dispõe de

> vastos recursos naturais e os deixa repousar em berço esplêndido, à espera do dia em que decidirá empregá-los mas aquela que sabe bem explorar e transformar em riqueza o quinhão que a natureza lhe legou."

A procura de melhores condições de financiamento, juntamente com uma legislação que assegure a compra da energia gerada, tornará possível novos projetos de geração eólica no Brasil. A energia eólica se mostra como uma grande opção em novos projetos de fornecimento de energia elétrica. Com o aumento das pressões de cunho ambiental, em novos projetos, a energia eólica tem se mostrado uma excelente opção em vários países do mundo que já empregam essa tecnologia no seu parque gerador.

O Brasil apresenta importantes características naturais que justificam novos projetos nessa área. Sem dúvida nenhuma, essa é uma excelente oportunidade de se pensar em fontes ecologicamente corretas com baixos impactos ambientais no contexto da geração e distribuição de energia no Brasil. Cada vez mais, profissionais, estudantes e pesquisadores de diversas entidades como universidades, centros de pesquisas, empresas de consultoria, empresas do setor elétrico, entre outros, têm se preocupado com o futuro da energia eólica no Brasil. O estudo do desempenho dos projetos piloto já instalados no Brasil tem mostrado resultados satisfatórios encorajando novos estudos e pesquisas em energia eólica em diversas regiões do Brasil.

CAPÍTULO 5

AS LEIS NO BRASIL PARA O DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA

A presença de uma legislação específica para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia mostra-se de fundamental importância para um crescimento do uso dessas tecnologias. Como foi mostrado nos capítulos anteriores, a presença de uma legislação específica para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia possibilitou um crescimento fantástico tanto da indústria local quanto na participação dessas tecnologias no parque gerador de energia elétrica. Exemplos como o da Alemanha mostram a necessidade de uma participação mais agressiva do Estado ao garantir regras na compras de energia e no aproveitamento de regiões promissoras para o uso da energia eólica.

De uma forma geral, as leis aplicadas na Alemanha englobaram todo o contexto local das indústrias de turbinas eólicas e também das concessionárias de energia elétrica mostrando um crescimento surpreendente na última década. Com o rápido desenvolvimento da energia eólica, as leis tornaram-se pouco eficientes diante do novo contexto do final de década. A necessidade de se ampliar as concessões da lei mostrou-se indispensável para a continuação do bem sucedido crescimento da energia eólica na Alemanha. Como foi visto no Capítulo 3, a pressão da sociedade no sentido de se ampliarem fontes limpas em seu parque gerador motivou a renovação das leis de incentivos à energia eólica no país assegurando, assim, o crescimento da indústria e a da participação de fontes limpas de energia em seu parque gerador.

O interesse em fontes alternativas de energia no Brasil iniciou-se nos primórdios da década de noventa, especificamente após a Reunião das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente realizada na cidade do Rio de Janeiro em 1992 – ECO 92. Esse evento possibilitou o início de vários projetos piloto em fontes alternativas no Brasil em particular em energia solar fotovoltaica e também em energia eólica. Parcerias e acordos firmados entre os Estados Unidos e a Alemanha viabilizaram projetos voltados para fontes alternativas de energia. O Brasil cresceu muito no aprendizado e na aplicação dessas tecnologias no contexto nacional. O grande potencial natural favorável para aplicação imediata de fontes alternativas na geração de energia elétrica mostram a necessidade de leis que incentivem a iniciativa privada em empreendimentos de grande porte. O Brasil já possui leis específicas para o aproveitamento de fontes alternativas de energia em seu parque gerador. Essas leis foram concebidas dentro de um novo cenário de privatizações do setor elétrico brasileiro. A necessidade de leis que garantam o processo de privatizações também abriu novas possibilidades para o uso de fontes alternativas na matriz

energética. Leis como a definição de Auto Produtores e Produtores Independentes, a expansão dos recursos da Conta Comum de Combustível -CCC, a formulação de valores normativos para repasse de custos, entre outras, são exemplos de um primeiro passo para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia, que nesse caso, podem ser classificadas como Solar Fotovoltaica, Pequenas Centrais Hidrelétricas, Energia Eólica e Biomassa.

Neste capítulo será abordado o contexto atual de geração de energia elétrica no Brasil e as perspectivas de crescimento do consumo e da expansão do parque gerador relatados no Plano Decenal de Expansão da ELETROBRÁS. Com esses dados será analisada a necessidade de novos paradigmas que acompanhem o crescimento do consumo de energia. A busca de novas fontes geradoras de energia encontra na energia eólica uma importante alternativa para geração de grandes blocos de energia ligados diretamente à rede. As propostas do uso de fontes alternativas de energia em sistemas isolados também se mostram como uma alternativa para o consumo de combustível nas usinas térmicas.

Ainda neste capítulo serão analisadas as leis, os decretos e as resoluções que influenciam diretamente na expansão do aproveitamento da energia eólica no Brasil. Vale ressaltar que existem outras leis específicas para outras fontes alternativas de energia que não serão abordadas neste capítulo. Serão abordados a Lei de Regulamentação do Produtor Independente e Auto Produtor, a Resolução da ANEEL sobre os Valores Normativos, as leis e resoluções envolvendo os Benefícios da CCC, o Projeto de Lei do Senador Edson Lobão envolvendo a criação de fundos para fontes alternativas de energia e o Substitutivo ao Projeto de Lei nº 2905-2000. Ao descrevermos e analisarmos as leis disponíveis hoje para o desenvolvimento das fontes alternativas no Brasil, estaremos levantando os principais pontos de sua aplicação, suas vantagens e limitações. Este estudo será de importante subsídio para o Capítulo 7, onde serão analisadas as possibilidades de viabilidade econômica dentro do contexto das leis vigentes.

O estudo das leis é de grande importância visto que, através delas, importantes países alcançaram a maturidade tecnológica e a participação significativa de fontes alternativas de energia (em destaque, a energia eólica) em seus parques geradores. Com a crise energética atual e a abundância de recursos naturais disponíveis, cabe ao Estado participar de forma efetiva na viabilidade de novos projetos em energia eólica. A necessidade de uma legislação clara e específica mostra-se de fundamental importância para novos investimentos privados, principalmente em um ponto comum nos diversos planos e programas governamentais de incentivo a fontes alternativas no parque de geração de energia: o caráter impositivo de compra da energia elétrica a partir de fontes alternativas. Casos como o programa da Alemanha e dos Estados Unidos mostram que essa alternativa incentivou fortemente o uso da energia eólica entre outras fontes alternativas de energia.

No anexo C, encontra-se o texto na íntegra dos Resoluções da ANEEL. Todos os trechos das leis abordados serão descritos no decorrer do capítulo.

5.1 O setor elétrico atual e as perspectivas de investimento

A indústria de energia elétrica tem procurado seguir a tendência mundial de transformar-se em um setor mais competitivo, com modelos de gestão mais confiáveis. De fato, existe no Brasil o caminhar (já bem avançado, por sinal) para a privatização das empresas e um início de separação dos setores de geração, transmissão e distribuição fomentando, assim, um mercado competitivo entre os diversos geradores.

Nesse novo cenário de competitividade, fazendo parte da própria reforma do setor, o Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES e a ELETROBRÁS, assumem, por determinação da lei, o papel de complementação dos agentes financiadores de menor participação de projetos em geração e transmissão junto ao setor privado. Com as grandes dificuldades na implementação de projetos em hidrelétricas, considerando a desregulamentação do setor elétrico e o novo cenário de privatização, abre-se um novo espaço para novos agentes no setor que são o Produtor Independente e o Auto-Produtor. Ambos os agentes chegariam para atender a necessidade de expansão da oferta de geração de energia elétrica que, segundo o Plano Decenal da ELETROBRÁS – 2000-2009, é estimada em 4,5 GW ao ano (ELETROBRÁS, 2000a).

A grande necessidade de expansão da oferta de energia pode ser comprovada pelo crescimento do consumo de energia elétrica nos últimos vinte anos. O setor residencial apresentou um forte crescimento no consumo de energia elétrica tendo, no período de 1983 a 1998, registrado um crescimento médio anual de 6.25% podendo registrar, no final do período, um crescimento no consumo de 164,4% em relação a 1983. Esse crescimento também se refletiu no aumento da participação do setor no consumo total de energia elétrica. Em 1983, o setor residencial apresentava uma participação de 21.7% chegando, em 1998, a uma participação de 26.8%.(MME,2000)

O setor industrial sempre consumiu uma fatia significativa de toda a energia elétrica consumida no país. Mesmo sendo responsável por 46% do consumo de energia em 1998, o setor industrial obteve um crescimento médio anual de 3.7% entre 1983 e 1998. Nesse período, pode-se afirmar que a taxa de crescimento da participação do setor industrial no consumo de energia elétrica foi inferior às taxas de crescimento médio nacional para o setor. Os principais fatores que contribuíram para o crescimento do consumo de energia elétrica no setor industrial, especificamente até a metade da década de oitenta, foram a intensificação do uso da energia

elétrica associada à modernização industrial, o atendimento à expansão do parque industrial brasileiro durante o processo de substituição de importações da década de setenta, e o desenvolvimento de indústrias eletrointensivas, que se voltaram para a exportação. (CHIGANER, 2000) A substituição da utilização de combustíveis derivados do petróleo pelo uso da energia elétrica, em meados da década de oitenta, foi um dos pontos mais importantes verificados no crescimento da participação industrial no consumo de energia elétrica. Essa substituição ocorreu no surgimento de tarifas especiais, justificadas pela possibilidade de crise de abastecimento de petróleo e seus derivados além da existência de excedentes de energia elétrica proveniente das hidrelétricas.

A figura 5.1 mostra a evolução do consumo de energia nos setores residencial, comercial, industrial, agropecuário e governamental entre 1983 e 1998.

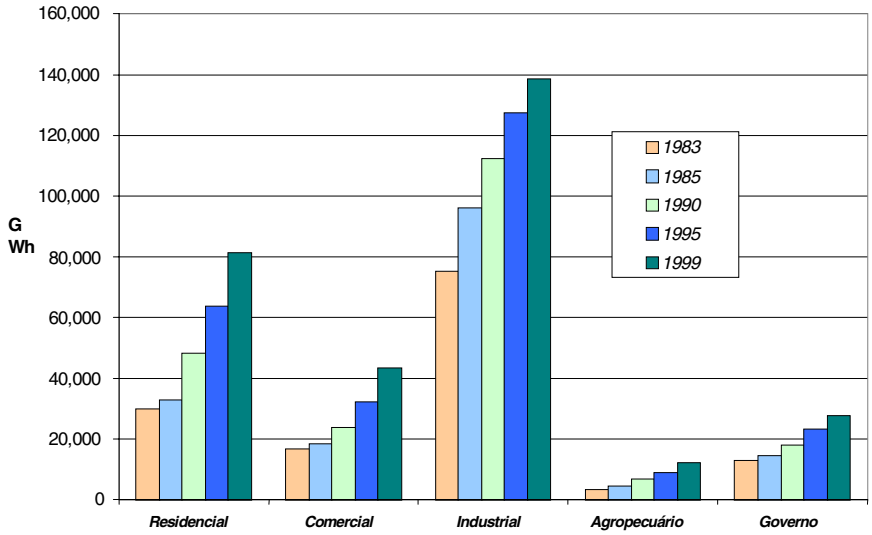


Figura 5.1 – Consumo de energia elétrica por setores (Fonte: MME, 2000)

O consumo global de energia no Brasil também apresenta taxas significativas de crescimento. No período entre os anos de 1983 e 1999, o consumo de energia elétrica em todo o Brasil dobrou: 142,6 TWh consumidos em 1983 contra 314,9 TWh consumidos em 1998. A grande concentração populacional e também industrial na Região Sudeste faz com que sua participação no consumo total de energia elétrica seja significativo. Sempre acompanhando as taxas de crescimento anual do consumo, a participação da Região Sudeste foi responsável por frações que variam entre 60% e 67% consumo total de energia durante o período entre 1983 e 1999. As Regiões Nordeste e Sul apresentam uma participação semelhante no consumo de energia elétrica variando entre 14% e 16% do consumo total. As Regiões Norte e Centro-Oeste apresentam as menores participações em consumo de energia, entre 3% e 5%.

As figuras 5.2 e 5.3 mostram a evolução do consumo de energia elétrica e as taxas de crescimento anual no período de 1983 a 1999 verificadas em cada região do Brasil. É interessante notar que, a partir do final da década de oitenta, as taxas de crescimento de consumo de todas as regiões (com exceção da Região Norte) apresentaram tendências similares acompanhando, assim, a média do Brasil.

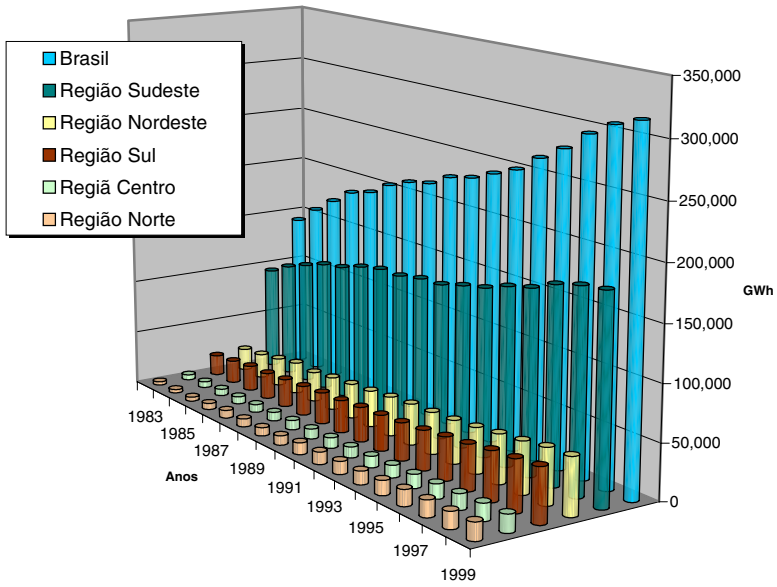


Figura 5.2 – Evolução do consumo de energia elétrica por região.(Fonte: MME, 2000)

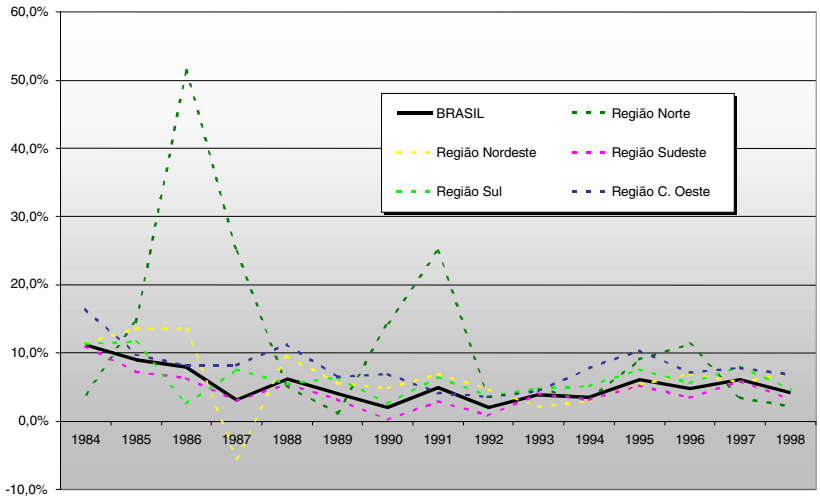


Figura 5.3 – Evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil (Fonte: MME, 2000)

O consumo de energia elétrica, segundo estudos feitos pela ELETROBRÁS e publicados no Plano Decenal de Expansão 2000/2009, deverá crescer a uma taxa de 5%a.a. para os próximos dez anos. A tabela 5.1 mostra as perspectivas de aumento de consumo de energia

elétrica para as regiões do Brasil. Acompanhando essa taxa crescente de consumo de energia, a ELETROBRÁS prevê novos investimentos na expansão da oferta de energia que garantam um incremento de 45.1 GW em potência instalada até 2009. O governo, a curto prazo, espera ampliar a participação da geração térmica com a instalação e operação de 25 GW de usinas térmicas até 2004. Com perspectiva de instalação de 27,1 GW em usinas térmicas até 2009, a participação térmica no parque gerador passa de 9,2% em 1999 para 24.7% em 2009. Novos investimentos na geração de base hídrica apresentam, praticamente, o mesmo valor incremental de potência instalada que se prevê para novos investimentos em térmica para o mesmo período de dez anos. O valor de potência instalada em novos projetos em energia hidrelétrica reduz a participação de fontes renováveis na matriz energética de 90,8% em 1999 para 73,2% em 2009. A tabela 5.2 mostra as perspectivas de aumento do potencial de geração por tipo, incluindo também as perspectivas de interligação entre o Brasil e a Argentina e Brasil e Venezuela.

Tabela 5.1 - Consumo de energia elétrica (TWh)

Região	**Atual**	**Futuro**		**Taxa de cresc. Decenal (%)**
	1999(*)	***2004***	***2009***	
Sul/Sudeste/Centro-Oeste	228,7	282,4	349,5	4,3
Norte/Nordeste	56,8	78,9	102,6	6,1
Norte Isolado	5,3	8,1	12,4	8,9
Total Concessionárias(**)	290,8	369,4	464,5	4,8
Autoprodução	20,9	41,6	45,2	8,0
Total BRASIL	**311,7**	**411,0**	**509,7**	**5,0**

(*) Valores verificados (**) Energia Firme

(Fonte: ELETROBRÁS, 2000a)

Tabela 5.2 - Capacidade Instalada por tipo (GW)

Região	**Atual**	**Futuro**		**Incremento Decenal**
	1999	***2004***	***2009***	
Hidrelétrica	58,4	70,5	80,1	21,7
Termelétrica	5,9	25,0	27,1	21,2
Interlig. com Argentina	-	2,0	2,0	2,0
Interlig. com Venezuela	-	0,2	0,2	0,2
Total BRASIL(*)	**64,3**	**97,7**	**109,4**	**45,1**

(*) Inclui somente 50% da UHE Itaipu

(Fonte: ELETROBRÁS, 2000a)

Os investimentos previstos pela Eletrobras para o setor elétrico até 2004 somam um total de R$ 42,5 bilhões, dos quais, 52% são destinados à geração ao longo do período. A

previsão de grandes investimentos em geração termelétrica a curto prazo (instalação de 19 GW em cinco anos, como mostra a tabela 5.2) reflete a necessidade emergencial de se acompanhar as fortes taxas de crescimento do consumo com investimentos de geração a curto prazo.

As empresas privatizadas do setor elétrico, diante do crescimento do consumo e da necessidade de grandes investimentos em geração, mostram-se relutantes em viabilizar a construção de novos projetos necessários ao atendimento da nova demanda. Dos obstáculos encontrados pelos investidores privados, há os riscos intrínsecos na formação de um novo mercado elétrico no Brasil, o qual, na sua fase inicial, apresenta altos índices de incerteza dificultando, assim, a aquisição de capitais para financiar projetos. Uma segunda barreira para novos investimentos está no custo da energia das novas centrais (muito superior ao preço fixado para a energia das velhas centrais nos contratos iniciais), considerado por distribuidoras e grandes consumidores como não atrativo.

O governo, ao ver que a iniciativa privada não assumiu os riscos dos novos investimentos em geração a curto prazo, lançou, no final de 1999, o Programa Emergencial de Centrais Térmicas – PECT. Dentre suas diretivas, cinco aspectos merecem atenção especial:

- Preço da energia (valor normativo) estaria fixado em um valor superior ao vigente nos contratos iniciais;
- Preço do gás natural, consumido pelas novas centrais termelétricas, estaria em patamar inferior àqueles praticados pelos demais consumidores do mesmo combustível;
- Preço do gás natural, maior parte do custo da energia gerada, estaria indexado à evolução do preço de uma cesta de combustíveis ou à inflação americana pelos próximos 20 (vinte) anos;
- Permissão de repasse ao consumidor de possíveis reajustes dos custos da energia gerada;
- Caso as centrais não encontrem compradores para a energia gerada por elas, a ELETROBRÁS mantêm o compromisso de contratação desta energia.

Com essas medidas, o governo repassa (de forma clara) os riscos de investimento e flutuações do mercado para o consumidor final e também para a ELETROBRÁS e seus acionistas no compromisso de compra da energia. Ao assegurar a socialização dos riscos, os investidores teriam a garantia das margens dos investimentos e os fluxos de caixa ao longo da vida útil. É importante observar que as linhas de ação adotadas durante a reforma do setor elétrico brasileiro, principalmente através do PECT, não foram adotadas nos países europeus durante as privatizações das companhias de energia elétrica (ROSA, 1998). Em países como a Inglaterra e a Noruega os investidores tiveram a oportunidade de aumentarem seus rendimentos

apostando na geração de energia elétrica após a abertura do mercado, porém, os investidores tiveram que assumir seus próprios riscos, pois nem os governos nem os consumidores garantiriam suas rentabilidades. Nesses países, a remuneração dos investidores seria determinada pela competência na gestão dos riscos de cada mercado.

Um efeito econômico importante do PECT é a radical e súbita mudança na trajetória tecnológica do sistema elétrica brasileiro, que tradicionalmente se expandiu com base na geração hidrelétrica. Segundo OLIVEIRA (2000), a indústria de bens de capital instalada no país não se encontra preparada para atender a um programa da magnitude do PECT, sendo previsível a importação da maior parte dos equipamentos dessas centrais. Como se estima que o investimento associado ao PECT some cerca de US$ 12 bilhões, o país terá um gasto em divisas de pelo menos US$ 6 bilhões nos próximos quatro anos.

Mesmo trazendo sérias conseqüências a curto e longo prazos nos reajustes tarifários da energia elétrica e na mudança radical da base renovável de geração de energia elétrica brasileira, o PECT, segundo ROSA (2000), não atende as necessidades imediatas da oferta de energia. O problema não está somente na proposta do programa, mas conta com todo o processo de privatização de que o setor elétrico participou nos últimos anos. O sistema de geração, quando ainda estatal, não aportou os recursos necessários para que sua expansão pudesse acompanhar as altas taxas de crescimento do consumo registrados durante a década de noventa. Essa situação agravou-se quando, depois de privatizadas, as mesmas companhias, sob direção privada, também não aportaram investimentos em geração. O risco de déficit, segundo ROSA(2000), subiu de 5% para 10% com tendências de crescer ainda mais. O PECT não resolverá a crise de energia elétrica atual, mesmo porque, as centrais térmicas só estariam prontas em 2003.(ROSA,2000)

Uma das propostas para a crise elétrica, está, sem dúvida, na utilização de fontes alternativas de energia. A preocupação na viabilização de projetos em fontes alternativas de energia tem mobilizado vários países a promover programas de subsídios para a geração limpa de energia. O surgimento de novas diretrizes envolvendo reduções dos impactos ambientais, encontram nessas fontes de energia uma opção real, competitiva e atual para o fornecimento de energia limpa. Mesmo sendo mais caras que as fontes tradicionais, as fontes alternativas encontraram em vários países europeus uma aceitação popular para criação de incentivos governamentais que estimulassem seu desenvolvimento tecnológico e sua disseminação. Leis foram criadas para assegurar sua participação na rede de energia elétrica, como o caso da energia eólica da Alemanha visto no Capítulo 3.

Não aproveitar os recursos naturais renováveis para a geração alternativa de energia é seguir a “contra-mão” da tendência mundial, ainda mais se estes são abundantes. O Brasil apresenta um potencial mais que favorável para a utilização da energia eólica. As possibilidades de se utilizar a energia eólica coincidem com vantagens importantes, dentre elas, como

mostrada no capítulo anterior, a localização dos melhores ventos junto aos grandes centros consumidores da Região Nordeste e a presença de uma rede de distribuição próxima a esse centros. As leis necessárias para o processo de uso e comercialização de energia através de fontes alternativas já se encontram em vigor. Projetos de leis também se encontram em andamento para garantir uma utilização mais efetiva das fontes alternativas de energia no setor elétrico.

Nos próximos itens serão abordados algumas leis, decretos e projetos de leis que, sob vários aspectos, objetivam a utilização das fontes alternativas na geração tanto no sistema isolado quanto no sistema interligado. As iniciativas de leis voltadas para o aproveitamento de recursos renováveis é uma mostra da importância desses recursos para minimizar, a curto e a longo prazos, a crise do abastecimento de energia elétrica vivido pelo Brasil no novo cenário do setor pós privatização. Objetivando o desenvolvimento e a disseminação da energia eólica no Brasil, serão enfocados somente as leis, decretos, resoluções e projetos de leis que influenciam direta ou indiretamente o aproveitamento da energia eólica na matriz energética brasileira. Outras Resoluções, que abordam outras fontes alternativas de energia, não serão abordadas neste capítulo.

5.2 O Produtor Independente e Autoprodutor de Energia

O Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e Autoprodutor viabilizando assim a execução dos artigos 11 e seguinte da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que "estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões[8] de serviços públicos além de outras providências". O Decreto regulamenta a concessão de energia elétrica para pessoa jurídica ou consórcio de empresas, destinada parcial ou totalmente ao comércio ou exclusivamente para consumo do próprio produtor. No artigo 2º encontram-se as considerações gerais sobre Produtor Independente e Autoprodutor de energia, a saber:

[8] Os termos concessão e permissão são conceitos do Direito Administrativos. Ambas as categorias são espécies de gênero "serviços delegados", diferenciando-se uma da outra quanto à forma e às garantias. Segundo Helly Lopes Meirelles (Direito Administrativo Brasileiro, 18º Edição, Malheiros, São Paulo, 1993), "a concessão é delegação contratual e, modernamente, legal; a permissão e a autorização constituem delegações por ato unilateral da Administração, aquela com maior formalidade e estabilidade para o serviço; esta com mais simplicidade e precariedade na execução".

> I – Produtor Independente de Energia Elétrica, a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produziada, por sua conta e risco;
>
> II – Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

O referido Decreto em seu Capítulo I, Seção I – DAS DISPOSIÇÕES GERAIS, abre a possibilidade ao interessado de ele próprio, mediante pedido, dar ensejo à realização das licitações as quais são de iniciativas do Poder Público. A concessão, precedida de licitação nos termos do Decreto nº 2.003, é exigida para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1,000 kW por Produtor Independente e para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10,000 kW por Autoprodutor.

A definição de aproveitamento ótimo para dimensionar o potencial hidráulico (§§ 2º e 3º do art. 3º), a ser procedida pelo órgão público competente, poderá ser feita mediante estudos realizados pelo interessado desde que previamente autorizado. Dessa forma, poderão ser autorizadas a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5,000 kW, destinadas a Autoprodutor e a Produtor Independente, bem como o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1,000 kW e igual ou inferior a 10,000 kW por Autoprodutor.

Uma importante medida é descrita no artigo 5º que dispensa tanto a concessão como a autorização para o aproveitamento de potencial hidráulico igual ou inferior a 1,000 kW e a implantação de uma usina termelétrica de potencial igual ou inferior a 5,000 kW, exigindo apenas a comunicação ao órgão competente para fins de registro. A tabela 5.3 sintetiza as regras de concessão para geração de energia elétrica no Brasil.

Tabela 5.3 – Regras de Concessão para Geração de Energia Elétrica

Destino da Carga	**Capacidade Instalada da Usina Hidroelétrica**		
	Até 1 MW	***Até 10 MW***	***Acima de 10 MW***
Serviço Público	Livre	Licitação	
Autoprodução	Livre	Autorização	Licitação
Prod. Independente	Livre	Licitação	
Destino da Carga	**Capacidade Instalada da Usina Termelétrica**		
	Até 5 MW	***Acima de 5 MW***	
Autoprodução	Livre	Autorização	
Prod. Independente	Livre	Autorização	

(Formulação própria)

Sobre o acesso ao sistemas de tratamento e de distribuição, o artigo 13 contém importante medida ao garantir a utilização e a comercialização da energia produzida. O Produtor Independente e o Autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo de transporte envolvido. O Decreto nº 2.003 regulamenta ainda, a integração da operação energética do Produtor Independente e do Autoprodutor ao sistema elétrico (Seção IV) e disciplina os encargos financeiros devidos por tais produtores (Seção V), institui normas de fiscalização e penalidades (Seção VI) além de apresentar uma prévia autorização para a alienação dos bens e instalações na produção de energia pelos mesmos produtores, assim como estabelece normas referentes ao destino desses bens ao final da concessão ou permissão (Seção VII).

A Seção VIII insere a possibilidade de encampação dos bens, caducidade da concessão ou revogação da autorização, estabelecendo as normas aplicáveis, separadamente, ao Produtor Independente e ao Autoprodutor. Essa seção conclui prevendo a possibilidade de desapropriação ou instituição de servidão pública de terrenos e benfeitorias, viabilizando a implantação e aproveitamento hidráulico ou termelétrico.

Esse Decreto trata, de uma forma bem ampla, o fornecimento de energia elétrica pela iniciativa privada. Algumas restrições e observações são feitas para sistemas hidrelétricos e térmicos como observado de forma condensada na tabela 5.3. Mesmo não explicitando e regulamentando restrições e autorizações para fontes alternativas de energia, esse Decreto é de fundamental importância na regulamentação também de Autoprodutores e Produtores Independentes que se utilizem fontes alternativas de energia para geração e venda de energia.

Conforme mostrado no Capítulo 4, os parques eólicos de Taíba e Prainha, no Ceará e o de Palmas no Paraná são primeiras iniciativas de venda de energia por Produtores Independentes os quais vendem a energia produzida pelo parque eólico para as concessionárias de energia COELCE e COPEL, respectivamente. Os novos projetos de incentivos à geração eólica procuram criar maneiras de incentivar a criação de Produtores Independentes de energia para a livre comercialização no mercado de energia elétrica.

5.3 A Conta de Consumo de Combustível - CCC

No Brasil, cuja base de geração é predominantemente hidráulica, verificamos até agora a existência de usinas termelétricas principalmente por duas razões: primeiro, para garantir a confiabilidade do sistema interligado – onde a disponibilidade das térmicas ajuda na otimização

da operação; segundo, viabilizar a geração nas regiões cujos mercados consumidores são dispersos e relativamente pequenos, insuficientes para que estes se tornem parte integrante do sistema interligado.

Visando viabilizar a geração térmica dentro dos níveis tarifários atualmente praticados no Brasil e manter um patamar tarifário razoavelmente homogêneo nos diversos estados brasileiros, reduzindo as disparidades para aqueles de base predominantemente termelétrica, as empresas concessionárias de todo o país financiam parcialmente, através de um subsídio cruzado, a geração em plantas térmicas a combustíveis fósseis (carvão, óleo diesel e óleo combustível) (ELETROBRÁS,1997a). Esse mecanismo é conhecido como Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, e é administrado pela ELETROBRÁS. A CCC é constituída a partir de quotas pagas pelas concessionárias e o rateio é feito de forma proporcional à energia comercializada por cada uma delas. A cada ano a ELETROBRÁS faz uma previsão orçamentária baseada no custo do combustível – posto na capital de cada estado beneficiário, na previsão de demanda nas diversas localidades atendidas e em índices de desempenho das usinas (Consumo específico). Essa previsão compõe o Plano Anual de Combustíveis da ELETROBRÁS.

O Plano Anual de Combustíveis é um relatório elaborado anualmente pela ELETROBRÁS com a finalidade de se estimar o consumo de combustível das usinas térmicas do sistema interligado e do sistema isolado ao longo do ano subsequente à sua publicação. O relatório, além de conter dados relativos ao custos dos combustíveis, consumo médio de combustível de cada concessionária e sua energia produzida, também apresenta dados do rateio anual das cotas de cada concessionária participante da CCC. As tabelas 5.4, 5.5 e 5.6 mostram, em resumo, dados do Plano Anual de Combustíveis para o ano de 1998. Esse Plano é dividido em três partes:

- Sistema Interligado Norte/Nordeste
- Sistema Interligado Sul /Sudeste/Centro-Oeste
- Sistemas Isolados.

Tabela 5.4 – Consumo de combustíveis no Sistema Interligado N/NE

Geração Térmica MWh/ano	***Consumo de Óleo Diesel (m^3)***	***Custo do Combustível (R$)[1]***
2.628	1.087,99	359.037,36

1 – Valores de 1997

(Fonte: ELETROBRÁS,1997a)

Tabela 5.5 – Consumo de combustíveis no Sistema Interligado S/SE/CO

Tipo de Combustível	*Consumo de Combustível*	*Custo do Combustível (R$ x1000)[1]*
Óleo Combustível	1.228.810 t.	174.342,9
Carvão	6.148.250 t.	246.288,4
Gás Natural	20.940 m^3	1.080,0
Óleo Diesel	12.000.000 m^3	6.910,2
Total		428.621,5

1 – Valores de 1997

(Fonte: ELETROBRÁS,1997b)

Tabela 5.6 – Consumo de combustíveis no Sistema Isolado

Geração Térmica MWh/ano	*Consumo de Óleo Diesel (m^3)*	*Consumo de Óleo Combustível (m^3)*	*Custo do Combustível (R$ x1000)[1]*	*Custo Total do Equiv. Hidráulico1[1] (R$ x1000)[2]*	*Total a ser rateado (R$ x1000)[2]*
5.757.849	1.438.676	419.464	510.386,3	144.637,1	367.749,2

1 – Tarifa do Equivalente Energético estipulado como R$ 25,12 / MWh

2 – Valores de 1997

(Fonte: ELETROBRÁS,1997c)

A capacidade instalada de sistemas interligados e sistemas isolados pode ser vista nas figuras 5.4 e 5.5 respectivamente. A distribuição dos recursos da CCC pode ser vista ao se observar a capacidade instalada de usinas térmicas tanto no sistema interligado quanto no sistema isolado. O Brasil apresenta um total de 5.840 MW de potência instalada em sistemas térmicos, representando 9,3% da capacidade total instalada (ELETROBRÁS,2000a). Nos sistemas isolados, presentes nos Estados do Amazonas, Acre, Roraima, Amapá, Rondônia, Pará, Ceará, Tocantins, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Bahia (Ilha de Camamú) e Pernambuco (Ilha de Fernando de Noronha), as usinas térmicas somam um total de 1,885 MW de potência instalada, representando 77% da potência total instalada para sistemas isolados.

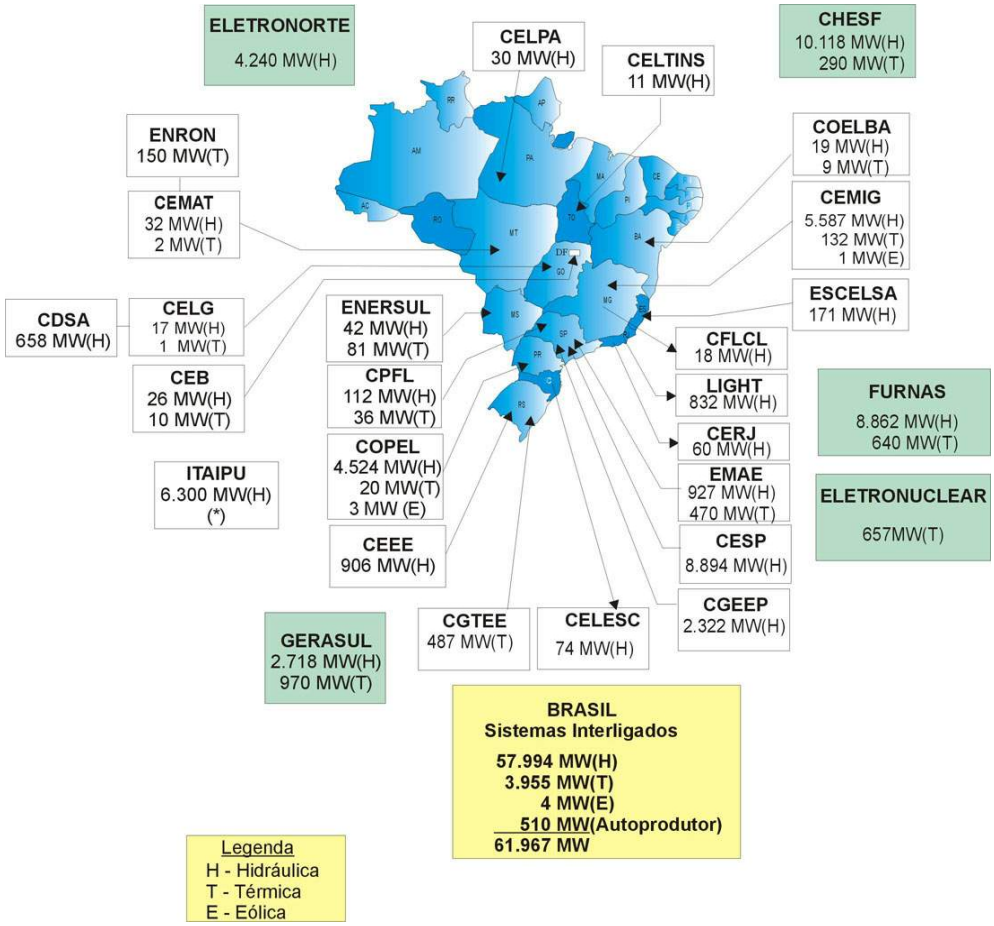


Figura 5.4 – Sistemas Interligados – Capacidade Instalada em dezembro/1999

(Fonte: ELETROBRAS,2000a)

Existem hoje mais de 350 sistemas isolados em operação, sendo a maior parte com geração térmica a Diesel (cerca de 1,2 GW de potência instalada), quase todos localizados na região Amazônica. (ELETROBRÁS,2000b). A mudança de concepção no uso dos recursos da CCC em sistemas isolados, antes utilizada exclusivamente para subsidiar os derivados de petróleo na geração térmica, vem propiciar a abertura de um novo ambiente competitivo para o uso de fontes alternativas de energia. Qualquer iniciativa que resulte em redução do uso de combustíveis fósseis para o suprimento de energia para as comunidades isoladas apresenta grande interesse tanto sob aspectos financeiros na economia de divisas como também do ponto de vista das questões ambientais.

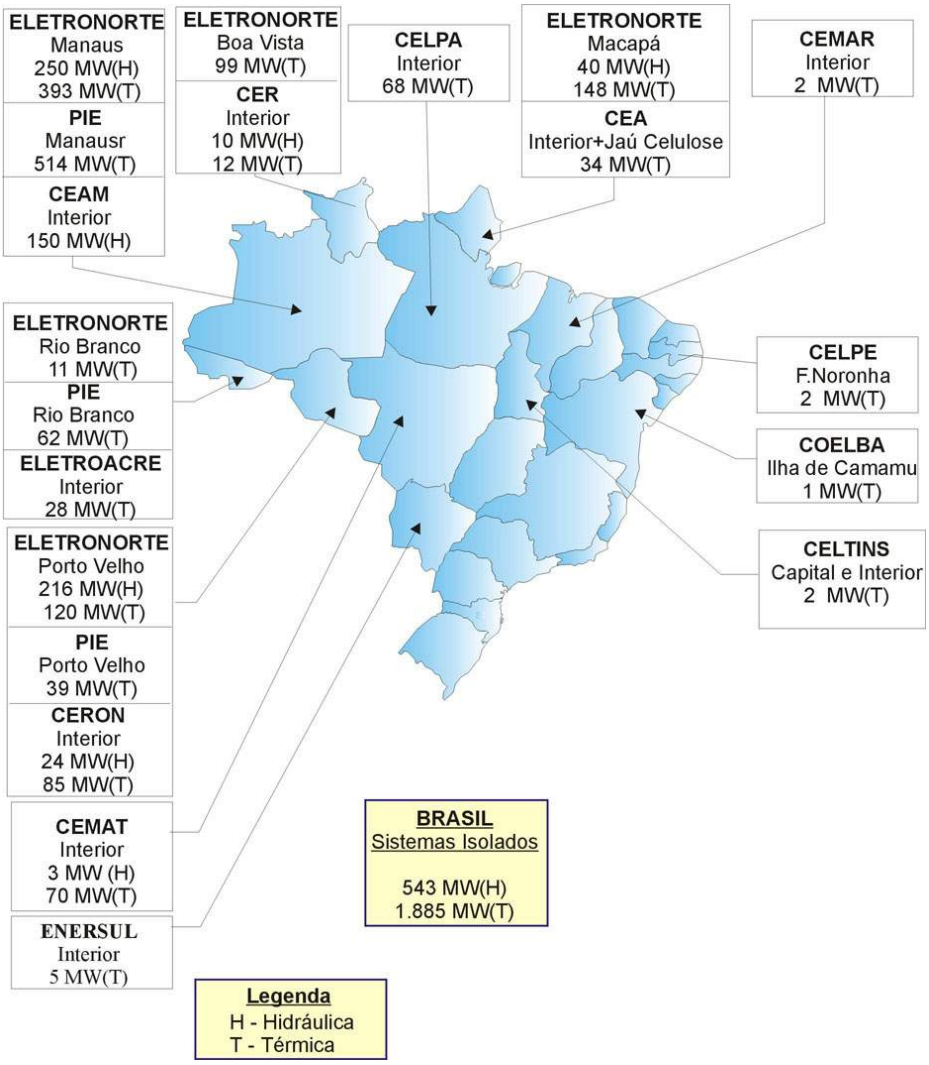


Figura 5.5 – Sistemas Isolados – Capacidade Instalada por Concessionária em Dezembro/1999 (Fonte: ELETROBRAS,2000a)

A estrutura do subsídio da CCC é apresentada na figura 5.6 onde pretende-se ilustrar os diversos componentes de custo da geração de energia nos sistemas isolados e a instituição responsável por cada parcela: ELETROBRÁS, Concessionária ou Produtor Independente. As únicas parcelas referentes ao combustível pagas pelo gerador de energia termelétrica são o transporte local, que geralmente parte da capital do estado ou de um outro ponto de referência, e a Tarifa Equivalente Hidráulico - TEH, valor previamente definido pela ANEEL que representa, simbolicamente, a compra de energia caso a mesma tivesse sido adquirida do sistema interligado, cuja base é hidráulica. Cabe ressaltar que nos sistemas de pequeno porte nem sempre essa estrutura de subsídios é suficiente podendo ainda ser necessário buscar fontes adicionais de recursos, normalmente os governos estaduais, antigos proprietários das concessionárias.

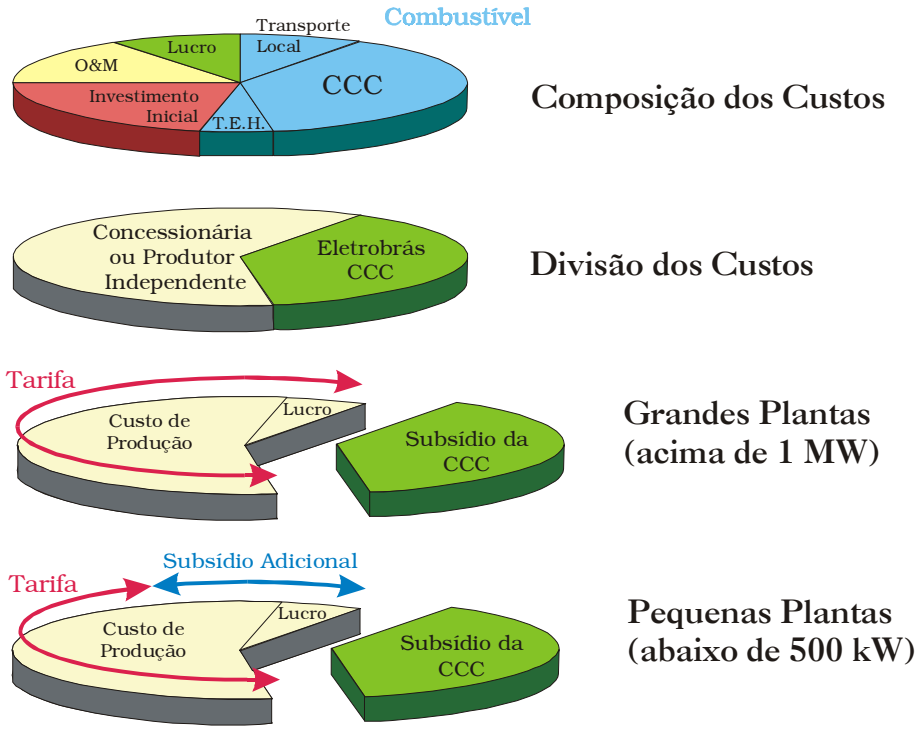


Figura 5.6 – Composição de custo de geração em sistemas beneficiados pela CCC.
(Fonte: RIBEIRO, 1998)

5.3.1 A legislação vigente da CCC

A necessidade de se estabelecer uma divisão dos custos da geração termelétrica utilizando-se combustíveis fósseis para todas as concessionárias usuárias desse sistema, ganha sua primeira redação na Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, especificamente no inciso III do artigo 13 da referida lei no que diz:

> " ... que os ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis, para atender às necessidades dos sistemas interligados ou por imposição de interesse nacional, sejam rateados entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas, de acordo com critérios que serão estabelecidos pelo Poder Executivo."

A regulamentação da Lei nº 5.899 foi feita pelo Poder Executivo através do Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973. Esse Decreto regulamenta os artigos 12 e 13 da Lei referida onde dispõe sobre a coordenação operacional dos sistemas elétricos interligados das Regiões Sudeste e Sul. Também regulamenta a CCC para as empresas concessionárias integrantes do GCOI-SUDESTE e GCOI-SUL denominando CCC-Sudeste e CCC-Sul (Artigos 28, 29 e 31 do

Decreto nº 73.102). As empresas concessionárias de energia elétrica são descritas nas alíneas *a* e *b* (GCOI – Sudeste e GCOI – Sul, respectivamente) do § 1º do Artigo 4 desse Decreto.

A partir do artigo 32 inclusive, são descritas, com detalhes, as normas para a determinação das quotas recolhidas das empresas integrantes do GCOI-Sudeste e GCOI-Sul. Os Comitês Executivos do GCOI-Sudeste e do GCOI-Sul determinariam, no mês de setembro de cada ano, as quotas de contribuição de cada uma das empresas para a captação dos recursos necessários para a compra de combustíveis referente ao ano subsequente.

Até então, os recursos da CCC estavam vinculados somente para as contas CCC-Sudeste e CCC-Sul, onde somente as empresas concessionárias de energia integrantes do GCOI-Sudeste e GCOI-Sul participavam do rateio dos custos com combustíveis fósseis na geração termelétrica. A extensão do rateiro para outras empresas não participantes do GCOI-Sudeste e GCOI-Sul ocorreu a partir das Portarias MME nº 360, de 17 de março de 1977, e MME nº 254, de 17 de fevereiro de 1982, onde a aplicabilidade da Lei nº 5.899 e da respectivo Decreto nº 73.102 estendia-se para as empresas participantes do Comitê Coordenador de Operação Norte e Nordeste – GTON, ficando o rateiro restrito à CHESF e à ELETRONORTE.

A partir de 1993, o rateio dos ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis foram estendidas a todas as concessionárias de energia elétrica do Brasil. A regulamentação e os critérios para a participação de todas as concessionárias foram estabelecidos na Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, bem como pelo Decreto nº 791, de 31 de março de 1993, que deu nova redação a alguns artigos do Decreto nº 73.102.

A Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, dispõe dos encargos financeiros que envolve a tarifa a ser cobrada dos consumidores finais o que deverá incluir, obrigatoriamente, os valores relativos aos preços da energia elétrica comprada aos concessionários supridores, inclusive o transporte da energia gerada pela Itaipú Binacional, os relativos às quotas anuais da Reserva Global de Reversão - RGR, ao "rateiro do custo de combustível" e às compensações financeiras pela utilização de recurso hídrico devidos por usinas próprias (§ 3º Art 1º).

O rateio entre todas as concessionárias fica claro no Artigo 8º da Lei citada que diz:

> "Fica estendido a todos os concessionários distribuidores o rateio de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos sistemas isolados"

O Decreto nº 774, de 18 de março de 1993, regulamenta a Lei nº 8.631 sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica. Dentre os custos de serviços prestados pelas concessionárias, que seriam repassados para a tarifa de modo a garantir a prestação de serviço adequado, as alíneas *m*, *n* e *o* do § único do artigo 2º desse Decreto, prevêm

quotas da CCC para os respectivos sistemas interligados, cota diferenciada para CCC de sistemas isolados, além de restringir combustíveis que não seriam reembolsáveis pela CCC. Os artigos nº 22, 23, 24 e 25 apresentam regulamentações específicas sobre o rateio, reembolso, penalidades e reajustes, entre outros assuntos envolvendo os custos de consumo de combustíveis fósseis.

O rateiro da CCC entre todas as concessionárias passa a ser desdobrado em três subcontas distintas que se constituirão em reservas financeiras para cobertura dos custos de combustíveis para cada grupo de concessionárias. Como regulamentada no artigo nº 22, a CCC é distribuídas nas seguintes contas:

> **CCC Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC-S/SE/CO)** – Destina-se a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constantes do Plano de Operação do Sistema Interligado (S/SE/CO) e terá como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a este sistema interligado;
>
> **CCC Norte/Nordeste (CCC-N/NE)** – Destina-se a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constantes do Plano de Operação do Sistema Interligado (N/NE) e terá como contribuintes todos os concessionários que atendam a consumidores finais cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados a este sistema interligado;
>
> **CCC dos Sistemas Isolados (CCC-ISOL)** – Destina-se a cobrir os custos de combustíveis fósseis da geração térmica constantes do Plano de Operação dos Sistemas Isolados e terá como contribuinte todos os concessionários do país que atendam a consumidores finais.

As quotas anuais para as contas de CCC definidas pelos Planos Anuais de Combustíveis deverão ser homologadas pelo DNAEE que, por sua vez, definirá o nível da tarifa de energia elétrica que deverá valorizar a Energia Hidráulica Equivalente (EHE) para cada concessionário do sistema isolado. O valor da EHE deverá ser descontado das despesas com combustível a serem rateadas pela CCC-ISOL. A EHE de cada concessionário é o custo da energia que poderia substituir a totalidade da geração térmica, caso os sistemas estivessem completamente interligados.

As quotas anuais das concessionárias pertencentes a cada uma da CCC deverão ser divididas em 12 parcelas para o recolhimento mensal à ELETROBRÁS. Caberá à ELETROBRÁS o reembolso das despesas de cada concessionária com a aquisição dos combustíveis, debitando na CCC respectiva.

Com base na Lei nº 8.631, o Decreto nº 791, de 31 de março de 1993, trouxe nova redação aos artigos 29, 31, 32, 33 e 34 do Decreto nº 73.102 principalmente na ampliação das empresas participantes do rateio. Nos artigos acima citados, o Decreto nº 73.102 determina participação das empresas concessionárias do GCOI-Sudeste e GCOI-Sul. Na nova redação do Decreto 791, entre as empresas participantes se incluem concessionárias cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados ao sistema interligado Sul/Sudeste. Em seu artigo 2º, o Decreto estende a aplicação dos recursos da CCC para as concessionárias cujos sistemas elétricos estejam, no todo ou em parte, conectados ao sistema interligado Norte/Nordeste. Dessa forma, todas as concessionárias de energia do sistema interligado tornam-se participante da CCC.

5.3.2 A utilização da CCC para o uso de fontes renováveis - Resolução ANEEL - 245/99

A utilização dos recursos da CCC para fontes alternativas de energia é um tema intensamente discutido em vários congressos e encontros sobre o uso e a expansão de fontes alternativas de energia elétrica nos sistemas isolados. Entre as razões mais importantes para um novo destino dos recursos da CCC estão as razões ecológicas envolvidas na queima dos combustíveis fósseis e também nos riscos de transporte e manuseio do combustível até que o mesmo chegue nas comunidades isoladas.

O uso de fontes alternativas de energia elétrica vem se mostrando altamente favorável como opção para fornecimento de energia em sistemas isolados. Várias opções como a energia solar fotovoltaica, a energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas têm sido intensivamente estudadas por diversas entidades no Brasil, principalmente durante a década de noventa. Diversos estudos de viabilidade técnica e econômica para a implementação de fontes alternativas nos sistemas isolados mostram o grande potencial de utilização de novas fontes de energia atuando no complemento do sistema térmico tradicional ou até mesmo na sua substituição, em casos especiais.

A necessidade de novas opções para o abastecimento de energia elétrica para sistemas isolados, promoveu um movimento mais efetivo para a consolidação de uma legislação que tornasse viável a utilização dos recursos da CCC para projetos em fontes alternativas de energia. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, além de autorizar o Poder Executivo a promover a reestrutura da ELETROBRÁS, também trata, no artigo 11, de questões sobre a CCC. Sobre os

prazos da aplicação dos recursos da CCC, prevê-se o término do rateio dos custos de combustíveis para 2013 (quinze anos após a publicação da Lei). Nesse período, a substituição da geração termelétrica em sistemas isolados, por fontes alternativas de energia, utilizando os recursos da CCC, poderá ser feita segundo regulamentação estabelecida pela ANEEL. A responsabilidade para a regulamentação dos projetos a serem beneficiados com os recursos da CCC dada a ANEEL é mostrada no § 4º do artigo 11 que diz:

> "O aproveitamento hidrelétrico de que trata o inciso I do artigo 26 da Lei nº 9.427, de 1996, ou a geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas que venha a ser implantada em sistema elétrico isolado, em substituição a geração termelétrica que utilize derivados de petróleo, se sub-rogará no direito de usufruir da sistemática referida no § 3º, pelo prazo e forma a serem regulamentados pela ANEEL"

Uma vez responsável pela regulação dos recursos da CCC para fontes alternativas de energia, a ANEEL publicou a Resolução nº 245, de 11 de agosto de 1999, onde trata das condições e prazos dos projetos a serem estabelecidos em sistemas elétricos isolados em substituição total ou parcial à geração termelétrica como previsto na Lei abordada anteriormente. Os principais objetivos dessa Resolução são:

- Assegurar a oferta de energia em regiões de renda e densidade de carga baixas;
- Uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica em substituição aos combustíveis fósseis;
- Redução dos riscos ambientais envolvidos no transporte e operação dos combustíveis fósseis;
- Redução dos dispêndios da CCC.

Ao tratar-se da abrangência e requisitos básicos para novos projetos em fontes alternativas de energia que se utilizem dos recursos da CCC, é importante lembrar que a Resolução se refere somente a projetos instalados dentro do escopo do sistema isolado. Os projetos em fontes alternativas devem suprir total ou parcialmente a necessidade de combustíveis fósseis nas centrais térmicas. Sobre as condições e critérios abordados na Resolução 245, os empreendimentos em fontes alternativas de energia devem se enquadrar nas seguintes condições:

- Aplicação em substituição total ou parcial de geração termelétrica ou atendimento de novas cargas e participação no rateio da CCC (Art 1º);

- Geração a partir de PCHs de 1 a 30 MW (conforme Resolução 394/98) ou outras fontes alternativas baseadas em recursos naturais renováveis (Incisos I e II Art 2º);
- Outorga da ANEEL e cronograma detalhado de obras com data prevista para entrada em operação (Art 4º);
- Empreendimentos devem sujeitar-se à sistemática de controle do GTON ou do órgão que vier a substituí-lo (Art 4º);
- Consumo específico igual ou abaixo dos valores de referência (óleo diesel 0,30 l/kWh, óleo combustível 0,38 kg/kWh e novos mercados 0,34 l/kWh) (Art 8º);
- As mensalidades não pode ultrapassar o limite de 75% do custo de implantação do projeto (Inciso II Art 9º);
- Reembolso do combustível evitado é automaticamente extinto na data de início do pagamento das mensalidades. (Art 10º)

A estrutura de compensação proposta pela Resolução é descrita em seu artigo 8º onde o valor mensal dos recursos da CCC a ser destinado aos beneficiários será determinado de acordo com a seguinte equação:

$$V_i = EC_i * K * (1000 * \rho * PC_i - TEH)$$

Onde:

- Energia Considerada (EC) – menor valor entre ER e EV;
- Energia Verificada (EV) – média da geração nos últimos 12 meses9;
- Energia de Referência (ER) – estabelecida pela ANEEL e publicada anualmente; revisada anualmente a pedido do interessado, caso necessário;
- Tarifa de Equivalente Hidráulico (TEH) – publicada pela ANEEL;
- Fator de Desconto (K) – depende da data de entrada em operação (até o final de 2007 – K=0,9; a partir de 2008 – K=0,7);
- Consumo Específico (ρ) – Consumo específico igual ou abaixo dos valores de referência (óleo diesel 0,30 l/kWh, óleo combustível 0,38 kg/kWh e novos mercados 0,34 l/kWh);
- Preço CIF do Combustível (PCi).

[9] A série para o cálculo da média ao longo do primeiro ano é completada com o valor de ER até que se atinja 12 meses.

Quanto aos prazos de uso dos recursos da CCC, a Resolução fixa maio de 2013 como o limite de vigência da sistemática de rateio. Dentre outros prazos necessários para a aplicação desta Resolução temos os seguintes como os mais relevantes:

- Número máximo de mensalidades (PCHs: 72, outras fontes: 96);
- Solicitação: até 30 de junho do ano anterior à entrada em operação;
- Mudança do fator de desconto (K): dezembro de 2007;
- Interrupção com suspensão do pagamento das parcelas: 60 dias.

A Resolução nº 245 é uma importante iniciativa na disponibilização de novas opções para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia, nesse caso, substituindo o consumo de combustíveis fósseis na geração térmica em sistemas isolados. A energia eólica adéqua-se com importantes vantagens no uso dos recursos da CCC conforme as regras dessa Resolução. Mesmo substituindo parcialmente o consumo de combustíveis fósseis, a energia eólica pode ser utilizada de forma complementar à geração térmica. Exemplos de projetos-piloto de sistemas híbridos como o de Joanes – PA (solar-eólico-diesel) e Campinas – AM (solar-diesel) mostram que as tecnologias podem funcionar de modo integrado, reduzindo assim o consumo de combustíveis fósseis nas plantas térmicas. Para cada projeto de utilização dos recursos da CCC para fontes alternativas de energia, é necessário o levantamento dos recursos naturais locais que propiciam o conhecimento da melhor fonte alternativa a ser implantada, possibilitando assim, custos gerais de implementação e manutenção economicamente compatíveis com os recursos disponíveis.

5.4 Reajustes tarifários e os valores normativos para venda de energia

Durante todo o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, uma das mais polêmicas discussões estava no processo de repasse dos custos da energia pela concessionárias a seus consumidores. A necessidade de controle dos repasses sempre foi um ponto de grande relevância para ambos os lados principalmente na garantia de regras claras e não abusivas ou tendenciosas.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, como já visto nos itens anteriores, regulariza, através do artigo 10, uma nova forma de relacionamento em compra e venda de energia. A partir dessa Lei, o relacionamento entre concessionários e autorizados de geração e concessionários e permissionários de distribuição torna-se de livre negociação, observando as condições de transição descritas nas alíneas *a, b* e *c* do inciso I abordando o período de 1998 a 2002. A partir

do ano 2003, os volumes de energia comercializados deverão se reduzir gradativamente na proporção de 25% a.a. (§§ 1º, 2º, 3º e 4º do inciso II). Essa Lei também determina que a ANEEL deverá formular critérios para estabelecer limites de repasse do custo da compra de energia elétrica. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, abre a possibilidade de que, a partir de julho de 2003, todo e qualquer consumidor de energia elétrica venha a ser classificado como consumidor livre onde ele teria a opção de escolha de fornecimento da energia elétrica.

Com a responsabilidade de determinação dos critérios de repasse dos custos da energia elétrica na tarifa, a ANEEL, em um primeiro momento, publicou a Resolução ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998, que estabelece os procedimentos para o cálculo do repasse, onde o Valor Normativo é o custo de referência para comparação com o preço de compra da energia e a definição do custo a ser repassado às tarifas de fornecimento. Um dos pontos mais importantes para o estabelecimento de regras de repasse dos custos da energia negociadas no mercado livre está na necessidade de expansão da oferta de energia no setor elétrico brasileiro.

Como visto na seção 5.1, o crescimento do consumo de energia a uma taxa de 5%a.a. previsto pela ELETROBRÁS para os próximos dez anos, deverá ser acompanhado de investimentos a curto prazo além de novos acordos de compra de energia vinculados aos futuros projetos em geração. Os Valores Normativos trazem as condições necessárias para que distribuidores e geradores firmem novos acordos em contratos de longo prazo, garantindo, dessa forma, a expansão do parque gerador de energia elétrica com tarifas controladas.

5.4.1 Reajustes tarifários e limite de repasse dos custos de compra de energia

A Resolução ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998, trata especificamente do limite ao repasse dos custos da energia para as tarifas aplicadas pelos concessionários e permissionários de distribuição. Os contratos de concessão e distribuição prevêem reajustes anuais, com revisões eventuais causados por fortes abalos econômicos e financeiros que ocorram no país. São nesses reajustes anuais que se aplica o controle de repasse dos custos para a tarifa. O reflexo dos valores tarifários em virtude das variações dos custos não gerenciáveis da concessionária, onde se incluem os custos de compra de energia, são calculados comparando-se os custos vigentes na data de referência anterior – DRA e na data de referência em processamento – DRP[10].

Os custos com a compra de energia elétrica – CE são analisados em dois momentos: DRA e DRP, ou seja, serão analisados os efeitos da compra de energia nas condições vigentes

[10] As datas DRA e DRP são específicas de cada contrato de concessão e estão vinculadas à data de assinatura do mesmo.

na data do reajuste em processamento e na data do reajuste anterior ao processo reajuste vigente e na data do último reajuste. As parcelas que compõem a CE em cada data devem ser consideras nos itens que as engloba seguindo a seguinte fórmula:

$$CE = (MCI \text{ x } PCI) + TCI + (\sum MCE_i + PCE_i) + (MCP \text{ x } VNC) + TCE$$

Onde:

- MCI – Volume das compras em energia de energia elétrica, realizadas por meio dos contratos iniciais , no período de referência (MWh).
- PCI – Preço das compras de energia elétrica referentes aos contratos iniciais (R$/MWh).
- TCI – Valor dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, referentes às compras de energia elétrica realizadas por meio dos contratos iniciais (R$).
- MCE_i – Volume de compras de energia elétrica, no período de referência, relativo ao contrato bilateral "i" livremente negociado (MWh).
- PCE_i – Preço de repasse da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral "i" livremente negociado (R$/MWh).
- MCP – Volume das compras de curto prazo de energia elétrica[11], necessárias ao atendimento do mercado de referência, no período de referência (MWh).
- VNC – Valor normativo definido pela ANEEL para valoração das compras de curto prazo (R$/MWh)
- TCE – Valor dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, complementares aos encargos relativos aos contratos iniciais (R$).

A aplicação dos limites de repasse está no cálculo do custo das compras de energias livremente negociadas (Σ MCE_i x PCE_i). O preço de repasse das compras de energia elétrica (PCE_i) está referenciado a uma série de comparações entre o preço contratado entre a distribuidora e a geradora (PBi) e os valores normativos. Essas regras foram redigidas, inicialmente, no artigo 3º da Resolução nº 266 de 13 de agosto de 1998. Uma nova redação dos principais pontos da Resolução nº 266 foi feita, então, na Resolução nº 233, de 29 de julho de 1999, que além de tratar da nova redação também regulariza os valores normativos. As regras de comparação e os valores de (PCE_i) podem ser vistos na tabela 5.7.

[11] Entende-se por compras de energia elétrica de curto prazo aquelas realizadas no mercado de curto prazo do MAE, ou por meio de contratos bilaterais de prazo inferior a vinte e quatro meses

Tabela 5.7 – Regras de comparação e valoração do PCE_I

Preço de Compra de Energia– PBi comparado ao Valor Normativo-VNi	**Preço de Repasse-PCEi**	**Para VNi = 1,0**		
		Compra PBi	**Repasse PCEi**	**Ganho/ (Perda)**
Pbi ≥ 1,15 x VNi	1,115 x Vni	1,150	1,115	(0,035)
1,10 x VNi ≤ PBi < 1,15 x VNi	0,5 x PBi + 0,54 x Vni	1,125	1,103	(0,023)
1,05 x VNi ≤ PBi < 1,10 x VNi	0,8 x PBi + 0,21 x Vni	1,075	1,070	(0,005)
0,95 x VNi ≤ PBi < 1,05 x VNi	PCEi = Pbi	1,000	1,000	-
0,90 x VNi ≤ PBi < 0,95 x VNi	0,8 x PBi + 0,19 x Vni	0,925	0,930	0,005
0,85 x VNi ≤ PBi < 0,90 x VNi	0,5 x PBi + 0,46 x Vni	0,875	0,898	0,023
Pbi ≤ 0,85 x VNi	0,885 x Vni	0,850	0,885	0,035

Como os itens da fórmula apresentada estão referenciados às datas DRA e DRP, os preços de compra de energia (PBi) e os valores normativos (VNi), para efeito do cálculo da tarifa de fornecimento, deverão estar também referenciados às datas DRA e DRP.

5.4.2 Os Valores Normativos - Resolução ANEEL nº 233

Complementando a Resolução nº 266/1998, a Resolução ANEEL nº 233, de 29 de julho de 1999, estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse dos preços para as tarifas de fornecimento. Foi estabelecido um valor específico para diversas fontes geradoras de energia como as termelétricas a carvão nacional, as pequenas centrais hidrelétricas, as termelétricas a biomassa, a energia eólica e a solar fotovoltaica.

Segundo nota de esclarecimento do Valor Normativo, publicada pela ANEEL, no dia 26 de outubro de 1999, na determinação dos valores iniciais foram analisados diferentes projetos de geração hidrelétrica e termelétrica, adotando-se nos estudos econômicos-financeiros, taxas de desconto entre 12% e 15% ao ano, e diversas composições de capital próprio e de terceiros. Ainda em referência à Nota de Esclarecimento, os projetos de geração a carvão nacional, pequenas centrais hidrelétricas e renováveis naturais (eólica e solar), foram analisados considerando as condições de implantação locais e parâmetros internacionais (ANEEL, 1999). Os valores normativos referenciados a julho de 1999 (data de vigência da Resolução) para cada uma de suas respectivas fontes podem ser vistos na tabela 5.8.

Os Valores Normativos mostrados na tabela 5.8 poderão ser revistos e alterados anualmente segundo critérios da ANEEL ou quando ocorrerem mudanças significativas em uma das diversas fases que compõem a geração elétrica. As mudanças nos Valores Normativos também deverão considerar os projetos em desenvolvimento, as expansões previstas do parque

gerador, a utilização dos custos dos empreendimentos, os contratos bilaterais firmados entre os agentes e as políticas e diretrizes do Governo Federal (§1º do artigo 2º).

Tabela 5.8 – Valores Normativos – referência em julho/1999

Fonte	Valor Normativo	
	R$/MWh	US$/MWh
Competitiva	57,20	32,40
Termelétrica a Carvão Nacional	61,80	35,01
Pequena Central Hidrelétrica	71,30	40,39
Termelétrica Biomassa	80,80	45,77
Eólica	100,90	57,15
Solar Fotovoltáica	237,50	134,53

Nos contratos de compra de energia, deverá se estabelecer um Valor Normativo referente à data inicial dos contratos. Esse valor será considerado como valor de referência ao longo de todo o período estabelecido no contrato. No ato do contrato de compra de energia, o concessionário ou permissionário de distribuição deverá atribuir valores de K_{1i}, K_{2i} e K_{3i} da expressão de reajuste sobre os valores mostrados na tabela 5.5, onde, devidamente justificado e aprovado pela ANEEL, será adotado como valor de referência válido para todo o período do contrato.

O valor de referência será atualizado para as datas de reajuste em processamento - DRA e na data de referência anterior – DRP quando do reajuste tarifário do concessionário de distribuição através da fórmula de reajuste que contempla os índices de inflação interna, preços internacionais de combustíveis e a variação cambial, esta fórmula apresenta a seguinte forma:

$$VNi = VN_{0i} * \left[K_{1i} * \frac{IGPM_{1i}}{IGPM_{0i}} + K_{2i} * \frac{COMB_{1i}}{COMB_{0i}} + K_{3i} * \frac{IVC_{1i}}{IVC_{0i}} \right]$$

Onde:

- VN_i - Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato de compra de energia anterior a DRA ou DRP.
- VN_{0i} - Valor Normativo vigente no mês de registro do contrato de compra de energia referido ao mês de publicação desta resolução.
- K_{1i} – fator de ponderação do índice IGP-M.
- K_{2i} – fator de ponderação do índice de combustíveis.
- K_{3i} – fator de ponderação do índice de variação cambial.

- $IGPM_{1i}$ – valor do índice geral de preços ao mercado, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas - FGV , no mês anterior à data de atualização do VN.
- $IGPM_{0i}$ – valor do índice geral de preços ao mercado, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas - FGV , no mês anterior à data de entrada em vigor desta Resolução.
- $COMB_{1i}$ – valor do índice do combustível, no mês anterior à data de atualização do VN[12].
- $COMB_{0i}$ – valor do índice do combustível, no mês anterior à data de entrada em vigor desta Resolução.
- IVC_{1i} – média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior à data de atualização do VN.
- IVC_{0i} – média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior à data de entrada em vigor.

Sobre os fatores de ponderação, são impostas restrições tais que a soma de todos os fatores seja um e que o mínimo estipulado para K_{1i}, seja de 0,3 para todas as fontes. O índice de combustível (COMB) também apresenta restrição onde o mesmo só será utilizado em contratos que utilizem derivados de petróleo ou gás natural. e uma vez utilizado, será obtido pela multiplicação do índice CM, definido no artigo 2º da Portaria Interministerial MF/MME nº 90, de 29 de abril; de 1999, pelo índice ICV. Dessa forma, podemos concluir que, para contratos que não utilizem os derivados de petróleo ou gás natural, como o caso da energia eólica, o fator $K2_i$, será igual a zero.

A flexibilização dos fatores de ponderação K_{1i}, K_{2i} e $K_{3i,}$ que atualizam os valores normativos, permitem que, uma vez justificadas as alterações, os valores da energia não fiquem fixados a valores mínimos ao longo do contrato.

No Capítulo 7, dentro da análise econômica de novos projetos, serão abordadas várias combinações para K_{1i}, K_{2i} e K_{3i} além de descrita a evolução dos índices de inflação interna, combustíveis e câmbio e seus valores atuais na escolha das melhores opções de reajustes.

[12] Em nota de esclarecimento sobre Valores Normativos, a ANEEL utiliza como referência para os índices de combustíveis as Publicações ARGUS US Products Report e Platt's Oilgram U.S. Marketscan (ANEEL, 1999)

5.5 Projeto de Lei do Senado nº 27/1996

O Projeto de Lei do Senado nº 27, de 1996, de autoria do Senador Edson Lobão regulamenta a criação de um Programa de Incentivos a Energias Renováveis – PIER que visa promover o desenvolvimento das energias termossolar, fotovoltaica e eólica objetivando sua produção e utilização em sistemas isolados de pequeno porte. O PIER também procura incentivar a utilização da energia solar para o aquecimento de água evitando assim o consumo de energia elétrica destinado ao mesmo fim. O estabelecimento de cooperativas de produtores e usuários de energia eólica e solar também são metas de incentivos e estímulos do Programa.

Para a execução de seus objetivos, o PIER contará com recursos orçamentários específicos e recursos de empréstimos a serem obtidos junto a agências nacionais e internacionais de fomento. Dentre outras formas de captação de recursos estipuladas no Projeto de Lei, o PIER também contará com 40% dos recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, instituída no Decreto nº 41019, de 26 de fevereiro de 1957, e recursos provenientes da alienação de empresas de energia elétrica sob controle acionário, direto ou indireto da União, ou de ativos patrimoniais das mesmas (montante de 10% do apurado em cada parcela).

Para a gerência e acompanhamento dos recursos destinados ao PIER, além dos projetos por ele atendidos, o Projeto de Lei prevê a criação de um Conselho Diretor composto de doze membros sendo seis indicados pelo Poder Executivo e seis representantes da sociedade onde, todos os membros do Conselho Diretor terão mandatos de três anos.

Os recursos captados para o Programa de Incentivos a Energias Renováveis, segundo o Projeto de Lei, obedecerão uma distribuição percentual de projetos em energia termossolar, fotovoltaica e eólica segundo as seguintes porcentagens:

- 20% para programas de pesquisas, desenvolvimento e demonstração;
- 30% para projetos destinados a sistemas isolados de pequeno porte;
- 30% para projetos destinados ao aquecimento de água pela energia solar em habitações populares;
- 15% para projetos a serem desenvolvidos por cooperativas de produtores ou usuários, em área rural;
- 5% destinados para o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios – PRODEEM (Decreto de 27 de dezembro de 1994).

As aplicações dos recursos do PIER são classificadas como empréstimos reembolsáveis, a juros baixos e prazos longos, sem ou com carência para início de pagamento. No caso das

aplicações em programas de pesquisa, desenvolvimento e demonstrações envolvendo entidades de pesquisa, privadas ou governamentais, independentes ou vinculadas a instituições de ensino ou a fabricantes de equipamentos, as operações poderão ser feitas a fundo perdido dada a grande relevância dos possíveis projetos para o interesse nacional, além dos mesmos apresentarem condições inviáveis para retorno imediato. As aplicações previstas para o PRODEEM também serão consideradas operações a fundo perdido, caracterizando-se, assim, como doações.

Em sua justificativa para a implantação desse Projeto de Lei, o Senador Edson Lobão mostra a necessidade imediata da implementação de incentivos para o desenvolvimento da energia solar e eólica como opção energética renovável e não poluente. Uma significativa parcela da população brasileira seria beneficiada com estímulos a essas tecnologias, principalmente aquelas desfavorecidas do fornecimento convencional de energia. Esse Projeto de Lei, ao valorizar a opção solar, também apresenta destaque no objetivo de substituir os chuveiros elétricos por sistemas termossolares. Sendo um dos grandes vilões do consumo de energia elétrica nas residências e também um dos responsáveis pelos picos de energia no horário de ponta, a substituição dos chuveiros elétricos representa, além de uma redução dos custos domésticos com energia elétrica, uma economia para as concessionárias, permitindo assim melhorar o perfil da curva de demanda ao diminuir o pique de consumo dos banhos que ocorrem durante as faixas de ponta de consumo elétrico.

Sobre o aporte financeiro para a implementação dos projetos relacionados no Projeto de Lei, a proposta não é de aumento de custos mas sim o remanejamento de recursos já existentes. A Reserva Global de Reversão – RGR engloba recursos recolhidos de todas as concessionárias do setor elétrico que têm por finalidade prover a viabilidade econômica para reversão, encampação, expansão e melhoria os serviços públicos de energia elétrica (Decreto 41.019, de 26 de fevereiro de 1957). Dentro da finalidade da RGR, propõe-se que 40% das parcelas mensais da quota anual de reversão sejam destinados para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia dentro das distribuições percentuais mostradas no escopo do Projeto de Lei.

Com a diminuição da participação do Estado no setor elétrico, eliminando-se monopólios e abrindo-se novas perspectivas de atuação para o capital privado, nacional e estrangeiro, essa proposta de lei torna-se propícia no contexto de um novo cenário do setor elétrico. O Estado, dentro desse novo cenário, tem reduzido sua atuação como executor de empreendimentos de geração de energia elétrica. Por outro lado, sua responsabilidade como poder concedente, controlador e fiscalizador tem crescido nos últimos anos quando o planejamento da produção energética deixa de ser impositivo para assumir um caráter mais indicativo. Dentro desse contexto, o Projeto de Lei apresenta-se como uma garantia de novos investimentos em fontes alternativas de energia.

Em correspondência enviada pela Subsecretaria de Relações Públicas do Senado Federal em resposta à solicitação feita ao "Serviço 0800 SENADO – A Voz do Povo" no dia 8 de agosto de 2000, nos informou que o Projeto de Lei nº 27/96 do Senador Edson Lobão, já aprovado na Comissão de Constituição e Justiça, ainda tramita pelo Senado aguardando parecer, na Comissão de Assuntos Econômicos, do Senador José Roberto Arruda. Fax enviado pela assessoria do Senador Edson Lobão, datado no dia 30 de outubro de 2000, informa que o Projeto já fora aprovado pela Comissão de Assuntos Econômicos e que tramita agora na Comissão de Serviços de Infra-Estrutura onde o senador Roberto Requião foi designado relator.

5.6 Substitutivo ao Projeto de Lei nº 2905-2000

O Substitutivo ao Projeto de Lei nº 2.905 de 2000, na forma apresentada pelo seu redator, o então Deputado Federal José Carlos Aleluia, mostra-se uma das mais importantes iniciativas legislativas para o desenvolvimento e competitividade das fontes renováveis de energia: energia solar, energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas - PCH.

O Substitutivo ao Projeto de Lei - SPL não trata apenas da regulamentação e de incentivos a fontes alternativas. Em seu artigo 2º, o substitutivo propõe mudanças sobre a aquisição dos serviços de eletricidade de Itaipú, ao dar nova redação aos artigos 3º, 4º, 5º, 6º, 7º e 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973. Também no artigo 3º, o SPL propõe mudanças de algumas normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos referentes à Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Dentre as modificações propostas no artigo 3º da SPL, destaca-se a nova redação do artigo 6º da Lei nº 9.074. Em sua redação original, o artigo 6º diz que a implantação de usinas termelétricas destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou autorização. Na nova redação proposta pelo SPL, a implantação, tanto de usinas termelétricas quanto a geração de energia elétrica por fontes alternativas, seria objeto de autorização da ANEEL.

Os artigos 1º, 4º, 5º, 6º e 7º do Substitutivo tratam, de forma inovadora e imprescindível, de questões várias vezes defendidas em diversos eventos, seminários e reuniões abordando fontes alternativas para o Brasil. Trata-se, sem dúvida, de uma das mais importantes iniciativas para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia no Brasil. Entre os vários pontos contemplados pelo Substitutivo destacam-se:

- Diferenciação de valores de referência de geração para as fontes renováveis e de tarifas de suprimento e fornecimento para cooperativas, permissionários e autorizadas, em função de parâmetros técnicos e econômicos;

- Estabelecimento da Conta de Desenvolvimento Energético visando promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes renováveis;
- Estímulo à substituição do uso dos derivados de petróleo, em particular nos motores a diesel, para a geração de energia elétrica;
- Extensão aos empreendimentos a partir de fontes eólica, solar e biomassa dos mesmos incentivos anteriormente concedidos às PCH's;
- Extensão às fontes renováveis do acesso aos financiamentos, com recursos do setor elétrico, nas mesmas condições dispensadas a outras atividades do setor;
- Obrigatoriedade de compra, pelas concessionárias, da energia gerada através do uso de fontes renováveis até o limite de 10% dos seus mercados de fornecimento, garantindo condições econômicas mínimas de geração e contribuindo para a universalização do serviço público de energia elétrica;
- Obrigatoriedade do estabelecimento de metas pelas concessionárias e permissionárias para a universalização do serviço público de energia elétrica;
- Proposição da realização de licitação para contratação de permissões, mesmo em áreas já concedidas, inclusive com a utilização de mecanismo de subcontratação, com vistas a garantir a referida universalização do atendimento aos consumidores;

5.6.1 Artigo 1º - Recursos da Reserva Global de Reversão

Eu seu artigo 1º, o SPL prevê que o destino dos recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, além das metas já estipuladas no artigo 13 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, também deverão contemplar programas de eletrificação rural especialmente em áreas urbanas e rurais de baixa renda, programas de eficiência energética, concessão de financiamento para a implantação do Operador Nacional do Sistema – ONS e projetos de produção a partir de fontes eólica, solar, biomassa e PCH's além das termelétricas associadas a esses empreendimentos. Todos os recursos previstos para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia, segundo a SPL, seriam então de fundos já existentes, regulamentados e recolhidos mensalmente pelas empresas concessionárias de energia. Não seria, nesse caso, a criação de novos fundos e sim o melhor aproveitamento da RGR para fontes alternativas de energia.

5.6.2 Artigo 4º - A participação da ANEEL

O artigo 4º da SPL dá nova redação a alguns incisos dos artigos 3º, 13, 15, 17 e 28 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Essa Lei disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. No artigo 13 dessa Lei é discutida a taxa anual de fiscalização recolhida a ANEEL e seu uso. Dos recursos arrecadados, 50% no mínimo deverão ser destinados para aplicação em investimentos no setor elétrico das Regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, dos quais, metade deverá ser empregada em programas de eletrificação rural, conservação e uso racional de energia e atendimento de comunidades de baixa renda. O SPL dá nova redação ao inciso III do § 2º do artigo 13 onde amplia a possibilidade de contratos diretos dos recursos já citados. Além dos Estados, Municípios, concessionárias e permissionárias (já são previstos na Lei nº 9.427), também são contempladas as cooperativas de eletrificação rural visando a universalização dos serviços.

A nova redação ao artigo 26 da Lei nº 9.427 proposta pela SPL, propõe que a ANEEL estipule um percentual de redução a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de sistemas hidráulicos de potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 10 MW destinados à produção independente (Inciso I do artigo 26 da Lei nº 9.427). Esse percentual de redução também contemplará empreendimentos em fontes alternativas de energia como a energia eólica, solar e biomassa que estejam dentro dos limites entre 1 MW e 10 MW. Também é assegurada a participação nas vantagens e no rateio de possíveis ônus dos empreendimentos em fontes alternativas de energia que funcionarem de forma integrada e ou de forma interligada ao sistema elétrico. Os §§ 1º e 2º do inciso V do artigo 26 da Lei 9.427, segundo a SPL, terá a seguinte redação:

> V – os acréscimos de capacidade de geração, objetivando o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico.
> § 1º. A ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo da produção ao consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos de que trata o inciso I deste artigo e para os empreendimentos de geração não hidrelétrica a eles associados para aumento de sua disponibilidade energética e garantia dos compromissos de fornecimento, e para os empreendimentos a partir de fontes eólica, solar e biomassa dentro dos limites de potência estabelecidos no referido inciso I.

> § 2º. Ao aproveitamento referido nesse artigo, que funcionar interligado e/ou integrado ao sistema elétrico, é assegurada a participação nas vantagens técnicas e econômicas da operação interligada, especialmente as que visem mitigar os riscos hidrológicos garantindo-lhes disponibilidade energética, devendo também submeter-se ao rateio do ônus, quando ocorrer.

As mudanças na Lei nº 9.427, propostas no artigo 4º do SPL, abordam outros pontos além desses que foram mencionados. São feitas mudanças em questões como os prazos para revisão de revisão tarifária, providências administrativas para prevenção dos efeitos da suspensão do fornecimento de energia elétrica, fiscalização do funcionamento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, entre outras. Essas propostas não serão analisadas uma vez que não afetam de modo direto o aproveitamento e desenvolvimento das fontes alternativas de energia no sistema elétrico brasileiro.

5.6.3 Artigo 5º - Normas para compra de energia e outras providências

O SPL, através das mudanças propostas no artigo 5º , torna-se de fundamental importância para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia uma vez que impõe que as concessionárias de distribuição e os agentes comercializadores contratem a energia produzida pelos empreendimentos em energia eólica, solar, biomassa e PCH's. Esse caráter impositivo da compra de energia fez com que o SPL se tornasse uma proposta tão importante quanto as principais leis destinadas ao desenvolvimento de fontes alternativas implantadas em diversos países da Europa e dos Estados Unidos. Países como a Alemanha, a Dinamarca e os Estados Unidos criaram leis para que se alavancasse a participação de novas fontes de energia em seu parque gerador. Também baseado no legado de uso de fontes limpas e de baixo impacto ambiental, a energia eólica pode se expandir através dessas leis que garantem a sua compra. Como visto no Capítulo 3, a presença de uma lei garantindo a compra da energia de fontes alternativas na Alemanha foi a grande "alavanca" para que a indústria se fortalecesse e o mercado interno crescesse estabelecendo, a cada ano, novos recordes de potência instalada.

O SPL, de modo bem similar a Lei de Alimentação de Energia implantada inicialmente pela Alemanha (vide Capítulo 3), cria a obrigatoriedade para que todas as concessionárias de distribuição e os agentes comercializadores adquiram a energia de fontes alternativas de energia (solar, eólica, biomassa e PCH's) até que as fontes atendam a 10% dos seus mercados em um prazo de 20 anos. A nova redação dos §§ 8º, 9º, 10 e 11 do artigo 10 da Lei nº 9.648, de 1998, proposta no artigo 5º do SPL regulamenta essa obrigatoriedade:

> § 8º. As concessionárias de distribuição e os agentes comercializadores contratarão, por prazo não inferior a dez anos, a aquisição de toda energia a ser produzida por empreendimentos a partir de fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, até que essas fontes atendam a 10% (dez por cento) dos seus mercados de fornecimento, no prazo de 20 (vinte) anos, devendo a ANEEL regulamentar os procedimentos.
> § 9º. A contratação se fará mediante programação anual de compra para atender o mínimo de 20% (vinte por cento) do incremento anual da energia a ser fornecida ao consumidor final pela concessionária ou agente comercializador.
> § 10. A compra e venda referida no parágrafo 8º, quando celebrada entre distribuidoras ou comercializadoras e suas controladoras ou outras sociedades controladas ou coligadas da mesma controladora, não poderá exceder a 20% (vinte por cento) da quantidade anual programada.
> § 11. A concessionária de distribuição, que alcançar o objetivo previsto no parágrafo 8º no prazo de até 5 (cinco) anos, fica desobrigada da condição constante do parágrafo anterior.

Como critério de repasse dos custos da energia das fontes alternativas de energia entre as concessionárias e o consumidor final, deverá ser considerado o valor de referência de geração de energia elétrica (VR) que será estipulado periodicamente pela ANEEL como o valor médio de geração de novos empreendimentos de geração hidráulica com potência superior a 30 MW e termelétrica a gás natural (§§ 12 e 13). Dessa forma, ficam estabelecidos os seguintes valores de referência para as fontes alternativas de energia[13]:

- Energia Eólica – 1,75 x VR
- Energia Solar – 4,15 x VR
- Biomassa – 1,40 x VR
- Pequenas Centrais Hidrelétricas – 1,25 x VR

As mudanças no artigo 11 da Lei 9.648, de 1998, alteram os prazos e a abrangência da aplicação dos recursos da Conta Comum de Combustível - CCC. Quanto ao prazo de vigor da

[13] Estes valores devem ser revisados pela ANEEL a cada cinco anos

CCC, fica estendido para vinte anos, em substituição à redação original da Lei que previa a extinção do recurso em quinze anos a partir de 1998 (data da publicação da Lei). A utilização dos recursos da CCC, no novo prazo estabelecido de vinte anos, contempla as PCH's, e os sistemas de energia eólica, solar, biomassa e gás natural que venham a ser implantados em sistemas elétricos isolados e substituam a geração termelétrica que utilize combustíveis fósseis ou desloque sua operação para atender ao incremento do mercado fornecedor de energia elétrica.

Ainda nas alterações do artigo 11, da Lei 9648 de 1998, prevê-se a criação da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE que terá duração de vinte anos. Ela deverá ser regulamentada pela ANEEL e administrada pela ELETROBRÁS, objetivando o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas como a energia eólica, energia solar, biomassa, PCH's, gás natural e carvão mineral em todas as áreas atendidas pelo sistema interligado.

Os recursos da CDE serão provenientes de pagamentos anuais dos vencedores de licitações para o aproveitamento hidrelétrico sendo acrescidos, em 2003, de quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com o consumidor final. Os recursos da CDE serão utilizados segundo as normas descritas em todo o § 4º do artigo 11-A da nova redação proposta pelo SPL. Os recursos da CDE cobrem o pagamento das possíveis diferenças entre o valor de referência de geração das fontes eólica, solar biomassa e PCH's e o valor de referência de geração de energia elétrica (VR) descrito anteriormente como valor base para ponderação dos repasses de custos para a tarifa do consumidor final. Os §§ 6º e 7º mostram que projetos contemplados pela compra de energia descrita nos §§ 7º a 11 do artigo 10 não poderão receber, simultaneamente, outros recursos da CDE além dos recursos destinados a energia eólica, solar , biomassa e PCH's não poderão ultrapassar 40% dos recursos da CDE em uma única fonte de energia.

5.6.4 Artigos 6º e 7º - Universalização do serviço público de energia elétrica

Para promover uma melhor distribuição da rede elétrica entre as comunidades não atendidas pelo serviço, caberá à ANEEL estipular metas para cada concessionária e distribuidor de energia elétrica. Das propostas contidas no SPL para a expansão da eletrificação, destacam-se:

- Fixação de áreas promissoras onde a instalação e a expansão da carga deverá ser atendida sem ônus de qualquer espécie para os solicitantes;

- A ANEEL deverá considerar, durante a regulamentação das metas propostas, fatores como a taxa de atendimento das concessionárias e distribuidoras além da capacidade técnica e econômica necessárias para a expansão dos serviços;
- Para as áreas desfavoráveis ou de expansão decrescente, caberá a ANEEL estabelecer normas para o financiamento parcial ou total das obras de expansão da rede elétrica solicitadas.

O valor do financiamento deverá ser restituído ao solicitante pela concessionária ou distribuidor da região em questão após os prazos de carência de modo que o solicitante receba seu benefício sem nenhum ônus. Quando o financiamento para a expansão da rede elétrica for feito por órgãos públicos, as concessionárias ou distribuidoras deverão, de igual modo, restituir às instituições envolvidas no financiamento, cabendo a ANEEL disciplinar o prazo de carência

Para a expansão dos serviços de distribuição da rede elétrica em áreas cujos contratos contenham cláusulas de não exclusividade, a ANEEL deverá promover licitações para contratação de permissões para o atendimento de serviços de energia elétrica. No fornecimento de serviços de energia elétrica, os permissionários poderão se valer dos serviços tradicionais além da possibilidade de atendimento simultâneo, através de associações ou autorizações, através de fontes solar, eólica, biomassa e PCH's.

Os parágrafos dos artigos 6º e 7º do SPL mostram, com detalhes, as regras para se promover a universalização dos serviços de energia elétrica onde, uma vez que a SPL seja publicado, deverá ser regulamentada pela ANEEL.

5.6.5 Considerações finais sobre o SPL

Como já foi dito, o SPL nº 2.905/2000 é uma das mais importantes iniciativas para se garantir o desenvolvimento do uso de fontes alternativas de energia no sistema elétrico brasileiro. Com uma posição mais agressiva e objetiva com relação às fontes alternativas de energia, o Substitutivo equipara-se as grandes iniciativas feitas em países da Europa no sentido de promover o desenvolvimento e a penetração das fontes alternativas no parque gerador de energia elétrica.

Já discutidos em vários congressos, encontros, reuniões e seminários, as questões apresentadas mostram a consolidação de várias reivindicações de diversos grupos ligados a fontes alternativas de energia em todo o Brasil. Os impactos das medidas propostas no SPL refletem uma conscientização, ainda que tardia, da necessidade do aproveitamento dos recursos naturais brasileiros para a utilização de fontes limpas de energia.

A grande importância desse Projeto de Lei pode ser vista no apoio de várias instituições ligadas a fontes alternativas de energia. Dezoito organizações da sociedade civil presentes em reunião para constituição da Rede Nacional de Organizações da Sociedade Civil para Energias Renováveis – RENOVA (dias 16 e 17 de julho de 2000 – Praia do Forte – BA), preocupadas com a necessidade de diversificação da matriz energética nacional e de sua manutenção com um perfil renovável e limpo, e ainda com o atendimento energético das populações de baixa renda, aprovaram uma declaração pública de apoio dos artigos 1º, 4º, 5º, 6º e 7º do SPL. Dentre as instituições presentes citamos a Winrock International – Brasil, o Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Energias Renováveis – IDER, a Fundação Teotônio Vilela, a Associação dos Pequenos Agricultores do Município de Valente – APAEB, entre outros.

Ainda em tramitação na Câmara dos Deputados, espera-se que, em breve, o SPL seja votado e aprovado nascendo assim um novo momento para as fontes alternativas de energia no Brasil. A necessidade e a emergência de novas metas e instrumentos que facilitem o desenvolvimento e a penetração de fontes alternativas de energia na matriz energética coloca o SPL como questão de ordem justificando a aceleração dos trâmites para sua votação e aprovação em tempo oportuno.

5.7 Conclusão

O setor elétrico brasileiro, diante das novas taxas de crescimento de consumo e da não realização de investimentos em geração tanto pelo governo no momento pré-privatizações quanto pelo setor privado pós-privatização, se vê diante de uma crise de abastecimento de energia elétrica a curto prazo aumentando assim, os riscos de déficit de abastecimento. Nesse contexto, o governo se vê obrigado a investir na geração propondo, de uma forma mais imediatista, a criação do Programa Emergencial de Centrais Térmicas – PECT. Duramente criticado, esse Programa apresenta algumas falhas como descritas no item 5.1. A transferência dos riscos cambiais repassados diretamente ao custo das tarifas e condições especiais para a sua viabilização são algumas das críticas ao Programa.

Dentro desse contexto, foram elaboradas Leis e Decretos que viabilizam a utilização de fontes alternativas no contexto nacional. Em especial, a energia eólica apresenta importantes características técnicas e econômicas que a colocam entre uma das melhores opções abordadas pela legislação vigente no Brasil para a viabilidade de fontes alternativas. As Leis e Decretos analisados neste capítulo são aquelas que influenciam direta ou indiretamente a utilização da energia eólica na geração de eletricidade tanto para o abastecimento no sistema interligado quanto em sistemas isolados.

Os recursos da CCC já estão disponíveis para utilização em fontes alternativas na substituição ou redução dos combustíveis usados nas plantas termelétricas em sistemas isolados. Essa medida é mais uma possibilidade de subsídio também para a geração alternativa de energia. Com prazos fixos para o encerramento do subsídio da CCC, projetos em fontes renováveis que objetivam sua utilização devem atentar para os fatores de ponderação dos repasses e também para o fim dos recursos. A utilização dos recursos da CCC em sistemas isolados para o aproveitamento de fontes alternativas é, sem dúvida, uma importante iniciativa tanto para a redução dos custos e riscos ambientais envolvidos no transporte e uso de combustíveis quanto na penetração dessas fontes em comunidades isoladas. Nos próximos capítulos serão mostradas as condições técnicas para a viabilidade econômica do uso da energia eólica absorvendo os recursos da CCC, conforme regras estipuladas na Resolução da ANEEL nº 245/99.

O estabelecimento dos valores normativos pela ANEEL, contidos na Resolução nº 233/99, também reflete um importante ponto de partida para o estabelecimento de regras de repasse e também do valor de referência para a venda de energia tanto de fonte eólica quanto das demais fontes alternativas e renováveis de energia. O Valor Normativo é um instrumento que possibilita a competitividade de compra e venda de energia também pelas fontes não convencionais. Passado um ano desde sua publicação, podemos comprovar a utilização dos mecanismos abordados na resolução nº 233/99 na venda de energia eólica nos parques de Taíba – CE, Prainha – CE e Palmas – PR. Os valores de referência e as regras de reajuste anual possibilitam a viabilidade de futuros projetos em energia eólica (além de outras fontes já abordadas) que, utilizando-se das regras vigentes, estarão participando na diversificação da matriz energética nacional, na livre comercialização da energia.

Além das leis, decretos e resoluções já em vigor, existem, em trâmite pelo Congresso e pelo Senado Federal, dois importantes Projetos de Lei que procuram promover, de uma forma mais específica, o desenvolvimento e a disseminação das fontes renováveis de energia na matriz energética nacional. O Projeto de Lei do Senado nº 27, de 1996, do Senador Edson Lobão é uma das mais antigas iniciativas para a implantação do Programa de Incentivos a Energias Renováveis – PIER que tem por finalidade ratear parte dos recursos da RGR para pesquisas, desenvolvimentos, projetos e também para o programa PRODEEM. Esse Projeto, em trâmite pelo Senado desde 1996, mostra, de certa forma, as dificuldades por que um Projeto de Lei passa até que seja votado transformando-se em lei.

Encerrando este capítulo, também foi analisado o Substitutivo ao Projeto de Lei nº 2905/2000 de autoria do Dep. José Carlos Aleluia. Esta Proposta de Lei é, em sua essência, uma das mais importantes e revolucionárias propostas de desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil. Como visto no item 5.6, essa Proposta engloba importantes fatores que garantem a participação de fontes alternativas de energia na compra e venda de energia dentro do mercado

livre de energia. Comparada com as grandes iniciativas de países europeus voltados para o aproveitamento mais significativo de fontes limpas de energia, o Projeto de Lei do Dep. José Aleluia traz a viabilidade de projetos alternativos de forma mais competitiva e justa diante das fontes convencionais de geração de energia.

Uma outra importante iniciativa para a energia eólica no Brasil foi a proposta do Senador José Jorge para estender os benefícios, que são atualmente concedidos para às pequenas centrais hidrelétricas, para o aproveitamento também da energia eólica. Essa Proposta está redigida no Projeto de Lei do Senado nº 573, de 1999 e altera os dispositivo da Lei nº 9.427/1996 (regulamentação da ANEEL) nos seguintes pontos:

- Redução de pelo menos 50% dos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição;
- Possibilidade de comercialização de energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

Essa matéria encontra-se em trâmite na Comissão de Serviços de Infra-Estrutura cujo relator é o Senador Juvêncio de Fonseca. Dada a importância da utilização de fontes renováveis de energia na matriz energética nacional, o Senador José Jorge, autor da proposta, declara:

> "... diante das enormes vantagens associadas ao uso de fontes renováveis de energia, que são consideradas limpas, é muito importante que o país fortaleça a viabilidade de tecnologias que, ainda que muito promissoras, necessitam de respaldo econômico"(EOLICA, 2000)

A legislação é uma das mais importantes ferramentas para o desenvolvimentos de fontes renováveis no Brasil. As leis já em vigor mostram uma iniciativa de absorção dessas fontes na matriz energética nacional tanto em sistemas isolados quanto no sistema interligado. Mas ainda não é o suficiente. A necessidade de mecanismos mais ousados e adaptados para uma rápida absorção dessas fontes se mostram imprescindíveis. A busca de novas fontes de geração de energia elétrica não pode descaracterizar a vocação renovável do sistema elétrico nacional. O reconhecimento dos potenciais renováveis e sua utilização é um dos grandes fatores para a manutenção da geração de energia limpa, característica do sistema hidrelétrico nacional.

Como visto no Capítulo 4, o potencial eólico do Brasil é favorável para a utilização dessa tecnologia em grande escala. A criação e a aplicação de leis que possibilitam novos projetos em energia eólica (além dos projetos de lei que encontram-se em trâmite) são instrumentos que tornam o uso do vento, recurso natural abundante em toda a costa do Nordeste além de outras regiões, uma das mais importantes alternativas energéticas que, além de

possibilitar uma rápida penetração no fornecimento de energia, também garante uma geração limpa e ecologicamente “bem-vinda”!

CAPÍTULO 6

ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA

O estudo do potencial eólico de uma determinada região apresenta grande importância em diversas áreas de pesquisa e desenvolvimento. A influência do regime de vento pode ser vista na agricultura, nos efeitos climáticos, no sistema e planejamento de navegação aérea e marítima. O mínimo de conhecimento sobre o comportamento do vento ao longo de um período torna-se de fundamental importância para que empreendimentos, projetos ou previsões envolvendo a ação do vento sejam bem sucedidos. Dentro da área de meteorologia, o desenvolvimento de modelos climatológicos cada vez mais complexos, exigem conhecimento cada vez mais preciso sobre o comportamento do vento, as variações de velocidade e direção ao longo do dia, do mês e também nos períodos sazonais. A busca de alta qualidade na medição e no tratamento de dados eólicos torna-se imprescindível para análises mais precisas nas diversas aplicações que envolvem o uso e a influência dos ventos em uma determinada região.

Para a utilização dos ventos para geração de energia elétrica, os procedimentos para medição, os tratamentos dos dados e a análise do comportamento do vento com relação ao local, apresentam características particulares onde a qualidade de cada aspecto da avaliação técnica pode comprometer o sucesso ou o fracasso de um empreendimento eólico. A questão dos dados de vento no Brasil se depara com vários desafios uma vez que várias instituições participam de coleta e processamento desses dados voltados para finalidades específicas de cada uma. Sendo assim, foram criadas algumas redes anemométricas onde, órgãos como o INMET (agricultura), o DEPV (aviação), o Ministério da Marinha, e o CEPEL (levantamento do potencial eólico) entre outros, participam na troca de dados e estudos sobre aproveitamento dos dados para finalidades específicas de cada instituição.

Cada instituição adota critérios próprios na coleta e armazenamento de dados. de cada estação, podendo variar tanto na altura dos sensores quanto na quantidade de informações coletadas durante o dia. Em geral, a coleta de dados realizada pelos serviços de meteorologia é bastante extensa pois cobre longos períodos de tempo. Por outro lado, em virtude da grande extensão territorial do Brasil, a quantidade de estações não é suficiente para cobrir todas as regiões para um mapeamento mais preciso. No Brasil, a necessidade de se dispor de dados confiáveis sobre o regime dos ventos, visando o aproveitamento da energia eólica, só foi reconhecida muito recentemente[14]. Por isso não existem bancos de dados automatizados sobre a

[14] A iniciativa do Atlas do Potencial Eólico Nacional pela ELETROBRÁS, em 1978 (abordado no Capítulo 4 seção 4.5.1) não tinha, em seus objetivos, a medição para fins de utilização dos ventos para

velocidade e direção dos ventos para a maioria das regiões do País. Apenas em algumas poucas localidades, foram instaladas estações meteorológicas com a finalidade específica de obter dados de velocidade do vento para geração de energia. (SILVA,1999).

O Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), do Ministério da Agricultura, dispõe de observações que cobrem várias dezenas de anos. Essas informações referem-se à mais extensa rede de estações meteorológicas do País. A Diretoria de Hidrografia e Navegação – DHN, pertencente ao Ministério da Marinha e a Diretoria de Eletrônica e Proteção ao Vôo – DEPV, pertencente ao Ministério da Aeronáutica também possuem registros de mais de 40 anos. Além dessas fontes de dados, existem outras instituições de coleta de dados de vento, entre elas, o CEPEL, a EMBRAPA, a ANEEL, as Secretarias Estaduais de Agricultura e várias concessionárias de energia elétrica. Com a falta de um objetivo comum entre todas as instituições envolvidas na medição de dados (cada qual adquiria seus dados conforme suas necessidades), a utilização desses dados para geração elétrica a partir do vento tornou-se um grande desafio gerando pesquisas para o desenvolvimento de métodos que garantam o seu aproveitamento. Além de uma grande variedade de instrumentos utilizados para coleta dos dados de vento (instrumentos como anemômetros de leitura direta, anemógrafos mecânicos e sistemas automáticos de aquisição de dados como podem ser vistos na figura 6.1), as estações apresentavam diferentes alturas de fixação dos sensores, além de diferentes períodos de leituras de dados. A tabela 6.1 apresenta um panorama atual da situação da coleta de dados de vento no Brasil.

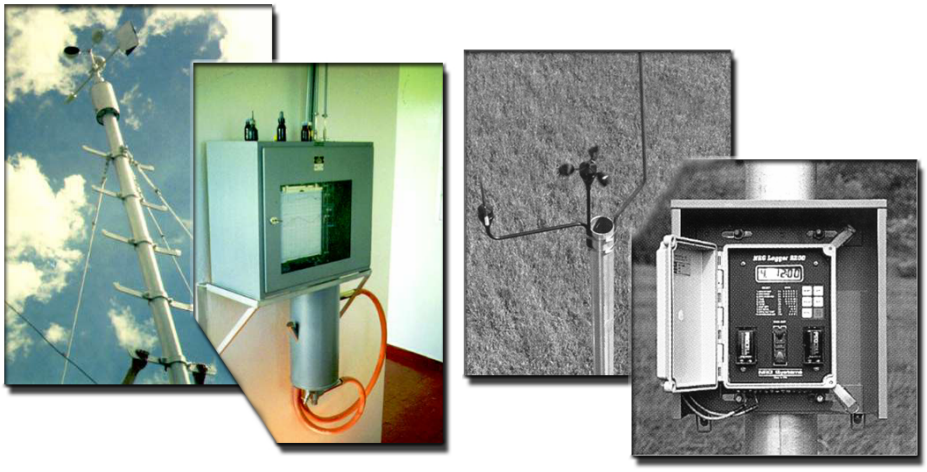


Figura 6.1 – a) Anemógrafo mecânico b)sistema automático de coleta de dados de vento

---

geração de energia elétrica. No início da década de noventa, quando novos projetos em fontes alternativas passaram a se concretizar, a necessidade de medições específicas para o aproveitamento eólico na geração tornou-se mais notória.

Tabela 6.1 – Panorama da situação da coleta de dados de vento em 1998

Instituição	***Nº de Estações***
INMET (3 leituras diárias)	300
INMET (anemogramas)	164
Minist. da Aeronáutica (DEPV e INFRAERO)	51
Minist. da Marinha (estações costeiras)	43
CEPEL/ ELETROBRÁS (linhas de transmissão)	35
CEPEL/ ELETROBRÁS (energia eólica)	12
CEMIG	60
COPEL	25
SIMEPAR	40
CELESC	17
COELCE	13
ANEEL/INPE	26
SIVAM	100

(Fonte: ARAÚJO, 1998)

Uma vez com os dados históricos do regime de ventos de uma determinada região, a forma como esses dados são disponibilizados também influencia na qualidade de informação do local. Vários anos de medição contínua acumulam uma quantidade de dados muito grande, formando, assim, a série histórica dos dados de vento da localidade. Dessa forma, a disponibilização dos dados na sua íntegra torna-se inviável, mesmo porque, a série histórica representa, para muitas instituições, um patrimônio de muito valor. A fim de facilitar a disponibilização de dados relativos a séries históricas são fornecidos parâmetros estatísticos tais como a velocidade média ($\overline{V}$) e o desvio padrão (σ).Outra forma de representar a série histórica está na utilização de vários modelos estatísticos que possibilitam associar a distribuição de velocidade e a curva de freqüência de velocidade

Tão importante quanto os sistema de aquisição de dados e sua representação estatística, a qualidade da análise dos fatores que influenciam o regime de ventos em uma determinada localidade também pode determinar o sucesso ou não de empreendimentos na utilização dos ventos para geração de energia elétrica. As características do relevo, da rugosidade do solo e dos obstáculos distribuídos ao longo da região, influenciam fortemente no efeito global do regime de ventos em uma determinada localidade. No Apêndice, cada um dos fatores que influenciam no regime de vento é descrito com detalhes. Esses fatores devem ser considerados na escolha do local e também em uma análise mais precisa da estimativa de produção de energia naquele local.

Para o estudo da viabilidade técnica serão utilizados dados do Atlas Eólico do Brasil desenvolvido pelo CEPEL e pela ELETROBRÁS. Uma análise prévia desse trabalho já foi feita na seção 4.5.2. O Atlas Eólico do Brasil, em sua versão preliminar de 1999, apresenta informações básicas sobre o comportamento e as características dos ventos, as formas de

medição, os elementos que influenciam os ventos além de mapas indicativos do potencial eólico de alguns estados da Região Norte e Nordeste. Nessa edição, a análise dos dados não considera a topografia e a rugosidade de cada região representando, assim, uma característica mais indicativa da ordem de grandeza da velocidade dos ventos. Os dados apresentados no Atlas fazem referência à velocidade média dos ventos, ao desvio padrão e aos parâmetros da distribuição de Weibull tanto para média anual quanto para a media sazonal. Esses dados representam a consolidação de informações de diversas instituições e, após análise e tratamento das séries históricas, apresentam as regiões de grande potencial para o aproveitamento eólico na geração de energia elétrica. O caráter indicativo do Atlas, em sua versão preliminar, pode ser determinado pela quantidade reduzida de estações anemométricas em comparação à extensa área territorial das regiões envolvidas.

Utilizando os dados disponíveis no Atlas, poderá ser calculada a energia média anual gerada por alguns modelos de turbinas eólicas. A energia gerada pelas turbinas servirá de base para a análise de viabilidade econômica. Neste Capítulo serão abordados os aspectos da representação estatística dos ventos, os fatores de influência, os dados do Atlas Eólico do Brasil e a geração de energia elétrica por turbinas eólicas nas condições apresentadas no Atlas.

Dessa forma teremos a estimativa do fator fundamental de uma análise de viabilidade técnica que é a estimativa da energia gerada pelas turbinas. Com esse valor, teremos um dos mais importantes dados para a análise de viabilidade econômica abordada no próximo Capítulo.

6.1 Fatores que influenciam o regime de ventos

O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator que é influenciado pela variação de velocidade do vento ao longo do tempo. As características topográficas de uma região também influenciam o comportamento dos ventos uma vez que, em uma determinada área, podem ocorrer diferenças de velocidade ocasionando a redução ou aceleração na velocidade vento. Além das variações topográficas e também de rugosidade do solo, a velocidade também varia seu comportamento com a altura.

Tendo em vista que a velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias (algumas centenas de metros), os procedimentos para avaliar o local no qual se deseja instalar turbinas eólicas devem levar em consideração todos os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento. Entre os principais fatores de influência no regime dos ventos destacam-se:

- A variação da velocidade com a altura;

- A rugosidade do terreno, que é caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções;
- Presença de obstáculos nas redondezas
- Relevo que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar

As informações necessárias para o levantamento das condições regionais podem ser obtidas a partir de mapas topográficos e de uma visita ao local de interesse para avaliar e modelar a rugosidade e os obstáculos. O uso de imagens aéreas e dados de satélite também contribuem para uma análise mais acurada.

A figura 6.2 mostra, de uma forma genérica, como os ventos se comportam quando estão sob a influência das características da superfície do solo.

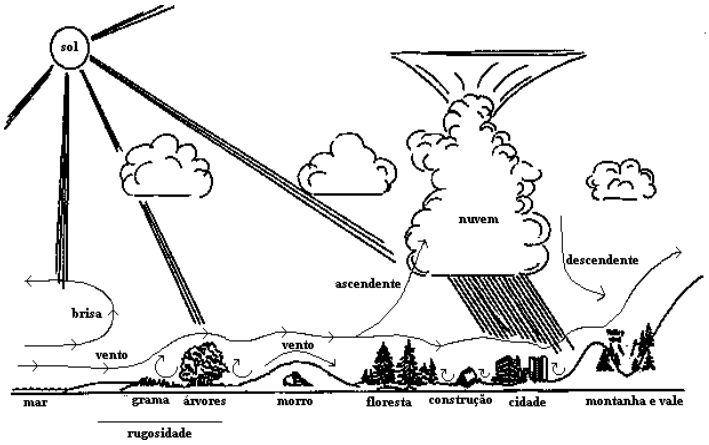


Figura 6.2 – Comportamento do vento sob a influência das características do terreno (Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

6.1.1 Variação da velocidade com a altura

O deslocamento do ar sobre a superfície da terra, como estudado na Mecânica dos Fluidos, forma uma camada limite que se estende a grandes alturas onde, em geral, o escoamento em seu interior é feito de modo turbulento. Uma vez que a altura das turbinas eólicas não ultrapassa a camada limite e, portanto, estão sujeita a turbulências, é importante conhecer o perfil da velocidade do vento ao longo de uma seção transversal , ou seja, o perfil da velocidade em relação à altura.

O estabelecimento da camada limite terrestre é complexo e sofre a influência de fatores, incluindo aqueles de origem térmica, que podem causar instabilidade na atmosfera (SILVA, 1999). Tomando como referência resultados conhecidos da Mecânica dos Fluidos, foram

desenvolvidos modelos que visam simular, mesmo que de forma aproximada, o estabelecimento da camada limite terrestre. Para utilização em problemas relacionados com o aproveitamento da energia eólica em suas diversas aplicações, costuma-se apresentar a distribuição de velocidade com a altura utilizando-se os modelos da "Lei da Potência" e a "Lei Logarítmica".

A "Lei da Potência" ("*Power Law*") é o modelo mais simples, resultado de estudos da camada limite sobre uma placa plana. Esse modelo apresenta uma vantagem na sua fácil utilização, entretanto, os resultados obtidos não possuem precisão adequada. A Lei da Potência é expressa por:

$$V(z) = V(z_r)\left(\frac{z}{z_r}\right)^n \tag{6.1}$$

onde:

$V(z_r)$ = Velocidade na altura de referência z_r

$V(z)$ = Velocidade na altura desejada z

z_r = Altura de referência

z = Altura desejada

n = Parâmetro diretamente associado à rugosidade da superfície

O valor de n é utilizado mais freqüentemente como o valor referente a uma rugosidade classe 1 onde n = 1/7. A tabela 6.2 apresenta alguns valores do fator n para diferentes tipos de superfícies.

Tabela 6.2 – Fator n para diferentes tipos de superfície

Descrição do terreno	**Fator *n***
Superfície lisa, lago ou oceano	0.10
Grama baixa	0.14
Vegetação rasteira (até 0.3m), árvores ocasionais	0.16
Arbustos, árvores ocasionais	0.20
Árvores, construções ocasionais	0.22 –0.24
Áreas residenciais	0.28 – 0.40

(Fonte: HIRATA, 1985)

A "Lei Logarítmica" é um modelo mais complexo onde é considerado o fato de que o escoamento na atmosfera é altamente turbulento. A modelagem do Perfil Logarítmico utiliza o conceito de comprimento de mistura L ("*mixing length*") definido com a utilização da constante de Von Kármán k_c e o comprimento de rugosidade z_0, que considera que a superfície da Terra nunca se apresenta perfeitamente lisa.

O modelo do Perfil Logarítmico é freqüentemente utilizado para estimar a velocidade do vento em uma altura a partir de uma altura de referência. Pode-se determinar a velocidade de vento em uma determinada altura a partir de duas expressões de perfil logarítmico: uma para a altura de referência (z_r) e outra para a altura desejada (z). Essa equação torna-se mais precisa ao considerar a rugosidade em cada expressão logarítmica das alturas z e z_c. O modelo do Perfil Logarítmico pode ser visto na equação 6.2:

$$V(z) = V(z_r)\frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \tag{6.2}$$

onde:

$V(z_r)$ = Velocidade na altura de referência z_r

$V(z)$ = Velocidade na altura z

z_r = Altura de referência

z = Altura desejada

z_0 = Comprimento de rugosidade do local

6.1.2 Influência da rugosidade do terreno na variação da velocidade

A rugosidade de um terreno é o conjunto de elementos, formado por árvores, arbustos, vegetação rasteira e pequenas construções sobre a superfície do solo, que oferecem resistência à passagem do vento e desviam a sua rota além de causar pequenas turbulências na superfície. A rugosidade de uma área qualquer é determinada pela altura e distribuição dos seus elementos. Quanto mais densa e mais alta for a sua formação, maior será a rugosidade e, portanto, maior será a dificuldade que o vento terá para se deslocar.

Em geral, nas considerações sobre o valor da variável n da "Lei de Potência" (Eq.(6.1)) e o valor do comprimento de rugosidade z_0 da "Lei Logarítmica" (Eq.(6.2)), conclui-se que ambas estão diretamente associadas à rugosidade do terreno. Um exemplo da variação do perfil da velocidade do vento em relação à diferença da rugosidade em um terreno pode ser visto na figura 6.3. Pode-se observar a influência no perfil vertical do vento devido à mudança da rugosidade do valor z_{01} para z_{02} . A altura h onde o perfil de vento se mantem o mesmo para os dois níveis de rugosidade é uma função da distância x. O perfil da velocidade do vento no terreno z_{02} é significativamente reduzido em relação ao perfil do mesmo vento vindo do terreno z_{01} onde o atrito do terreno responsável, representado pelo novo perfil de rugosidade, mostra

uma perda de energia do vento. A determinação da altura *h* torna-se de grande importância no posicionamento de turbinas eólicas em um determinado local. Quando a altura *h* de influência da mudança de rugosidade está acima da altura do rotor das turbinas eólicas, deve-se adotar um fator de correção aplicado à velocidade do vento, caso essa altura h esteja abaixo da altura do rotor, o efeito é minimizado podendo assim utilizar as medidas como válidas[15].

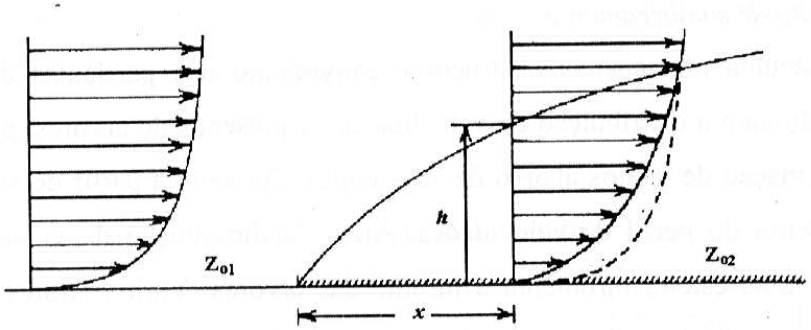


Figura 6.3 – Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento.(Fonte: TROEN,1989)

TROEN (1989) apresenta uma alternativa para determinação da altura *h* em função dos demais parâmetros existentes na mudança de rugosidade. A camada limite (altura *h*) pode ser estabelecida pela seguinte equação:

$$\frac{h}{z'_0}\left(\ln\frac{h}{z'_0}-1\right)=0.9.\frac{x}{z'_0} \qquad (6.3)$$

$$z'_0=\max(z_{01},z_{02})$$

O parâmetro z_0 é definido por uma escala de comprimento utilizada para caracterizar a rugosidade do terreno. É importante ressaltar que o comprimento de rugosidade z_0 deve ser considerado como um parâmetro temporal, uma vez que está diretamente associado às mudanças naturais da paisagem. Essas mudanças podem ser observadas (e devem ser levadas em consideração) no perfil de vento em um campo de colheita. Nesse caso, a rugosidade muda significativamente (dependendo do tipo de cultivo) entre o período de plantação, crescimento e colheita. Na figura 6.4 é mostrada uma tabela com os valores de rugosidade de superfície pré-

[15] Existem outros parâmetros que influenciam a adoção dos dados medidos como válidos para distâncias próximas. Como já descrito, existem outros fatores como o relevo e os obstáculos ao redor da medição que podem comprometer a validade da medida do vento para outros locais próximos.

definidos além de figuras de paisagens adotadas pelo Atlas Eólico Europeu como classificadores das quatro classes de rugosidade.

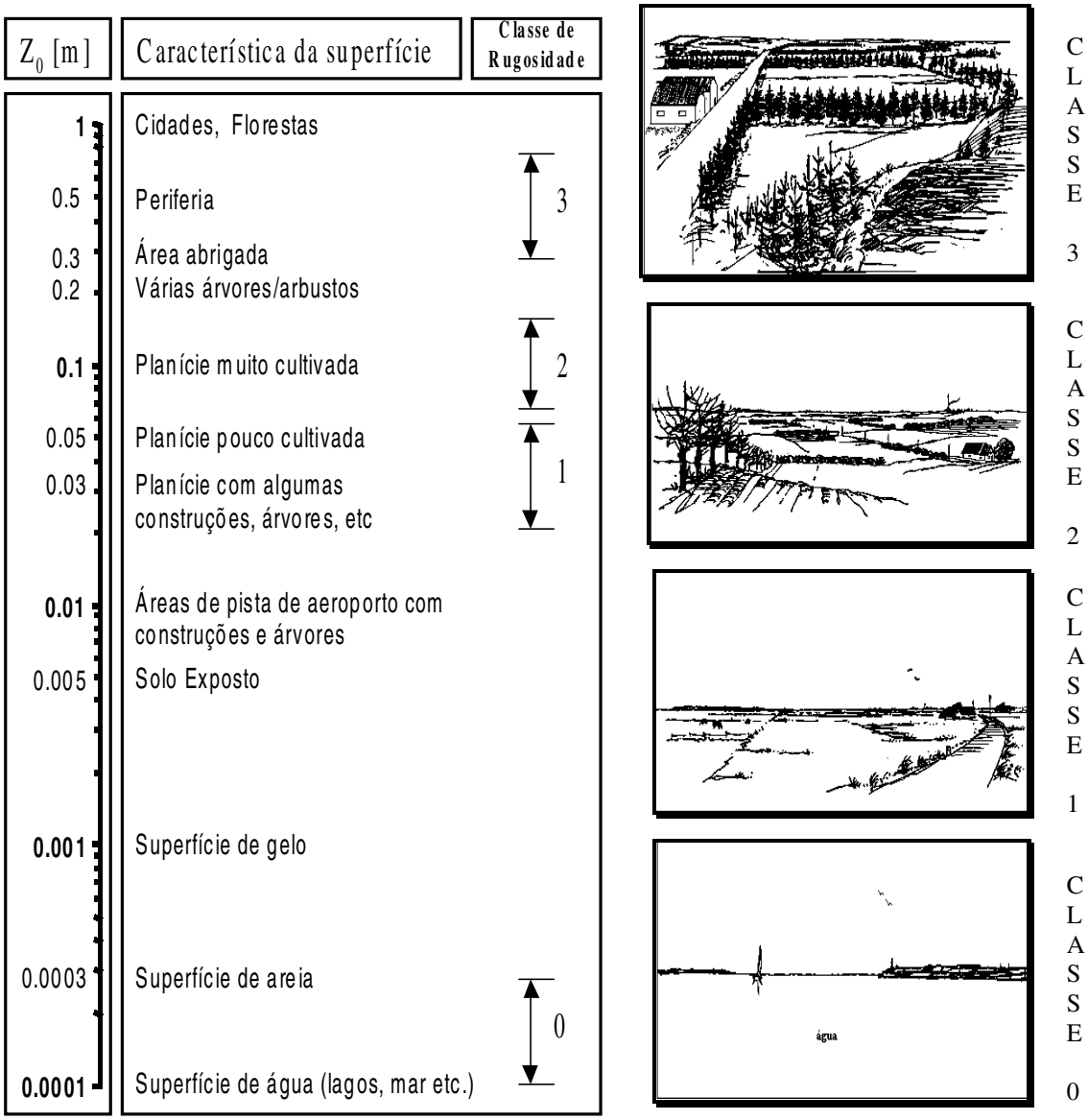


Figura 6.4 – As classes de rugosidade e as paisagens adotadas pelo Atlas Eólico Europeu (Fonte: MORTENSEN, 1993 e TROEN, 1989)

6.1.3 Influência dos obstáculos

Os obstáculos são elementos de dimensões conhecidas que podem causar redução na velocidade do vento e produzem o chamado *efeito de sombreamento*. Os obstáculos não apenas obstruem o movimento das partículas de ar, como também modificam a distribuição de velocidades. Elementos, como pedras e rochas com grande volume, morros, construções civis,

torres não porosas e agrupamento denso de árvores de grande altura, podem ser considerados obstáculos caso sua distância em relação ao ponto de observação seja pequena.

O perfil do escoamento é influenciado por vários fatores como a forma dos obstáculos, a distância entre eles, sua porosidade, entre outros. A influência quantitativa dos obstáculos apresenta perdas significativas sob o ponto de vista energético devido, por exemplo, a mudanças de direção dos ventos ou a turbulências. O estudo quantitativo da influencia dos obstáculos requer modelagens complexas nas quais, em geral, os obstáculos são considerados como "caixas" com seção transversal retangular. Sob esse aspecto, deve-se considerar também sua posição relativa em relação ao ponto de interesse, suas dimensões e sua porosidade.

Dado um acidente geográfico deve-se estar apto a associá-lo a um obstáculo ou a um conjunto que irá compor a rugosidade do terreno. Em distâncias próximas ao obstáculo, o perfil de velocidade é bastante perturbado, especialmente a jusante, onde existe o desenvolvimento da esteira viscosa. Nessas condições, o obstáculo deverá ser tratado individualmente e não como parte de um conjunto que compõe a rugosidade do terreno (SILVA, 1999). A influência dos obstáculos está diretamente ligada a suas dimensões, principalmente sua altura. A área influenciada pela presença de um obstáculo – efeito *Sheltering Effect* -pode estender-se por até três vezes a sua altura, no sentido vertical, e até quarenta vezes essa mesma altura, no sentido horizontal, na direção do vento.

A figura 6.5 mostra a influência do obstáculo na redução da velocidade do vento. As curvas no seu interior mostram o percentual de redução na velocidade do vento dentro da "área abrigada" em relação a um ponto de observação.

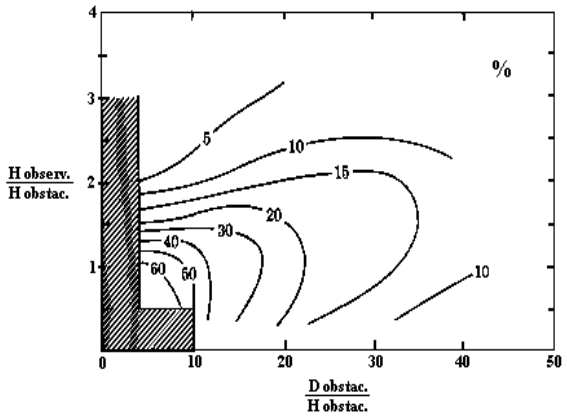


Figura 6.5 - Efeito do obstáculo sobre os ventos, em função da sua altura
(Fonte: MORTENSEN, 1993)

6.1.4 Influência do relevo (variação na altura do terreno)

Assim como a rugosidade e os obstáculos, o relevo tem influência marcante no regime de ventos. De fato, na presença de uma colina pode-se verificar, dependendo da sua geometria, um aumento na velocidade do vento e uma considerável mudança de direção. Além disso, o perfil de velocidade é fortemente afetado pela colina. Outros acidentes geográficos, tais como vales, depressões e "gargantas" também influenciam no regime dos vento.

Muitas vezes, para descrever o relevo de uma região, utilizam-se curvas de nível, extraídas dos mapas topográficos. A análise do escoamento em um terreno utilizando curvas de nível não é de fácil modelagem. Vários programas computacionais, destinados à análise de sítios eólicos, utilizam curvas de nível complexas, com grande detalhamento.

Com o avanço dos modelos de escoamento e a crescente velocidade de processamento dos computadores, os resultados mostram-se cada vez mais acessíveis e confiáveis uma vez que, atualmente, não necessita-se de supercomputadores para se obter dados com nível de precisão aceitável para análises do comportamento da velocidade do vento em um determinado terreno.

6.2 Representação estatística do regime dos ventos

Com as variações climáticas sendo freqüentes a cada período do ano, a velocidade do vento também varia seu perfil ao longo do ano. Essa variação ao longo dos anos faz com que os dados de vento sejam medidos ao longo de vários períodos (em geral, alguns anos) para que seja feita uma análise mais confiável do regime dos ventos. As grandezas estatísticas mais utilizadas na determinação do regime dos ventos são a velocidade média $\overline{V}$ e o desvio padrão σ.

Com o objetivo de selecionar uma turbina eólica ou comparar várias regiões do país através de parâmetros estatísticos, tais como velocidade média $\overline{V}$ e desvio padrão σ, o uso de tabelas de freqüência e de representações gráficas (histogramas) torna-se pouco prático. Dessa forma, é necessário armazenar os dados de uma forma compacta. Na prática, os dados de vento sofrem um tratamento estatístico adequado e, por comodidade, adota-se o procedimento de armazená-los na forma de expressões analíticas, conhecidas como distribuições de probabilidades, que fornecem a probabilidade de ocorrência de ventos com velocidade *V*.

Para fins de utilização prática, a função densidade de probabilidade *g(V)* deve satisfazer a dois requisitos básicos:

- O gráfico gerado deve representar, de maneira mais aproximada possível, o histograma de velocidades;
- A função de probabilidade deve ser de fácil associação ao regime dos ventos que se deseja simular.

Em geral, o segundo requisito leva à necessidade de definir *g(V)* em função de grandezas estatísticas, tais como a velocidade média e o desvio padrão. Dos vários testes feitos na utilização de modelos probabilísticos para ajustar as curvas de freqüência de velocidade foi possível associar uma distribuição de probabilidade à curva de freqüência de velocidades, cujas propriedades podem ser deduzidas matematicamente. Das diversas distribuições estatísticas testadas, as distribuições de Weibull e Rayleigh são as mais utilizadas para a representação dos dados de vento (SILVA, 1999)(ARAÚJO, 1989)(ROHATGI, 1994)(TROEN, 1989)

6.2.1 Distribuição de Weibull

Uma vez que a intensidade dos ventos não é constante, como apresentado na Figura 6.6, para se determinar a energia produzida pelos ventos durante um certo intervalo de tempo é necessário realizar um tratamento nos dados que os representam, de forma a estratificar as velocidades e as freqüências em que eles ocorreram (histograma de velocidade). Em outras palavras, é necessário saber quantas vezes, durante o intervalo de tempo medido, ocorreram ventos de 1 m/s, 2 m/s, 3 m/s e assim por diante. Um exemplo de histograma de freqüência de ocorrência dos ventos é mostrado na figura 6.7.

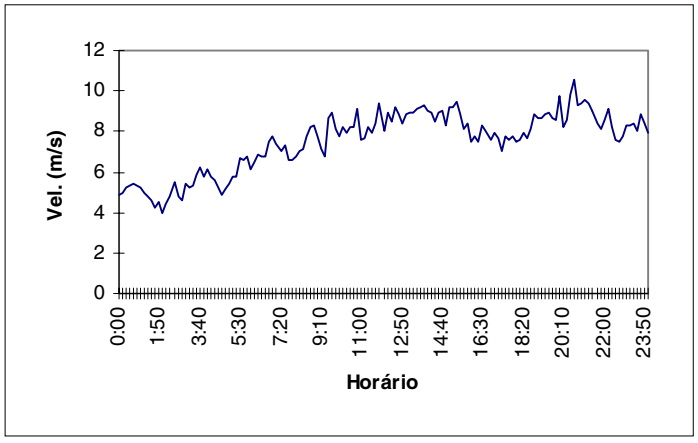


Figura 6.6 - Comportamento do vento em um dia típico.

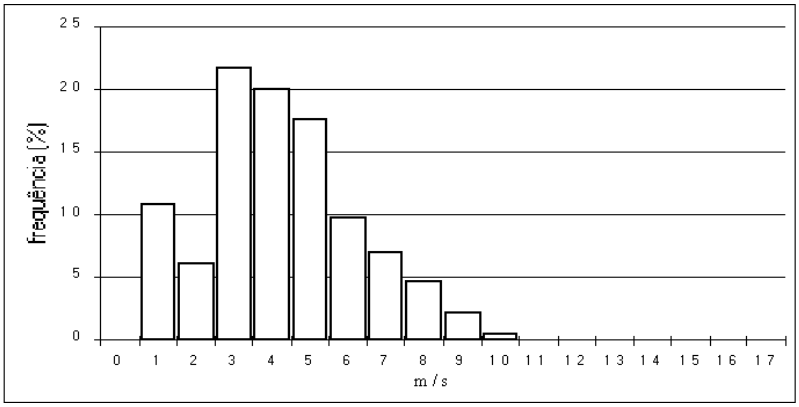


Figura 6.7 – Exemplo de um histograma de dados de vento.

A distribuição de Weibull é o método mais utilizado para se realizar o tratamento estatístico de histogramas relativos ao comportamento dos ventos além, também, de ser amplamente utilizado pela maioria dos programas computacionais que estimam a produção anual de energia. (SILVA, 1999) (ARAÚJO, 1989) (ROHATGI, 1994)(TROEN, 1989) (FERREIRA, 2000)

A distribuição de Weibull é normalmente representada na forma de *"k"* e *"c"*, onde:

k = fator de forma da distribuição dos ventos;

c = fator de escala que depende da velocidade média dos ventos

A experiência tem mostrado que, para determinadas localidades e em certos períodos do ano, a distribuição de Weibull ajusta-se razoavelmente bem ao histograma de velocidade, apresentando melhores resultados do que aqueles fornecidos pela distribuição de Rayleigh. A função densidade de probabilidade de Weibull é dada por:

$$g(V) = \frac{k}{c}\left(\frac{V}{c}\right)^{k-1}.\exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^{k}\right] \tag{6.4}$$

Como descrito anteriormente, a distribuição de Weibull é, portanto, uma distribuição a dois parâmetros: um parâmetro de escala (“c”) relacionado com o valor da velocidade média, e o parâmetro de forma (“k”) que é adimensional e fornece a indicação da uniformidade da distribuição e a forma da curva de Weibull. A figura 6.8 mostra a influência do parâmetro de forma k na curva de distribuição de Weibull.

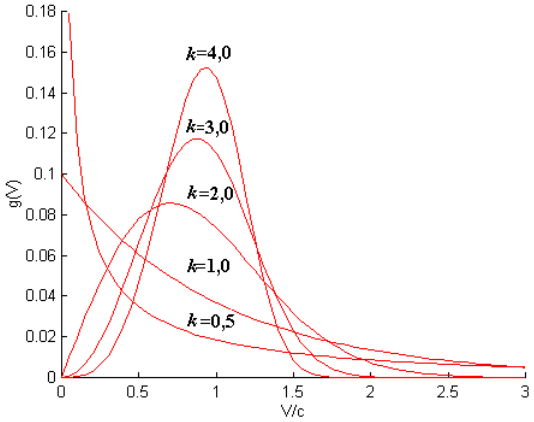


Figura 6.8 – Influência do parâmetro k na curva de distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull reduz-se à distribuição de Rayleigh quando k = 2 com o parâmetro de escala assumindo o valor

$$c = \frac{2\bar{V}}{\sqrt{\pi}} \quad . \tag{6.5}$$

Vários métodos podem ser utilizados para estimar os parâmetros da distribuição de Weibull c e k, dependendo dos dados de vento disponíveis e do rigor requerido na análise. ARAÚJO (1989), ROHATGI (1994), TROEN (1989), SILVA (1999) e FERREIRA (2000), mostram métodos mais rigorosos para se obter os parâmetros de Weibull sob várias condições de dados disponíveis.

Estudos demonstram que obtém-se resultados mais precisos a partir do método que utiliza a velocidade média e o desvio padrão como grandezas estatísticas as quais estão relacionadas com os parâmetros c e k através das expressões (ARAÚJO, 1989):

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1+\left(\frac{1}{k}\right)\right)} \qquad \text{e} \qquad k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1,086} \tag{6.6}$$

onde Γ é a função gama de argumento

$$\left(1+\left(\frac{1}{k}\right)\right) \tag{6.7}$$

O método tradicional utilizado para obtenção dos parâmetros de Weibull, experimentalmente testado para algumas localidades, não apresenta um bom ajuste dos histogramas da velocidade de vento. Com a finalidade de se obter um melhor ajuste entre a distribuição de Weibull e os dados reais, SILVA (1999) propõe um método alternativo para determinação desses valores. Ao utilizar Algoritmos Genéticos – AG para otimização dos parâmetros de distribuição, SILVA (1999) obteve importantes resultados ao comparar o método tradicional e o proposto utilizando AG. Os resultados obtidos mostram que, enquanto o erro cometido no cálculo da energia gerada utilizando-se o método tradicional (Eq.(6.5)) varia entre 10 e 25%, esse erro se reduz para, no máximo, 6% utilizando-se o método AG.

6.2.2 Distribuição de Rayleigh

A função densidade de probabilidade de Rayleigh fica definida apenas com o conhecimento da velocidade média e representa bem os regimes de vento que apresentam velocidades moderadas (4 – 8 m/s). A função densidade de probabilidade de Rayleigh é dada pela expressão:

$$g(V) = \frac{\pi}{2}\frac{V}{\overline{V}^2}\exp\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{V}{\overline{V}}\right)^2\right] \tag{6.8}$$

onde $\overline{V}$ é a velocidade média do vento.

A conveniência da utilização da distribuição de Rayleigh é devida a sua simplicidade. Entretanto, essa é também a responsável pelas suas limitações, uma vez que não permite representar muitas situações práticas de interesse, especialmente quando as velocidades de vento são altas. A figura 6.9 mostra a influência da velocidade média na curva de distribuição de Rayleigh.

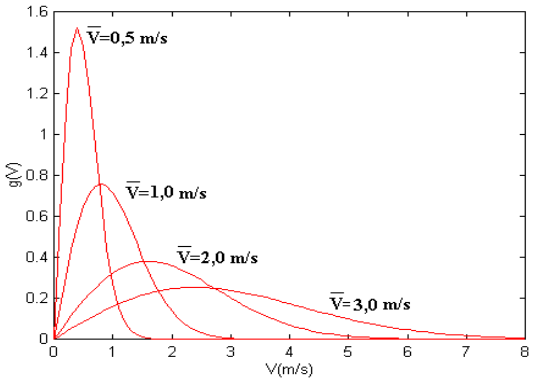


Figura 6.9 – Influência da velocidade média na distribuição de Rayleigh.

6.2.3 Avaliação dos recursos eólicos

Geralmente, os valores que definem o regime dos ventos de uma região, como velocidade média, desvio padrão, parâmetros da distribuição de Weibull, apresentados nos Atlas Eólicos disponíveis são apenas um indicativo do potencial de cada região. Portanto, para realizar um investimento, seja qual for a sua finalidade, é necessário conhecer de forma precisa o regime dos ventos da região de interesse antes de tomar qualquer decisão.

Sendo assim, uma vez identificado um local promissor, é necessário estudar detalhadamente a região de forma a avaliar o seu real potencial. Como qualquer outro estudo, sua profundidade dependerá do tipo de aplicação desejada. Se, por exemplo, o objetivo é implantar uma usina eólica para geração de energia elétrica necessita-se conhecer previamente o regime dos ventos do local para saber se será possível produzir a quantidade de energia desejada anualmente e se a área disponível é suficiente para realizar o empreendimento.

6.3 Cálculo da energia gerada por um sistema eólico

A produção anual de energia é o fator técnico e econômico mais importante na avaliação dos projetos de sistemas eólicos. Incertezas na determinação da média anual da distribuição da velocidade do vento ao longo do tempo e na curva de potência da turbina eólica contribuem para uma avaliação imprecisa da energia gerada anualmente, acarretando, dessa forma, a um maior risco para o investimento e a conseqüente elevação dos custos financeiros.

Para estimar a energia gerada por um sistema eólico é necessário conhecer os elementos que definem o regime dos ventos do local, a saber:

- Histograma de velocidades do vento obtido a partir de medições locais ou estimado a partir de curvas de distribuição de freqüência e
- Curva de potência medida da turbina eólica.

Para o cálculo da energia gerada, é necessário calcular a potência disponível P_d e a potência efetivamente gerada P_g . A potência disponível P_d transportada pelo vento é dada por:

$$P_d = \frac{1}{2}\rho V^3 A \tag{6.9}$$

onde:

ρ = massa específica do ar (em geral, utiliza-se o valor médio de *1,225 kg/m*^{3})

V = velocidade do vento

A = área varrida pelas pás do rotor.

A potência gerada P_g pelo sistema eólico é dada por

$$P_g = \eta . P_d \quad , \tag{6.10}$$

onde:

η =rendimento total do sistema.

Vale observar, no entanto, que a conversão e o aproveitamento da energia não são feitos uniformemente ao longo de todas as faixas de velocidade do vento. Ventos de baixa velocidade não têm energia suficiente para acionar os sistemas eólicos. A velocidade a partir da qual o sistema inicia a sua operação é denominada *velocidade de entrada*. Com o aumento da velocidade do vento a potência (energia gerada) aumenta gradativamente podendo atingir a potência nominal do sistema, o que ocorre na *velocidade nominal*. A partir da velocidade nominal, os sistemas eólicos com controle de potência através de *pitch*,(ver apêndice) a potência permanece constante até a *velocidade de corte*, na qual o sistema deve sair de operação para evitar danos estruturais.

A figura 6.10 mostra a distribuição de velocidade da estação anemométrica instalada na cidade de Guimarães - MA representada pelo histograma de velocidades e a curva de distribuição de freqüência ($\overline{V}$ *=5.01 m/s*; *c=5.55 m/s*; *k=3.64*). A figura 6.11 apresenta a curva de potência de uma turbina eólica em função da velocidade do vento na altura do rotor. Com os dados de ambas as figuras é possível calcular a energia gerada por uma turbina eólica na localidade de Guimarães – MA.

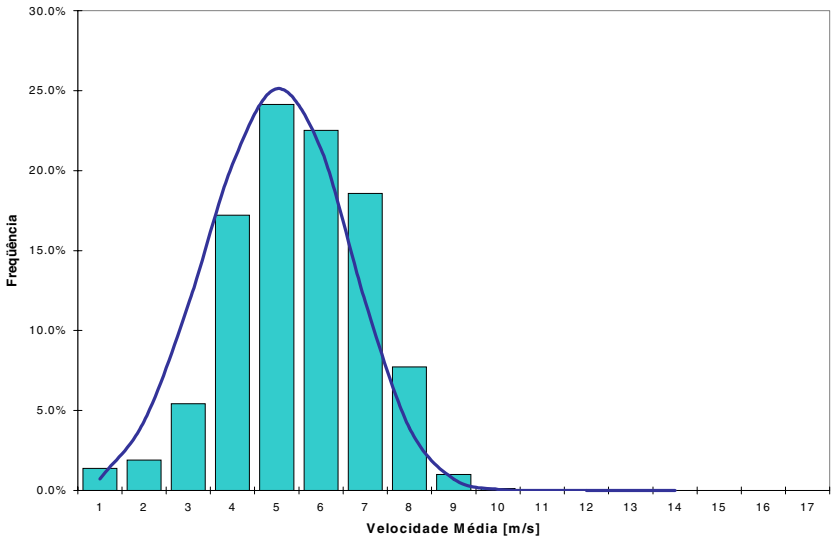


Figura 6.10 – Histograma da velocidade média do ano típico – 30m

A curva $P_g \times V$ é chamada de Curva de Potência de uma turbina eólica. Normalmente, as curvas são fornecidas pelo fabricante do aerogerador além de estarem disponíveis em catálogos e *folders*. A figura 6.11 mostra a curva do modelo E-40 da Enercon com potência nominal de 500 kW.

O detalhamento da curva de potência de uma turbina eólica, na grande maioria dos casos, é o resultado teórico de simulações de vários modelos matemáticos aplicados a cada componente do sistema. Ao simular o comportamento aerodinâmico das pás, as características mecânicas e elétricas do sistema sob a ação de vários níveis de velocidade, procura-se encontrar o comportamento teórico da turbina. Essas curvas geralmente não refletem perfeitamente as características reais de uma turbina eólica. Segundo Leite (2000), diferenças entre as curvas teóricas e as curvas medidas produzem erros que podem variar entre 3 a 10% da energia gerada, podendo, desta forma, refletir significativamente na geração total anual de energia. Por essa razão, novos investimentos em energia eólica procuram utilizar dados medidos da potência gerada pela turbina em relação à velocidade incidente. Dessa forma, procura-se minimizar os riscos de geração energética.

A curva de potência da turbina Enercon modelo E-40 (mostrada na figura 6.11) é o resultado de dados medidos da turbina no Centro de Testes de Turbinas Eólicas da Alemanha - (BWM, 2000)

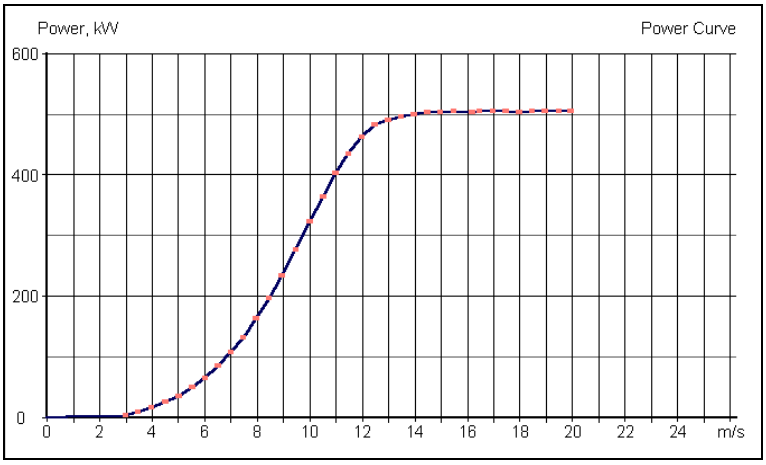


Figura 6.11 – Curva de potência da turbina E-40

Distribuição de Energia - no gráfico da figura 6.12 podem ser observadas duas curvas: $E_d \times V$ que descreve como a energia cinética disponível no vento distribui-se com a velocidade e $E_g \times V$ que descreve como a energia gerada distribui-se com a velocidade do vento.

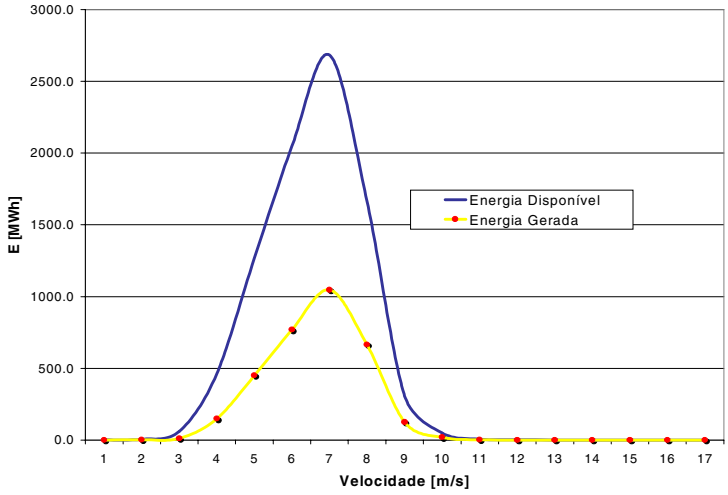


Figura 6.12 - Cálculo da energia disponível e da energia gerada pela turbina E-40

No exemplo da geração elétrica na cidade de Guimarães, o rendimento da máquina, ou seja, a razão entre a energia gerada E_g e a energia disponível E_d esteve próximo de 32%. O cálculo de E_d e E_g pode ser realizado utilizando-se as seguintes expressões:

$$E_d = \left(\frac{1}{2}\rho V^3 A\right)H \qquad \text{e} \qquad E_g = P_g.H \quad , \tag{6.11}$$

onde *H* é o número total de horas. Se o objetivo é estimar a produção de energia anual *H=8760 horas*. Para análises sazonais, o valor a ser usado é *H=2160 horas* e para análises mensais, assume-se o valor de *H=720 horas*.

A partir do cálculo da energia gerada observa-se que só há geração eólica na região compreendida entre a velocidade de entrada e a velocidade de corte do sistema eólico. É importante observar que o tratamento dos dados coletados, considerando-se a topografia e as caraterísticas de rugosidade do terreno, e a posterior simulação da energia disponível numa determinada localidade, deve ser efetuado para cada setor de no máximo 30º ao redor do local onde são realizadas as medições. Isso se deve ao fato de que o vento sopra em diversas direções ao longo de um determinado período, fazendo com que o seu comportamento seja dependente das características observadas em relação à sua direção de penetração. A figura 6.13 apresenta a Rosa dos ventos da estação de Guimarães – MA em setores de 30º. O gráfico mostra que a direção predominante de penetração do vento é nordeste; os setores leste a noroeste não são significativos já que a incidência de ocorrências de vento dessas direções é praticamente nula.

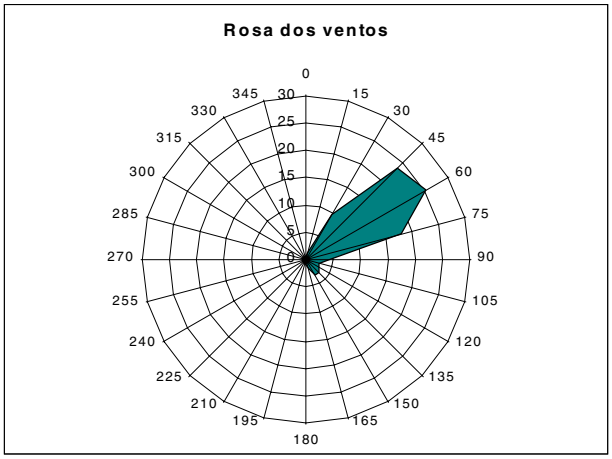


Figura 6.13 – Rosa dos Ventos da estação de Guimarães - MA

6.3.1 Procedimentos para avaliação de sítios eólicos e a utilização de ferramentas computacionais

Normalmente, ao se constatar que uma região apresenta incidência de ventos fortes, espera-se que seja adequada à implantação de sistemas eólicos para geração de energia elétrica, mas somente esse fator não é suficiente para indicar a viabilidade de projetos eólicos para a região. É necessário conhecer, com o maior número de detalhes possível, o comportamento do vento e a sua sazonalidade. Dessa forma, devido à complexidade do assunto que envolve o potencial eólico de uma região, realizar prospecção em locais promissores visando identificar o

seu potencial exige critérios bem definidos. Por isso, recomenda-se elaborar um procedimento básico para facilitar a identificação dos elementos que definem se o local apresenta (ou não) os requisitos necessários para a implantação do sistema eólico.

Podemos dividir os procedimentos necessários em duas etapas. A primeira etapa tem como objetivo uma análise de pré-qualificação do local através da elaboração de questões que permitam identificar, de maneira precisa, os fatores que influenciam o regime dos ventos no local tais como as condições do solo, o tipo de vegetação, a complexidade do terreno e a presença de obstáculos (como apresentado nos itens anteriores deste Capítulo). A etapa de pré-qualificação também inclui o conhecimento do sistema elétrico local, sua disponibilidade e distância da rede de distribuição mais próxima.

É necessário ter algum tipo de informação sobre o comportamento do vento do local a ser analisado. Deve-se averiguar a existência de algum tipo de medição de vento no local ou, caso não exista, deve-se buscar os dados medidos nas estações anemométricas nas cidades vizinhas. De posse desses dados de vento e com o mapa de relevo da região, avalia-se o comportamento dos ventos de forma a verificar se o local em questão é adequado para a implantação do empreendimento.

Após o encerramento da etapa de pré-qualificação é possível ter subsídios para uma conclusão se o local tem potencialidade ou não. Caso a conclusão dos resultados da primeira etapa sejam satisfatórios, deve-se realizar uma avaliação mais criteriosa com medições específicas no local certificando-se da capacidade de produção do local.

A segunda etapa de avaliação de sítios eólicos é, sem dúvida, a mais estratégica do processo. Nela se define a viabilidade do empreendimento. Por se tratar de etapa de alta responsabilidade, deve-se investir o máximo possível na qualidade dos recursos humanos, nas ferramentas de trabalho e nos equipamentos de monitoramento. Nessa etapa realiza-se um levantamento mais elaborado e propõe-se o projeto para aproveitamento do potencial eólico no local. Essa etapa consiste no levantamento mais detalhado possível do mapeamento geral do local, identificando fatores que influenciam no regime dos ventos (rugosidade, obstáculos e relevo) e da capacidade de produção. Com esses dados, elabora-se o mapa da usina eólica, posicionam-se as estações anemométricas que comprovarão o regime dos ventos do local e ensaia-se o posicionamento dos aerogeradores.

Posteriormente, com os dados obtidos das estações anemométricas, monta-se uma série histórica consistente do local, correlacionando-se esses dados com aqueles obtidos nas estações vizinhas, determina-se o tipo de aerogerador que melhor se adapta ao local e estima-se a energia por ele produzida. Esses resultados, associados aos custos inerentes da área e dos equipamentos, permitirão estimar a capacidade de produção da usina e identificar o custo da energia gerada (MWh).

A utilização de ferramentas computacionais tem sido cada vez mais empregada na simulação do comportamento da distribuição da velocidade do vento em uma determinada região, a partir dos dados anemométricos representados por pontos discretos de medição. Ferramentas computacionais também são utilizadas na simulação do comportamento de máquinas eólicas distribuídas em uma determinada área. A simulação do desempenho e da distribuição das máquinas em uma determinada área baseia-se nas simulações do comportamento do vento na região, onde, geralmente, as ferramentas computacionais se completam em uma análise conjugada. O posicionamento ótimo das turbinas em uma determinada região é influenciado pela velocidade do vento, sua direção e características de relevo e rugosidade do local. Um dos programas computacionais que mais se popularizou no mundo para essas aplicações é o WAsP (MORTENSEN, 1993)

O programa WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) foi desenvolvido pelo laboratório dinamarquês RIS∅ (*Riso National Laboratory*) no período de 1987 a 1993, e destina-se a pesquisadores interessados em definir a climatologia dos ventos, isto é, o comportamento da velocidade e direção dos ventos corrigidas dos efeitos locais. Além disso, o Programa possui condições de estimar a produção de energia da turbina, auxiliando na localização de sistemas eólicos e na análise de fazendas eólicas.

O Programa WAsP possibilita a avaliação da influência das características topográficas locais no regime de ventos tais como a variação da altura (relação da altura medida com a altura das turbinas eólicas), a rugosidade, o relevo e os obstáculos presentes no local de análise. Esses fatores são analisados de uma forma independente no Programa o qual necessita das seguintes informações básicas:

- Dados que definam o regime dos ventos que podem ser uma série temporal ou parâmetros de distribuição de Weibull;
- Dados que descrevam a rugosidade do terreno;
- Dados que definam as dimensões de localização dos obstáculos;
- Dados sobre a orografia da região;
- Dados sobre o sistema eólico que pretende-se utilizar, principalmente a curva de potência da turbina eólica que se presente utilizar.

O princípio de funcionamento do programa WAsP pode ser visto na figura 6.14 . Em linhas gerais, o WAsP exige o conhecimento do regime dos ventos e das características de orografia do local. Deve-se ter um registro histórico do regime dos ventos, que permita extrair a distribuição temporal da velocidade para diferentes direções. Como alternativa mais simples, podem-se utilizar os parâmetros de Weibull em cada uma das direções.

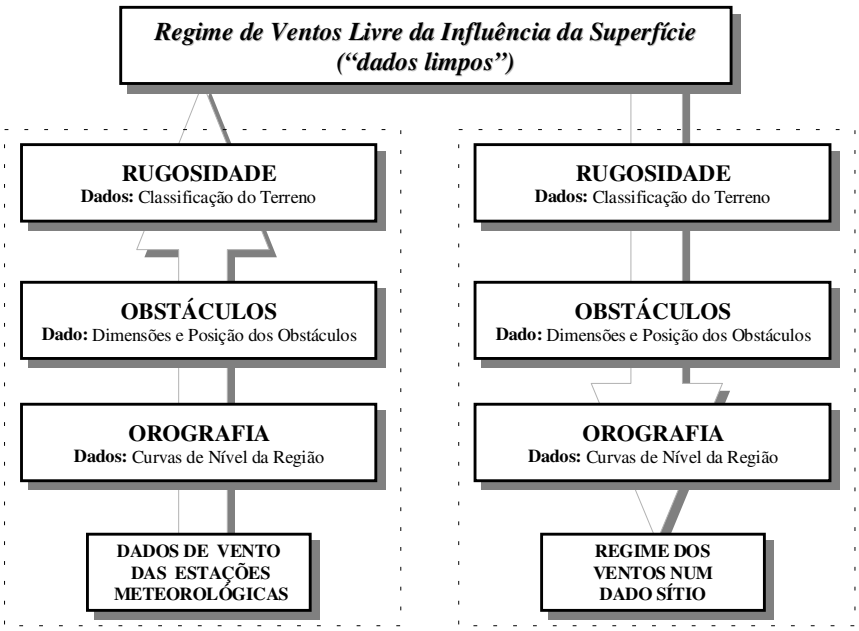


Figura 6.14 – Princípio de funcionamento do programa WAsP

Após o conhecimento do regime dos ventos em um certo local, retiram-se os fatores de influência (rugosidade, obstáculos e orografia). Dessa forma obtém-se uma distribuição do regime de vento livre dos efeitos externos da localidade, isto é, um regime local de vento correspondente a um terreno perfeitamente liso (sem rugosidade), plano e livre de obstáculos. Esses dados, que podemos denominar de "dado limpos" são as referências disponíveis na grande maioria dos atlas eólicos como, por exemplo o *European Wind Atlas,* desenvolvido pelo laboratório RIS∅ em 1989, também utilizando o Programa WAsP para o levantamento dos "dados limpos" para diversas estações anemométricas de coleta de dados.

Assume-se que a utilização dos "dados limpos" esteja restrita a uma região de 200 km X 200 km, que corresponde ao limite de aplicação do WAsP para regiões que apresentam uma topografia relativamente plana. Em regiões onde a topografia é muito acidentada e complexa, a aplicação do WAsP reduz-se a locais mais próximos ao ponto de coleta dos dados.

Em um primeiro momento, o WAsP limpa as influências ao redor do ponto de coleta de dados tornando-os aptos para que sejam utilizados em outra região conforme os limites já mostrados. Para obter o regime dos ventos em outra localidade dentro dos limites de aplicação do WAsP (200 km X 200 km), basta utilizar as informações locais sobre rugosidade, obstáculos e orografia incluindo os dados limpos livres da influência da superfície. Dessa forma, obtém-se o regime local dos ventos, correspondente ao sítio em consideração.

Além do WAsP, outros programas, já disponíveis no mercado, procuram otimizar os cálculos atribuindo novos modelos referentes aos efeitos da rugosidade, relevo e obstáculos além de possibilitar um nível de detalhamento maior. Atualmente, existem modelos que

respondem melhor em áreas de relevo complexo como é o caso dos modelos de mesoescala. De uma forma geral, esses procedimentos requerem muito esforço computacional mas possibilitam descrições extensivas do movimento do fluido em três dimensões, especialmente para terrenos montanhosos complexos.

6.4 O levantamento energético das estações do Atlas Eólico do Brasil

O estudo de viabilidade técnica proposto neste Capítulo utiliza-se do Atlas Eólico do Brasil, em sua versão preliminar, como fonte de dados de vento para análise de viabilidade técnica e econômica de algumas localidades das Regiões Norte e Nordeste. O Atlas Eólico do Brasil, como já abordado no Capítulo 4, apresenta um caráter indicativo da ordem de grandeza da velocidade dos ventos uma vez que a compilação de dados já existentes de instituições como o Ministério da Aeronáutica, o INMET, COELCE, ELETROBRÁS, CEPEL dentre outras, são provenientes de estações anemométricas instaladas com objetivos agrícolas, aeronáuticos, meteorológicos, etc., mostrando desta forma, uma grande diversificação na finalidade a que os dados são aplicados.

O Atlas Eólico apresenta a consolidação de dados eólicos disponibilizados pelas instituições já mencionadas, onde, além de serem escolhidas as estações de melhor representatividade (devido principalmente à qualidade dos dados disponíveis), também foram feitas análises de consistência dos dados. No objetivo de utilizar o máximo de informações possível, o CEPEL elaborou um programa de digitalização e compilação de anemogramas de leitura contínua em 24 horas, principalmente das estações anemométricas do INMET. Dessa forma, as séries históricas dos dados de vento de várias estações foram enriquecidas, representando assim, valores mais confiáveis.

Ao apresentar os dados da velocidade média do vento, do desvio padrão e dos parâmetros de Weibull tanto para a média anual quanto para a média sazonal, o Atlas Eólico do Brasil mostra a distribuição desses parâmetros através do cálculo de interpolação representado por isolinhas. Os parâmetros apresentados no Atlas são os resultados do tratamento das séries históricas provenientes das estações anemométricas. Essa análise não contempla as características do solo e da orografia da região onde as estações anemométricas estão localizadas. Como visto nas seções anteriores, a rugosidade do terreno, os obstáculos e a orografia local apresentam um influência significativa no regime de vento. O caráter indicativo do Atlas, em sua versão atual, também se justifica pelo não conhecimento e, consequentemente, o não uso dessas características na influência do regime de ventos em cada estação.

As duas versões existentes de Atlas Eólico do Brasil representam um importante ponto de partida para análise de viabilidade técnica, uma vez que acumulam mais de 10 anos de dados. A utilização dos dados do Atlas Eólico do Brasil como base da análise de viabilidade técnica e, consequentemente, para o estudo da viabilidade econômica, justifica-se nos seguintes aspectos:

- Apresentação de dados previamente analisados e filtrados quanto a sua consistência;
- Utilização de séries históricas de no mínimo 3 anos de medição;
- Disponibilização de parâmetros estatísticos como velocidade média, desvio padrão e parâmetros de Weibull para cada estação;
- Aproveitamento de dados de 49 estações anemométricas espalhadas nas Regiões Norte e Nordeste.

É importante ressaltar que os dados de geração de energia elétrica a partir dos dados eólicos disponíveis no Atlas representam dados indicativos. O uso de dados indicativos possibilita apenas uma análise abrangente do potencial eólico disponível e, consequentemente, da geração elétrica disponível com o uso desse recurso natural. A viabilidade de projetos voltados para a implementação efetiva de parques eólicos para geração de energia elétrica depende de dados mais apurados quanto ao comportamento do vento, as características do solo, a orografia e os obstáculos do local onde se deseja implementar o projeto. O objetivo proposto de análise de viabilidade técnica não está em um estudo de caso onde se avaliam todos os fatores que influenciam o regime de vento com grande riqueza de detalhes. O objetivo de se estudar a viabilidade técnica com dados indicativos confiáveis está no levantamento do potencial de geração de energia elétrica utilizando turbinas eólicas largamente utilizadas no mercado mundial.

Devido à falta de informações mais precisas para o cálculo da energia produzida, serão adotado valores que procuram aproximar (de forma geral) as características locais. A seguir, serão mostradas as estações anemométricas na Região Norte e Nordeste, o critério de cálculo e a escolha das turbinas eólicas destinadas à simulação de produção energética.

6.4.1 Estações anemométricas da Região Nordeste

As estações anemométricas da Região Nordeste utilizadas pelo Atlas estão localizadas nos Estados da Paraíba, Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Maranhão e Pernambuco (uma estação). Os dados apresentados no Atlas foram provenientes de estações do INMET, DEPV, CEPEL, ELETROBRÁS e COELCE. Foram utilizados dados de 40 estações para a confecção dos mapas eólicos as quais fizeram parte de um número maior de estações submetidas a estudos

prévios para a identificação das mais representativas de cada estado. A escolha das estações priorizou, sempre que possível, os equipamentos pertencentes à rede primária (estações com mais de 24 registros diários) para a confecção das séries históricas. As estações pertencentes à rede secundária (estações com 3 registros diários) foram utilizadas somente quando foi necessário realizar algum tipo de ajuste na interpolação dos dados nos mapas temáticos.

As 40 estações utilizadas distribuem-se em 19 estações do INMET, 13 da COELCE, 2 da ELETROBRÁS, 5 do CEPEL e 1 do Ministério da Aeronáutica – DEPV cuja posição pode ser vista na figura 6.15.

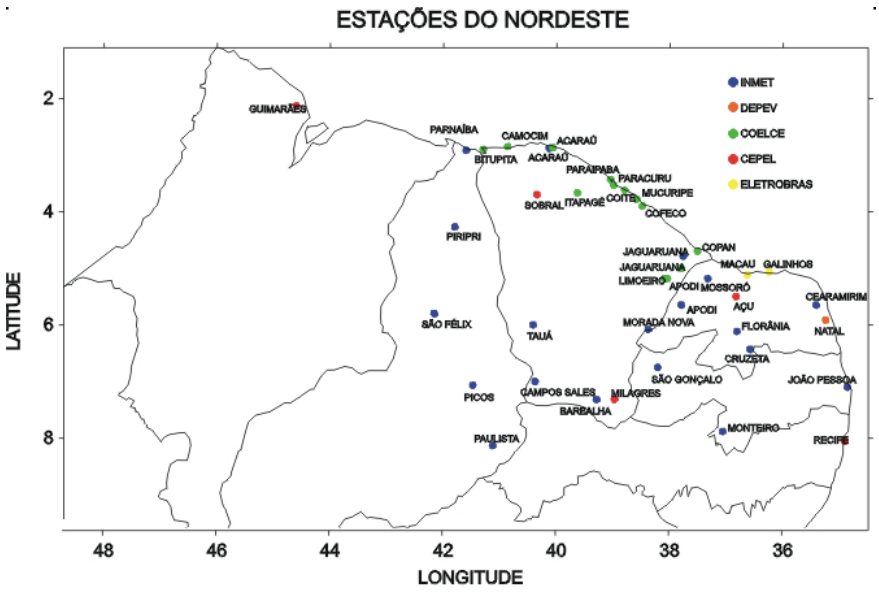


Figura 6.15 – Estações Anemométricas na Região Nordestina
(Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

A tabela 6.3 mostra os valores dos parâmetros de Weibull ("*c*" e "*k*") para cada estação anemométrica utilizada no Atlas. O detalhamento das informações para cada estação foram cedidas pela equipe técnica do CEPEL, responsável pelo Atlas Eólico do Brasil.

6.4.2 Estações anemométricas da Região Norte

As estações da Região Norte abrangem os Estados do Amapá, Pará e extremo norte do Estado de Roraima. Foram utilizados dados de nove estações, com medições no período de 1996 a 1998. Dessas, 8 pertencem ao CEPEL e uma à ELETRONORTE.

Apesar do período de registro de dados compreender aproximadamente três anos, para a maioria das estações, o aproveitamento desses dados refere-se a um período menor. Um

principal razão principal foram os problemas relativos à coleta de dados presentes em praticamente todas as estações.

As posições geográficas das estações anemométricas na Região Norte podem ser vistas na figura 6.16. A tabela 6.4 mostra os valores da velocidade média e os parâmetros de Weibull ("*c*" e "*k*") para cada estação anemométrica.

Tabela 6.3 – Estações Anemométricas – Região Nordeste (Média Anual)

nº	ESTAÇÃO ANEMOMÉTRICA.	UF	PROPRIETÁRIO	LOCALIZAÇÃO		Vel Média [m/s]	WEIBULL	
				LONG.	LAT.		"c"	"k"
1	AÇÚ	RN	CEPEL	36.833	5.500	2.10	2.314	1.441
2	GUIMARAES	MA	CEPEL	44.600	2.130	4.28	4.750	3.600
3	MILAGRES	CE	CEPEL	38.983	7.317	1.70	1.877	1.460
4	RECIFE	PE	CEPEL	34.917	8.050	1.70	1.851	1.338
5	SOBRAL	CE	CEPEL	40.350	3.700	2.00	2.186	1.367
6	ACARAÚ	CE	COELCE	40.067	2.867	5.30	5.921	2.858
7	APODI	CE	COELCE	38.050	5.183	3.60	4.063	2.321
8	BITUPITA	CE	COELCE	41.300	2.900	5.20	5.781	1.470
9	CAMOCIM	CE	COELCE	40.867	2.850	3.40	3.827	1.947
10	COITE	CE	COELCE	38.800	3.617	4.40	5.007	1.975
11	COPAN	CE	COELCE	37.517	4.700	3.70	4.062	1.509
12	ITAPAGE	CE	COELCE	39.633	3.667	5.60	6.282	2.714
13	JAGUARUANA	CE	COELCE	37.800	5.650	2.40	2.632	2.516
14	PARAIPABA	CE	COELCE	39.050	3.433	5.10	5.757	2.077
15	NATAL	RN	DEPV	35.250	5.917	3.60	4.062	2.002
16	GALINHOS	RN	ELETROBRAS	36.250	5.067	6.10	6.859	2.705
17	MACAU	RN	ELETROBRAS	36.633	5.117	4.90	5.510	2.705
18	ACARAÚ	CE	INMET	40.133	2.883	4.90	5.492	2.265
19	APODI	RN	INMET	37.800	5.000	3.10	3.474	1.396
20	BARBALHA	CE	INMET	39.300	7.317	1.80	1.948	1.484
21	CAMPOS SALES	CE	INMET	40.383	7.000	4.10	4.552	1.586
22	CEARAMIRIM	RN	INMET	35.417	5.650	3.80	4.255	1.834
23	CRUZETA	RN	INMET	36.583	6.433	4.20	4.763	2.837
24	FLORANIA	RN	INMET	36.817	6.117	3.90	4.375	2.001
25	JAGUARUANA	CE	INMET/COELCE	37.767	4.783	3.30	3.758	1.996
26	JOÃO PESSOA	PB	INMET	34.867	7.100	3.20	3.597	2.066
27	MONTEIRO	PB	INMET	37.067	7.883	3.00	3.379	1.715
28	MORADA NOVA	CE	INMET	38.383	6.083	3.40	3.779	2.424
29	MOSSORO	RN	INMET	37.333	5.183	3.30	3.457	1.149
30	PARNAIBA	PI	INMET	41.600	2.917	4.60	5.235	2.453
31	PAULISTA	PI	INMET	41.133	8.133	3.90	4.402	1.973
32	PICOS	PI	INMET	41.483	7.067	2.10	2.356	1.464
33	PIRIPIRI	PI	INMET	41.800	4.267	2.50	2.822	1.966
34	SÃO FELIX	PI	INMET	42.167	5.800	1.90	2.120	1.420
35	SÃO GONCALO	PB	INMET	38.217	6.750	2.80	3.150	1.982
36	TAUÁ	CE	INMET	40.417	6.000	2.50	2.639	1.224
37	AQUIRAZ	CE	COELCE	38.400	3.817	6.90	7.735	3.000
38	CAMARA /MUCURIPE	CE	COELCE	38.483	3.700	6.00	6.687	2.869
39	S.GONCALO DO AMARANTE	CE	COELCE	38.967	3.417	6.30	7.106	2.411
40	SERRA DO MEL	RN	INMET	37.067	5.183	3.30	3.365	1.724

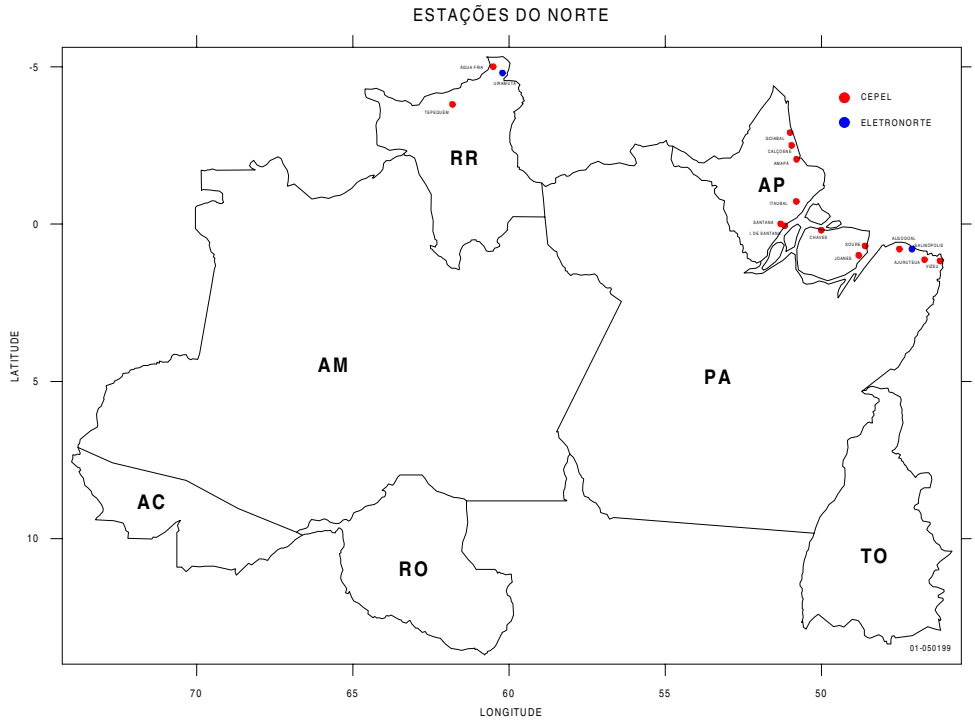


Figura 6.16 – Estações Anemométricas na Região Norte (Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

Tabela 6.3 – Estações Anemométricas – Região Nordeste (Média Anual)

nº	ESTAÇÃO ANEMOMÉTRICA.	UF	PROPRIETÁRIO	LOCALIZAÇÃO		Vel Média [m/s]	WEIBULL	
				LONG.	LAT.		"c"	"k"
1	AJURUTEUA	PA	CEPEL	46.700	1.140	6.71	7.280	5.360
2	ALGODOAL	PA	CEPEL	47.500	0.800	5.28	5.930	2.870
3	CHAVES	PA	CEPEL	50.000	0.200	5.60	6.230	3.520
4	SOURE	PA	CEPEL	48.600	0.700	5.63	6.230	3.800
5	VISEU	PA	CEPEL	46.200	1.180	3.75	4.210	2.690
6	GOIABAL	AP	CEPEL	51.000	-2.900	5.05	5.710	2.080
7	AGUA FRIA	RR	CEPEL	60.500	-5.000	5.48	6.130	2.980
8	TEPEQUEM	RR	CEPEL	61.800	-3.800	4.04	4.560	2.090
9	SALINÓPOLIS	PA	ELETRONORTE	47.100	0.800	4.95	5.510	3.430

6.4.3 A energia produzida por turbinas comerciais e a metodologia utilizada para o cálculo

De posse dos dados das estações anemométricas, utilizados no Atlas Eólico do Brasil, o próximo passo é o levantamento energético do potencial de cada estação. A produção energética consiste no quanto uma turbina eólica gera durante um período, por exemplo um ano, ao ser exposta a um determinado regime de vento. Existem vários modelos de turbinas eólicas

disponíveis no mercado mundial. Serão abordados três modelos de turbinas eólicas das mais importantes indústrias de turbinas eólicas no mundo: Enercon, NEG Micon e Vestas.

A metodologia utilizada para o cálculo da energia gerada pelas turbinas pode ser vista na figura 6.17. Os dados de velocidade do vento obtidos do Atlas apresentam valores para medições a 10 m, dessa forma foi preciso extrapolar os dados de cada estação para a altura do eixo do rotor de cada turbina eólica. Para uma melhor precisão na extrapolação dos dados de vento, foi utilizada a Lei Logarítmica (Eq.(6.2)) nos valores *c* do parâmetro de Weibull de cada estação. Quanto ao fator de forma *k*, não se aplicou nenhuma extrapolação uma vez que, ao deslocar-se toda a série histórica, a forma desta não se altera.

Como a "Lei Logarítmica" necessita do valor da rugosidade local para extrapolação da velocidade em uma altura desejada, utilizou-se o valor da rugosidade de classe 1, ou seja, z_0 = 0.03. Dados sobre a rugosidade do terreno no entorno de cada estação é uma informação ainda não disponível nas versões existentes do Atlas. Dessa forma, para efeitos de cálculo, utilizou-se a rugosidade de classe 1 para todas as estações.

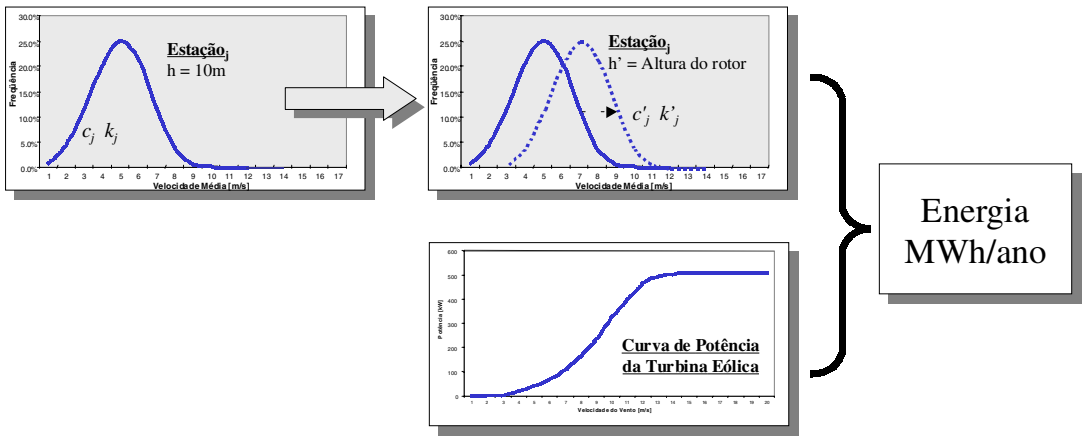


Figura 6.17 – Diagrama da metodologia utilizada para o cálculo da energia produzida

Para o cálculo da energia gerada a partir dos dados de ventos de cada estação, foram utilizadas as curvas de potência de três turbinas eólicas de três fabricantes diferentes. Portanto, foram utilizadas curvas de potência da NEG-Micon (Dinamarquesa), Vestas (Dinamarquesa) e Enercon (Alemã). Essas curvas de potência foram obtidas nos testes realizados no *WINDTEST KWK* da Alemanha, publicados pela BWE em sua edição anual da *Windenergie* 2000.

Conforme publicado pela BTM Consult (2000) no "World Market Update 1999", a empresa NEG-Micon, de origem dinamarquesa, manteve o primeiro lugar em vendas nos anos de 1997 até 1999 seguida, em segundo lugar (no mesmo período) pela empresa Vestas, também de origem dinamarquesa. A empresa Enercon, neste mesmo período, esteve entre o terceiro e o quarto lugares no *ranking* das empresas que mais venderam turbinas eólicas no mundo. Ao final do período, a Enercon manteve o terceiro lugar em número de megawatts vendidos no mundo. É

importante notar que a empresa alemã manteve uma característica de venda voltada fortemente para o mercado interno (85% do total – em MW - de turbinas produzidas) enquanto que NEG-Micon e Vestas apresentam forte participação no mercado externo em vendas de turbinas eólicas (66.8% e 78.1% respectivamente do total – em MW - de turbinas produzidas).

Foram escolhidos os modelos mais vendidos de cada uma das empresas para a análise de geração energética. Todas as três empresas apresentam modelos cuja potência supera 1 MW. Esses modelos ainda são máquinas caras, destinadas, em sua maioria, para estações *offshore*. Foram escolhidos modelos cuja potência varia entre 500 e 700 kW. O modelo E-40 da Enercon possui potência nominal de 500 kW e, além de ser um dos modelos mais vendidos pela Enercon na Alemanha, é fabricado no Brasil pela sua subsidiária Wobben Wind Power que já apresenta grande percentual no uso de componentes nacionais. O fato desse modelo estar disponível para compra no Brasil, torna-o muito promissor para futuros investimentos cabendo, neste trabalho, a análise de seu desempenho diante dos dados das estações anemométricas abordadas.

As figuras 6.18. 6.19 e 6.20 mostram, respectivamente, as curvas de potência dos modelos NM 750-200 (Neg Micon), V47-660 (Vestas) e E-40 (Enercon).

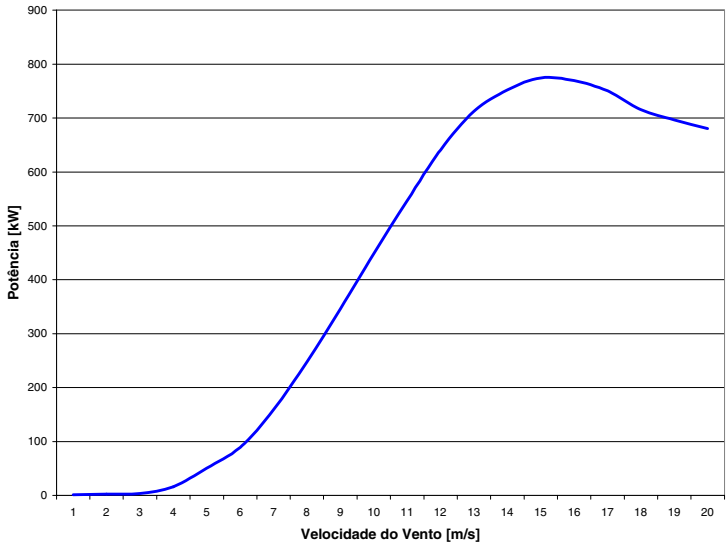


Figura 6.18 – Curva de potência modelo NM 750-200 (Neg Micon)

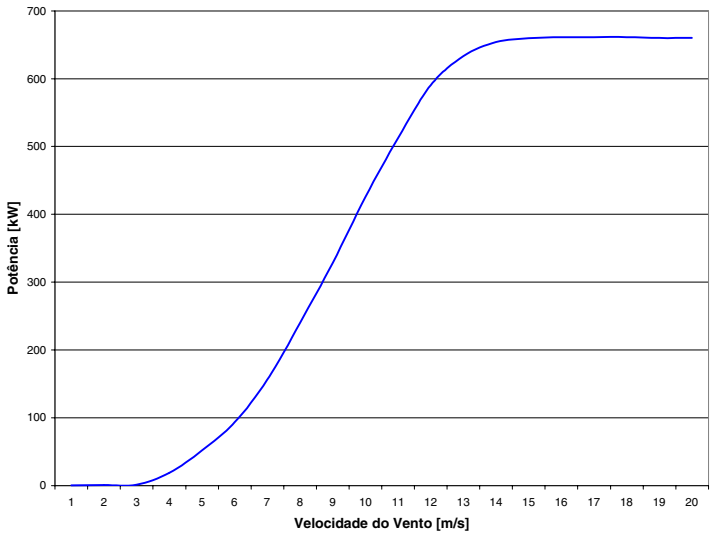


Figura 6.19 – Curva de potência modelo V47-660/220 kW (Vestas)

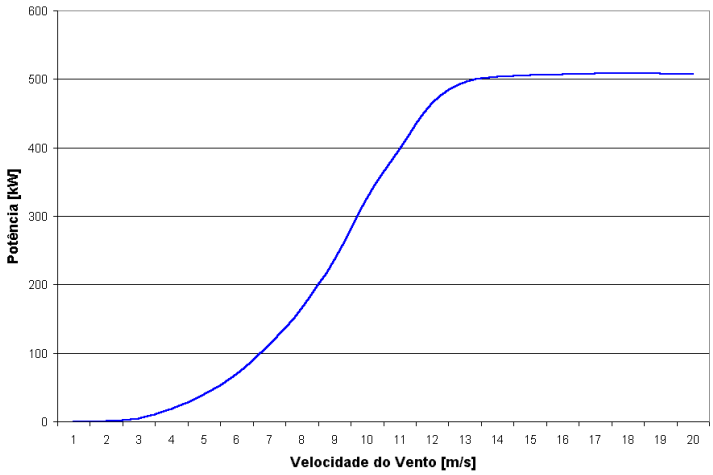


Figura 6.20 – Curva de potência modelo E-40 500kW (Enercon)

Uma vez com os dados de vento do Atlas Eólico do Brasil na sua versão atual e as curvas de potência de cada turbina, foi calculada a energia produzida ao longo de um ano adotando-se a metodologia já citada. Também foi calculado o fator de capacidade de cada turbina em todas as estações. O fator de capacidade – FC, é dado pela razão entre a energia produzida durante um período e a energia nominal produzida integralmente no mesmo período. Neste caso, foi calculada a energia produzida pela turbina durante um ano segundo as condições de vento de cada local e a energia nominal foi dada pelo produto da potência nominal de cada turbina e o total de horas em um ano (8760 horas). Dessa maneira, o FC pode ser expresso por:

$$FC = \frac{Ep_{ano}}{P_{nom.} * 8760} \tag{6.12}$$

Onde:

Ep_{ano} = Energia produzida pela turbina durante um ano

$P_{nom.}$ = Potência nominal da turbina

O cálculo do FC de cada turbina representa um importante critério de decisão de escolha de viabilidade técnica de projetos eólicos. Para um melhor agrupamento das estações anemométicas, foram estabelecidas quatro classes envolvendo intervalos de FC, são elas:

- FC-Classe 1: $0\% < FC < 10\%$
- FC-Classe 2: $10\% \leq FC < 20\%$
- FC-Classe 3: $20\% \leq FC < 30\%$
- FC-Classe 4: $FC >= 30\%$

A classificação foi feita pela média dos FC das três turbinas aplicando-se o critério de classes descrito acima. Com esta classificação, pretende-se simplificar a análise econômica trabalhando com faixas de produção energética relacionadas diretamente com o FC. A produção energética das turbinas utilizadas nesta análise, em relação à classificação do FC apresentado acima, é mostrada na tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Produção energética das turbinas eólicas e a classificação do FC

Fator de Capacidade	**ENERCON E-40 500 kW E_{anual} [MWh]**	**VESTAS V47-660/200 kW E_{anual} [MWh]**	**NEG MICON NM 750-200 E_{anual} [MWh]**
Classe 1	$E_{anual} < 438.0$	$E_{anual} < 578.2$	$E_{anual} < 657.0$
Classe 2	$438.0 \leq E_{anual} < 876.0$	$578.2 \leq E_{anual} < 1156.3$	$657.0 \leq E_{anual} < 1314.0$
Classe 3	$876.0 \leq E_{anual} < 1314.0$	$1156.3 \leq E_{anual} < 1734.5$	$1314.0 \leq E_{anual} < 1971.0$
Classe 4	$E_{anual} >= 1314.0$	$E_{anual} >= 1734.5$	$E_{anual} >= 1971.0$

Os resultados obtidos da produção energética de cada turbina para as estações instaladas na Região Nordeste são apresentados nas tabelas 6.6. Destacamos os dados da estação nº37 da cidade de Aquiraz - CE que apresentou a mais significativa produção energética dentre as demais estações. Com um FC superior a 40% para os três modelos de turbina, medido pela COELCE, essa região apresenta uma grande potencialidade para instalação de fazendas eólicas. Ela pode ser vista no mapa de velocidade média anual do Atlas Eólico do Brasil como uma grande área escura ao longo do litoral cearense.

A geração energética de cada turbina para as estações instaladas na Região Norte pode ser vista na tabela 6.7. Mesmo apresentando dados de poucas estações, os dados apontam um

grande potencial de aproveitamento em sete, das nove estações. O grande destaque está nas medições da estação de Ajuruteua – PA com medidas feitas pelo CEPEL. A produção energética de todas as turbinas com referência à estação de Ajuruteua, apresentam FC superior a 40%. As demais estações também apresentam uma boa relação de FC. Somente duas estações apresentam FC inferior a 20%.

Tabela 6.6 – Produção energética das turbinas eólicas para os dados de vento de cada estação anemométrica da Região Nordeste.

Classes F.Cap	Est. Nº	ESTAÇÃO ANEM.	PROP.	Energia Anual e Fator de Capacidade das Turbina Eólica					
				ENERCOM E-40 500 kW		VESTAS V47-660/200 kW		NEG MICON NM 750-200.48	
				MWh/ano	F.Cap (%)	MWh/ano	F.Cap (%)	MWh/ano	F.Cap (%)
1	1	ACU (CP)	CEPEL	131.57	3.00	195.38	3.38	204.19	3.11
1	3	MILAGRES (CP)	CEPEL	63.95	1.46	88.95	1.54	96.80	1.47
1	4	RECIFE (CP)	CEPEL	75.94	1.73	108.84	1.88	116.86	1.78
1	5	SOBRAL (CP)	CEPEL	123.38	2.82	182.81	3.16	191.90	2.92
1	9	CAMOCIM (CE)	COELCE	395.69	9.03	613.05	10.60	630.58	9.60
1	13	JAGUARUANA (CE) (corrig)	COELCE	89.62	2.05	118.99	2.06	124.11	1.89
1	20	BARBALHA	INMET	69.86	1.59	97.92	1.69	105.70	1.61
1	25	JAGUARUANA	INMET	365.54	8.35	567.00	9.81	581.32	8.85
1	26	JOAO PESSOA	INMET	308.83	7.05	477.99	8.27	487.45	7.42
1	27	MONTEIRO	INMET	315.75	7.21	484.64	8.38	500.19	7.61
1	28	MORADA NOVA	INMET	314.61	7.18	488.74	8.45	493.91	7.52
1	32	PICOS	INMET	134.81	3.08	200.37	3.47	209.11	3.18
1	33	PIRIPIRI	INMET	149.38	3.41	220.27	3.81	225.43	3.43
1	34	SAO FELIX	INMET	102.48	2.34	149.76	2.59	157.93	2.40
1	35	SAO GONCALO	INMET	212.10	4.84	322.00	5.57	328.09	4.99
1	36	TAUA	INMET	271.17	6.19	406.04	7.02	427.39	6.51
1	40	SERRA DO MEL	INMET	309.76	7.07	475.52	8.22	490.46	7.47
2	2	GUIMARARES	CEPEL	536.61	12.25	861.04	14.89	869.34	13.23
2	7	APODI (CE) (corrigida)	COELCE	407.14	9.30	637.71	11.03	649.99	9.89
2	11	COPAN (CE)	COELCE	600.92	13.72	898.67	15.54	948.88	14.44
2	15	NATAL (DEPV)	DEPV	459.40	10.49	712.68	12.33	734.66	11.18
2	19	APODI	INMET	447.01	10.21	670.57	11.60	705.93	10.74
2	21	CAMPOS SALES	INMET	751.24	17.15	1,116.64	19.31	1,183.80	18.02
2	21	CEARAMIRIM	INMET	565.79	12.92	866.29	14.98	903.02	13.74
2	23	CRUZETA	INMET	587.43	13.41	933.48	16.15	953.81	14.52
2	24	FLORANIA	INMET	568.22	12.97	877.45	15.18	910.27	13.85
2	29	MOSSORO	INMET	555.23	12.68	806.85	13.96	861.64	13.11
2	31	PAULISTA	INMET	584.45	13.34	900.43	15.57	935.69	14.24
3	6	ACARAU (CE)	COELCE	1,092.40	24.94	1,687.82	29.19	1,766.59	26.89
3	8	BITUPITA (CE)	COELCE	1,207.65	27.57	1,712.68	29.62	1,847.35	28.12
3	10	COITE (CE)	COELCE	819.70	18.71	1,242.76	21.50	1,306.90	19.89
3	14	PARAIPABA (CE) (corrig)	COELCE	1,116.90	25.50	1,665.62	28.81	1,769.46	26.93
3	17	MACAU (EB)	ELETROBRAS	913.90	20.87	1,422.69	24.61	1,480.85	22.54
3	18	ACARAU	INMET	968.24	22.11	1,473.68	25.49	1,549.70	23.59
3	30	PARNAIBA	INMET	825.38	18.84	1,280.02	22.14	1,332.28	20.28
4	12	ITAPAGE (CE)	COELCE	1,284.29	29.32	1,945.53	33.65	2,056.23	31.30
4	16	GALINHOS (EB)	ELETROBRAS	1,572.90	35.91	2,332.70	40.35	2,492.10	37.93
4	37	AQUIRAZ	COELCE	2,014.94	46.00	2,926.61	50.62	3,160.35	48.10
4	38	CAMARA	COELCE	1,479.54	33.78	2,221.24	38.42	2,359.56	35.91
4	39	S.GONCALO DO AMARANTE	COELCE	1,694.18	38.68	2,463.73	42.61	2,653.43	40.39

Tabela 6.7 – Produção energética das turbinas eólicas para os dados de vento de cada estação anemométrica da Região Norte.

Classes F.Cap	Est. Nº	ESTAÇÃO ANEM.	PROP.	Energia Anual e Fator de Capacidade das Turbina Eólica					
				ENERCOM E-40 500 kW		VESTAS V47-660/200 Kw		NEG MICON NM 750-200.48	
				MWh/ano	F.Cap (%)	MWh/ano	F.Cap (%)	MWh/ano	F.Cap (%)
2	5	VIGEU	CEPEL	413.24	9.43	651.34	11.27	659.23	10.03
2	8	TEPEQUEM	CEPEL	617.46	14.10	954.88	16.52	990.97	15.08
3	2	ALGODOAL	CEPEL	1,095.69	25.02	1,693.20	29.29	1,772.19	26.97
3	3	CHAVES	CEPEL	1,204.18	27.49	1,882.84	32.57	1,966.14	29.93
3	4	SOURE	CEPEL	1,191.70	27.21	1,878.29	32.49	1,957.02	29.79
3	6	GOIABAL	CEPEL	1,095.94	25.02	1,637.15	28.32	1,737.69	26.45
3	7	AGUA FRIA	CEPEL	1,186.17	27.08	1,827.37	31.61	1,916.89	29.18
3	9	SALINÓPOLIS	ELETRONORTE	851.19	19.43	1,360.11	23.52	1,401.29	21.33
4	1	AJURUTEUA	CEPEL	1,810.47	41.34	2,790.00	48.26	2,941.45	44.77

6.5 Conclusão

A avaliação técnica do potencial eólico não é uma tarefa das mais fáceis. A quantidade de fatores que influenciam o regime de vento faz com que seja imprescindível que tais fatores sejam cuidadosamente abordados e avaliados. A ajuda de ferramentas computacionais tem-se mostrado de grande valia para a análise do potencial eólico, tanto para prospecção do recursos em uma determinada região como também na formulação de Atlas Eólicos.

O levantamento do potencial eólico brasileiro tem contado com um número significativo de instituições que, ao longo de vários anos, recolhem dados eólicos regularmente. Pela diversificação da aplicação dos dados de cada instituição, não se dispõe de um banco de dados uniformizado. A ELETROBRÁS, na primeira edição do Atlas Eólico do Brasil (1978),esforçou-se por mostrar valores de velocidade média e sua distribuição por regiões. Esse Atlas mostra-se como indicativo de regiões potencialmente favoráveis para o uso desse recurso na geração de energia elétrica. Já na década de noventa, com toda a iniciativa em projetos em fontes renováveis de energia (solar, eólico, biomassa etc.), houve a necessidade de se buscar novos dados para a atualização do Atlas Eólico do Brasil. Na versão atual do Atlas, foi dada continuidade à cooperação entre outras instituições que mediam o vento de modo sistemático. Coube ao Cepel o tratamento e a uniformidade dos dados quanto à altura de medição, filtragens de possíveis erros de medição além, também, da instalação de unidades de medição em lugares estatégicos para complementariedade dos demais dados.

A atual versão do Atlas Eólico do Brasil, mesmo abordando vários fatores que influenciam o regime de ventos, ainda não faz uma análise da rugosidade do terreno nem do relevo ao redor da estação de vento. Dessa forma, o Altas representa dados indicativos do potencial eólico e sua distribuição ao longo das estações utilizadas para coleta de dados. Foram feitas várias considerações para o uso desses dados no cálculo da energia gerada por turbinas eólicas. De uma forma geral, o Atlas Eólico, em sua atual versão, não apresenta dados suficientes para uma análise mais acurada, necessária para avaliações de geração de energia elétrica. Mesmo assim, com os valores de velocidade média, desvio padrão e os parâmetros de Weibull distribuídos ao longo de três estados da Região Nordeste e de dois estados da Região Norte, apresenta valores indicativos valiosos para uma análise prévia da potencialidade.

Com os dados eólicos disponibilizados de 49 estações anemométricas utilizadas para a elaboração da versão atual do Atlas, foi possível fazer o levantamento da energia gerada por três tipos de turbinas eólicas. Os valores da energia gerada por cada turbina utilizando-se os dados de cada estação servirão de base para a análise de viabilidade econômica. A classificação da geração eólica por faixa de fator de capacidade procura agrupar o maior número de estações

potencialmente favoráveis evitando, assim, um estudo de caso para cada uma das 49 estações cujos dados foram disponibilizados.

Até este momento não descartamos nenhuma das estações pela energia gerada. Podemos ver que, para algumas estações, a velocidade média é muito baixa (inferior a 3 m/s) e que, para a finalidade de geração energia elétrica, já poderiam ser descartadas. Esse dado é mantido para que, através da análise de viabilidade econômica, seja possível uma análise do custo da energia em função da velocidade média dos ventos.

O Brasil apresenta, como visto nos mapas eólicos de velocidade média dos ventos, um grande potencial eólico, principalmente ao longo da costa nordestina. A quantificação desse potencial deve ser alvo da instalação de um número ainda maior de estações anemométricas além do levantamento da rugosidade, do relevo e dos eventuais obstáculos ao redor das estações. A necessidade de dados mais acurados que levem em consideração os principais fatores que influenciam o regime dos ventos, se constitui em uma importante justificativa uma vez que nunca, na história do uso de fontes renováveis no Brasil (o que também não é tão longa), houve tanto interesse (tanto externo quanto interno) na implementação e pesquisas dessas fontes. É nesse âmbito que a ELETROBRÁS mostra grande interesse na renovação dos dados eólicos Atlas Eólico do Brasil. No dia 01 de junho de 2000, o CEPEL contratou a empresa americana TrueWind Solutions, através do seu representante no Brasil, para elaborar o novo Atlas Eólico do Brasil. Esse novo documento visa substituir a primeira edição de 1987, da ELETROBRÁS, e estará disponível a partir de fevereiro de 2001.

A empresa TrueWind Solutions utiliza o modelo de mesoescala que é capaz de prever a velocidade dos ventos sobre a superfície terrestre com uma resolução de $1km^2$. Para tanto, o modelo utiliza séries temporais de pressão do topo da camada limite[16] e a topografia do território brasileiro. A modelagem da rugosidade da superfície é realizada através de imagens de satélite e a validação do modelo é feita através da comparação com um número mínimo de estações de superfície.

[16] Camada limite pode ser considerada como a região onde a rugosidade apresenta influência significativa no fluxo de vento. Acima de uma determinada altura (topo da camada limite), os efeitos da rugosidade não são mais tão significativos

CAPÍTULO 7

ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Com o estudo de viabilidade técnica concluído, foram levantadas as questões econômicas envolvidas em um empreendimento de geração em energia eólica que pode ser denominado fazenda eólica. A análise de viabilidade técnica feita no Capítulo anterior mostrou o potencial eólico de algumas regiões com dados anemométricos de velocidade média, desvio padrão e os parâmetros de distribuição de Weibull. Com esses valores, chegou-se à produção energética de três turbinas eólicas para todas as estações. Ao agrupar as estações pela produção energética e também pelo fator de capacidade, estabeleceram-se faixas de energia anual produzida, o que, em um primeiro momento, servirá como porto de partida para análise de viabilidade econômica.

Neste Capítulo serão abordados alguns aspectos envolvidos em um projeto eólico e sua participação nos custos totais do projeto. A distribuição dos custos de um projeto eólico a ser implementado no Brasil apresenta uma característica muito particular. Por representar um número ainda muito pequeno de projetos implantados (projetos pilotos e comerciais provenientes da iniciativa privada), a distribuição dos custos é pouco conhecida para que se possam estabelecer os valores médios de cada etapa envolvida.

Adotando-se uma metodologia de distribuição dos custos envolvidos em um projeto eólico, procurou-se, com dados atualizados de diferentes modelos de turbinas eólicas, analisar as possibilidades de investimentos com recursos próprios e com financiamento externo. Foram abordados os impactos sobre a atratividade de diferentes possibilidades de investimento variando os principais componentes de composição dos projetos. A análise concentrou-se na aplicabilidade direta da venda de energia elétrica de origem eólica através da Resolução nº 233/1999, da ANEEL, que trata dos Valores Normativos e também da Resolução nº 245/1999, também da ANEEL que trata das regras de repasse dos recursos da CCC para fontes alternativas de energia em substituição ao combustível fóssil utilizado nos sistemas isolados.

Pretende-se, neste Capítulo, apresentar condições favoráveis e atrativas para a implantação de projetos eólicos para geração de energia elétrica. Com as conclusões das diversas possibilidades de investimentos espera-se também criar subsídios para propostas de novas políticas de geração renovável de grandes blocos de energia.

7.1 Aspectos econômicos dos projetos eólicos

O detalhamento dos aspectos econômicos de um projeto é tão importante quanto a análise de viabilidade técnica. A definição de cada etapa e sua participação nos custos finais devem estar presentes no levantamento dos encargos financeiros necessários para a análise da viabilidade do projeto. Sobre os aspectos econômicos, podemos dividi-los em duas etapas distintas: os custos iniciais do projeto e os custos anuais com operação e manutenção.

Os custos iniciais de um projeto eólico englobam importantes encargos em diversas etapas tais como: estudo de viabilidade técnica, negociações e desenvolvimento, projetos de engenharia, custos dos equipamentos, infra-estrutura e despesas diversas. Cada uma dessas etapas necessita de um detalhamento maior que, em casos especiais, poderá ser minimizado ou, até mesmo, desconsiderado.

A figura 7.1 mostra o detalhamento de cada etapa dos custos iniciais do projeto.

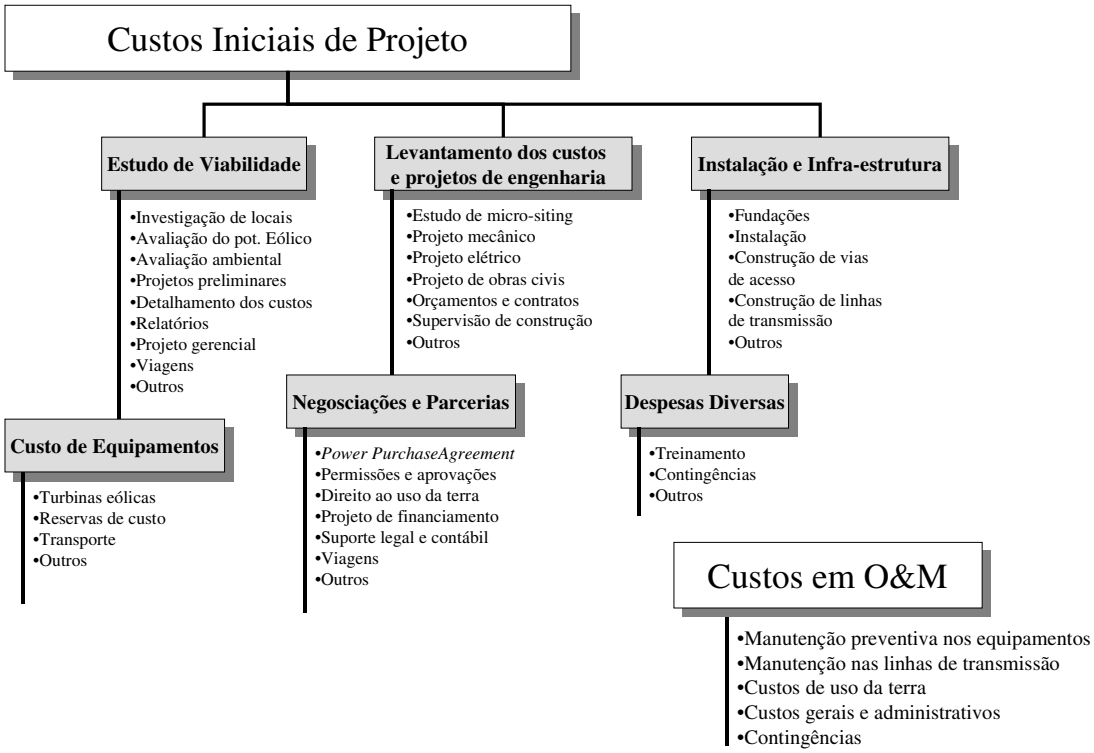


Figura 7.1 - Distribuição dos custos iniciais de um projeto eólico

Os custos anuais de manutenção e operação englobam, além das despesas com equipamentos (reposição e prevenção), despesas como arrendamento do uso do terreno e seguros, entre outras. Muitas vezes o custo estimado de manutenção e operação das turbinas é fornecido pelo próprio fabricante. Esse custo representa a maior parte das despesas anuais a serem desembolsadas para a manutenção de uma fazenda eólica.

O tamanho do parque eólico influencia fortemente na participação de cada etapa da distribuição dos custos. Considera-se uma pequena fazenda eólica um sistema formado por duas a cinco turbinas. Uma fazenda eólica de médio/grande porte pode ser considerada aquela que apresenta um número de turbinas superior a cinco unidades. Os projetos piloto, por utilizarem uma quantidade pequena de turbinas eólicas, geralmente apresentam custos iniciais elevados além de despesas também elevadas com manutenção e operação. No caso brasileiro, a maioria dos projetos implementados, tais como: Morro do Camelinho (MG), Porto de Mucuripe (CE) e Ilha de Fernando de Noronha (PE), apresentam investimentos elevados, uma vez que, sendo projetos piloto, também utilizam poucas turbinas.

O custo da turbina eólica representa o custo mais importante e significativo de um projeto eólico. Para projetos de grande porte, a participação da turbina nos custos totais do investimento é muito alta, diluindo, assim, os demais custos em relação ao total de investimento. Nesta sessão, será abordada cada uma das partes que compõem o investimento em fazendas eólicas, tanto nos custos iniciais quanto nos custos anuais de operação e manutenção.

A distribuição dos custos de um projeto em energia eólica pode variar largamente segundo as características de cada empreendimento, tornando, cada projeto, um estudo de caso em particular porque, pelas médias dos custos de projetos já implementados, cada etapa apresenta uma faixa de participação bem definida no custo total de projeto. Uma distribuição dos custos de cada etapa do projeto pode ser vista na tabela 7.1. RETSCREEN (2000) Essa tabela mostra a faixa de participação de cada etapa no custo total de projetos de pequeno e médio/grande porte. Esses valores, por serem referenciados a projetos até 1998, podem apresentar variações em relação às atuais condições de custos de projetos.

Tabela 7.1 – Custos iniciais de projetos em energia eólica

Categoria de custos iniciais do projeto	**Fazenda Eólica de médio/grande porte (%)**	**Fazenda Eólica de pequeno porte (%)**
Estudo de viabilidade	menos de 2	1 – 7
Negociações de desenvolvimento	1 – 8	4 – 10
Projeto de engenharia	1 – 8	1 – 5
Custo de equipamentos	67 – 80	47 – 71
Instalações e infra-estrutura	17 – 26	13 – 22
Diversos	1 – 4	2 – 15

(Fonte: RETSCREEN,2000)

A descrição de cada categoria de custos iniciais de um projeto eólico será apresentada nos próximos itens. Algumas categorias representam custos de mão de obra, principalmente nos estudos de viabilidade, negociações e desenvolvimento e outras, custos de implementação de infra-estrutura e compra de equipamentos.

7.1.1 *Custo Inicial* – Estudo de viabilidade

Os estudos de viabilidade, em sua fase inicial, incluem tópicos como a investigação de locais favoráveis, avaliação do recurso eólico, avaliação ambiental, projetos preliminares e estimativas de custos, entre outros. A investigação prévia de locais propícios à implantação de projetos eólicos implica custos relativos a viagens e inspeção dessas áreas. Normalmente, com dados de medição e cartas topográficas dos locais em questão, é feita uma análise prévia das condições gerais do local. Esse estudo por si só não basta. São necessárias, também, visitas ao local para o levantamento das características da rugosidade do solo e também da topografia (fatores esses estudados no Capítulo anterior como importantes fatores de influência do regime dos ventos). Algumas vezes, mesmo que um determinado local apresente grande potencial eólico, pode ocorrer que, devido às características de relevo e ocupação da área, a implementação do projeto seja inviável. Neste caso, todo o projeto é abandonado sem outros ônus.

A avaliação do potencial eólico no local é feita através de estações anemométricas que coletam dados em um período recomendado de, no mínimo, um ano. A utilização de dados anemométricos já consolidados de estações próximas ajuda na análise do potencial. Geralmente, é através delas que, de uma forma abrangente, se buscam pequenas regiões próximas com características semelhantes de comportamento do vento. Mesmo com dados já consolidados de estações próximas e com o auxílio de ferramentas computacionais, dados do regime do vento no local, além de representarem o perfil mais acurado, também podem servir de base para ajustes dos diversos parâmetros na comparação do perfil de vento em uma estação (próxima) e o local analisado.

Por ser uma fonte alternativa de grandes vantagens ecológicas, o estudo de impactos ambientais também tem uma importante participação nos estudos prévios de viabilidade. Nesse estágio de avaliação, uma análise dos impactos ambientais está mais diretamente ligada ao levantamento das características do local de forma a minimizar os efeitos ao meio ambiente. Como abordado no Capítulo 2, todos os possíveis impactos ambientais causados por projetos eólicos podem ser minimizados com estudos prévios.

Uma vez com as avaliações do potencial eólico e dos impactos ambientais realizadas, é feito um estudo de otimização do uso da área para uma melhor distribuição das turbinas de acordo com as características do local. Esse estudo requer análises da interferência de uma turbina em relação às outras. A procura de posicionamentos ótimos para as máquinas eólicas requer grande iteração de cálculos complexos de escoamento de fluidos com o posicionamento das demais turbinas que formam o conjunto. Essa análise demanda o uso de ferramentas computacionais específicas onde, a precisão desejada exige, muitas vezes, várias iterações computacionais de simulação. Com os resultados otimizados de posicionamento e,

eventualmente, algumas perdas relativas a "sombras" entre turbinas, deve-se fazer um levantamento mais detalhado dos custos de retorno do projeto com base nos dados técnicos do potencial eólico da região. Com um detalhamento maior do custo da energia e da sua produção podem-se fazer estimativas importantes em um parque eólico, como o melhor período para se fazer manutenção nas máquinas.

Todos os custos envolvidos nessa primeira fase de projeto estão associados, principalmente, aos custos próprios (ou de contratos de terceiros) em mão de obra especializada. A compra e instalação de equipamentos de medição também são itens previstos nessa fase.

7.1.2 *Custo Inicial* – Negociações e parcerias

Existem algumas possibilidades de participação de empreendedores de projetos em energia eólica. Uma situação comum está na iniciativa privada financiar o desenvolvimento de um projeto próprio vendendo a energia produzida para a concessionária local de energia. Esse é o caso do Produtor Independente no Brasil, como visto no Capítulo 5. Uma outra possibilidade está no investimento da concessionária de energia na implantação de sua própria fazenda eólica. Dentro das possibilidades de investimento, existe a formação de consórcios de investidores que, ao comprarem turbinas (financiando assim todo um projeto) obtêm seus dividendos também na venda da energia para as concessionárias.

Os custos em projetos de energia eólica incluem custos em negociações na elaboração de acordos de compra de energia *Power Purchase Agreement – PPA* entre os empreendedores e a companhia elétrica local, nos termos de permissão e aprovação de projetos, nos acordos para o direito de uso do terreno, nos projetos de financiamento, entre outros aspectos legais, que assegurem o avançar do projeto.

Mesmo com a vigência dos Valores Normativos (Res. ANEEL n.º 233/1999), que representa um grande avanço para as questões de compra e repasse para as tarifas do uso de fontes alternativas, as negociações entre concessionárias de energia e empreendedores privados são processos demorados e sujeitos a toda burocracia envolvida nos processos licitatórios. Quando a própria concessionária faz parte do grupo de empreendedores do projeto, esse acordo não existe uma vez que, com a participação da própria concessionária, esta estipula o preço da energia gerada que ela mesma compra.

Outros custos envolvendo negociações podem ser agrupados em detalhes legislativos, contábeis e financeiros que devem ser contabilizados como horas de trabalho de profissionais especializados em cada segmento.

7.1.3 *Custo Inicial* – Levantamento dos custos e projetos de engenharia

Os custos envolvido na fase de projetos de engenharia englobam despesas com o levantamento da infra-estrutura necessária à instalação e montagem dos aerogeradores e outros equipamentos, com a implementação do sistema de transmissão de energia elétrica, com o levantamento das características do local para o dimensionamento de obra civil, com a supervisão de construção e contratos e propostas, entre outros. O principal esforço nessa fase está na listagem do maior número possível de detalhes que envolvem desde o transporte e instalação das turbinas até todo o preparo do terreno, tanto das vias de acesso (caso necessário) como também das fundações, para instalação das torres.

A elaboração de um relatório minucioso das principais etapas, tanto na instalação quanto no preparo do terreno, torna possível a análise dos pontos mais onerosos além daqueles passíveis de redução de custos. De uma forma geral, existe um *check-list* para o levantamento dos pontos básicos na instalação de fazendas eólicas. Esse levantamento envolve esforço de profissionais qualificados em cada área da engenharia, em especial, das engenharias elétrica, civil e mecânica.

O planejamento e o levantamento das necessidades de infra-estrutura tornam-se mais complexos uma vez que as condições de acesso ao local não apresentam infra-estrutura básica como estradas ou vias que facilitem o acesso. O transporte das turbinas eólicas requer veículos especiais devido ao peso de alguns componentes e também das suas dimensões e formas especiais. Uma vez no local, existe a necessidade de disponibilizar guindastes especiais de grande alcance para a instalação da torre, nacele e pás que podem alcançar alturas superiores a 50 m.

A parte elétrica também necessita de um planejamento prévio, principalmente na otimização do trajeto das linhas de transmissão até a subestação mais próxima. A distância entre a fazenda eólica e a subestação mais próxima muitas vezes pode variar entre algumas dezenas até centenas de quilômetros o que, devido às características de compatibilidade de potência e tensão de linha, pode representar um ônus significativo. Ao contrário da maioria das instalações européias e americanas, o Brasil possui a característica de utilização de vias aéreas, o que representa um detalhe importante nos custos de implementação.

Todo o levantamento dos detalhes envolvidos no transporte e instalação das turbinas, instalação do sistema de transmissão e obra civil são custos de horas de trabalho de gerência de projeto. Uma vez levantados os detalhes das tarefas e seus custos, cabe aos gerentes de projeto também elaborar os contratos e acordos para execução competente de cada etapa.

7.1.4 *Custo Inicial* – Custo de equipamento

Os custos envolvidos nos equipamentos podem ser considerados como o custo das turbinas eólicas e também seu transporte até o local de sua instalação. A turbina eólica pode ser considerada com todos os componentes instalados acima da fundação incluindo a torre e todo o sistema de controle da máquina. Os custos variam muito de acordo com a potência de cada modelo além da altura das torres utilizadas. É comum observar-se, nos catálogos especializados, um diferencial de custo para alturas diferentes de torre utilizadas para um mesmo modelo.

Um fato importante a ser considerado são os custos de operação e mão de obra previstos pelos fabricantes. Muito dos fabricantes apresentam uma garantia que pode variar de seis meses até dois anos (dependendo do contrato negociado) podendo onerar ou não o custo final do equipamento. Detalhes técnicos de diversos modelos de turbinas eólicas devem ser ponderados, além do preço. Detalhes sobre manutenção, garantia, curva de potência, sistema de controle, assistência técnica, entre outros, são fatores que devem ser analisados cuidadosamente, ponderando os custos de cada modelo e os benefícios apresentados pelos fabricantes.

7.1.5 *Custo Inicial* – Instalações, infra-estrutura e despesas diversas

Os custos envolvido na fase de instalação e infra-estrutura englobam as despesas previamente levantadas na fase dos projetos de engenharia. O principal esforço nessa fase está no transporte e na montagem das turbinas eólicas. Esse processo tem sido otimizado ao longo dos anos na utilização de equipamentos mais eficientes e também de técnicas de segurança mais rigorosas possibilitando a instalação completa de uma turbina eólica com cerca de oito a dez horas de trabalho (DUTRA, 1998). Uma seqüência das etapas de instalação de uma turbina eólica pode ser vista na figura 7.2 mostrando desde a construção da fundação até a fase final de elevação das pás para fixação no rotor já instalado ao alto da torre. Geralmente, os contratos de compra de turbinas eólicas também contemplam os custos de conexão à rede e supervisão durante a montagem.

Antes mesmo do transporte e da instalação dos aerogeradores, as obras de infra-estrutura devem estar concluídas. Todo o projeto de obra civil deve seguir um cronograma de forma que todas as fundações, o preparo do terreno segundo otimizações dos estudos de viabilidade e a disponibilização de uma via de acesso compatível com o transporte de equipamentos pesados devem estar prontos antes da chegada das turbinas ao local. Todos os custos envolvidos na parte de transporte, instalação e obra civil, geralmente, salvo poucas exceções, são de serviços contratados de empresas especializadas em cada assunto. Dessa

forma, o detalhamento das operações e a busca de profissionais competentes podem minimizar os custos da operação.

As demais despesas envolvidas em um projeto completo de implementação de fazendas eólicas podem ser computadas como despesas diversas, despesas com treinamentos, viagens e acomodações, entre outras. Os custos com eventuais contingências é um fator diretamente ligado ao grau de precisão adotado no levantamento dos custos envolvidos nas demais etapas do projeto. Esse fator é importante pois, por uma possível inexperiência da equipe de gerenciamento, os custos finais do projeto podem reduzir bruscamente as margens de retorno do empreendimento. Em todo o momento da estimativa de custos, é fundamental que análises sejam feitas de forma cuidadosa tanto na finalidade dos serviços quanto na procura de profissionais competentes a preços justos para execução da mesma atividade.

Em diversos países da Europa onde existe uma indústria forte voltada tanto para a construção quanto para a instalação de fazendas eólicas, os custos envolvidos nas etapas de levantamento de preço, transporte, instalação e infra-estrutura apresentam um comportamento amadurecido pelos grandes projetos já instalados. Os únicos projetos privados de médio e grande porte em energia eólica no Brasil, Usina Eólica de Prainha - CE, Taiba - CE e Palmas - PR, já abordados no Capítulo 4, representam as primeiras experiências de instalação de parques eólicos envolvendo todas as etapas agora descritas. Desta forma, não se pode estabelecer uma variação da participação percentual de cada etapa no custo total de um projeto. Um bom ponto de partida para uma análise de viabilidade econômica está na utilização das distribuições feitas nos custos de implementação de um parque eólico na Europa.

Figura 7.2 – Etapas na instalação de um aerogerador na Alemanha: a) Construção da base de concreto; b)Suspensão e conexão do terceiro módulo da torre; c)Suspensão da nacele; d) Suspensão e montagem aérea das pás na nacele com auxílio de um segundo guindaste; e)Turbina em operação. (Fonte: DUTRA, 1998)

7.1.6 Custos com operação e manutenção dos parques eólicos

Durante toda a vida útil das turbinas eólicas, custos em operação e manutenção dos equipamentos deverão fazer parte do orçamento anual das despesas desembolsadas além das taxas contábeis e legais envolvidas no comércio de energia. Os custos anuais de manutenção, além englobar custos no reparo e na troca de peças e manutenção preventiva, entre outros, devem também contabilizar o número de horas durante as quais a turbina deve estar parada para que as manobras possam ser feitas. O custo de ter uma turbina parada, sem geração de energia,

representa um valor de receita evitada que deve ser previsto no planejamento contábil do projeto. O custo da não geração de energia pode ser reduzido na otimização do planejamento operacional concentrando o maior número de horas possível de manutenção durante os regimes de baixa velocidade média do vento.

Os custos de operação e manutenção também envolvem o treinamento de profissionais qualificados para operação das máquinas sob as mais diversas condições. Mesmo com um alto grau de automação, a presença de uma equipe disponível em campo faz-se necessária para eventuais manobras. As despesas anuais em fazendas eólicas não estão ligadas somente a custos de operação e manutenção das turbinas. A manutenção das linhas de transmissão, mesmo que em menos freqëntes, também devem ser consideradas.

Um outro custo anual importante em uma fazenda eólica está nas despesas de arrendamento do terreno em que o parque eólico está instalado. As negociações sobre os custos de arrendamento do local são feitas durante a primeira fase de viabilidade. Geralmente, a escolha do local a ser instalado o parque eólico coincide com áreas de atividades agrícolas. Essas áreas apresentam características de fácil negociação quanto ao uso da terra, não onerando significativamente como em áreas nobres destinadas, muitas vezes, à especulação imobiliária. As taxas de seguro de máquinas e também da geração de energia muitas vezes fazem parte dos custos anuais de projetos de grande porte. Como os investimentos de grande porte associam grandes volumes em riscos, é comum que se procure seguradores que cubram os riscos inerentes do processo. Sobre esse assunto, torna-se fundamental o conhecimento do regime dos ventos para que se minimizem os riscos associados a longos períodos de calmaria não previstos.

7.2 Descrição da metodologia utilizada

A análise de viabilidade econômica proposta neste Capítulo estará considerando um modelo que abrange o maior número possível de dados abordados na seção anterior. Empreendimentos em geração eólica, como já exaustivamente descrito em seções anteriores, devem ser tratados como estudo de caso levando em consideração todos os fatores possíveis que envolvem um projeto eólico a nível comercial. A síntese de todos os custos do projeto, tanto na sua fase inicial quanto nas despesas diárias, possibilitou uma análise mais objetiva e abrangente

A distribuição dos custos de um projeto com relação ao custo da turbina (parte mais cara e também a mais importante do projeto) é um fator que varia muito, principalmente pelo tamanho do parque eólico a ser considerado. As médias dos custos de projetos implantados na Europa apresentam uma variação entre 15% a 40 % a mais em relação ao preço das turbinas (EWEA, 1998b). Essa variação dos custos finais de projeto foi utilizada na análise

classificando-a em três categorias: projetos de custos baixos (15% de custos adicionais em relação à turbina eólica), projetos de custos médios (30% de custos adicionais) e projetos caros (40% de custos adicionais).

Uma importante fonte de dados utilizada para o levantamento das características de turbinas, além dos catálogos de vários modelos enviados pelos fabricantes, é a publicação anual da Bundesverband WindEnergie e.V. – BWE, com preços e detalhes técnicos das principais turbinas eólicas disponíveis no mercado. O catálogo *Winderngie 2000* foi utilizado como referência dos preços praticados na Alemanha no final de dezembro de 1999. Os valores de custo das turbinas serão utilizados como referência para toda a análise de custo. Não será considerado nenhum tipo de reajuste nos preços, mesmo quando a tendência mostra possibilidade de queda dos preços durante o ano de 2000.[17]

Uma vez com os custos das turbinas praticados na Alemanha, foi feito um levantamento dos procedimentos e custos envolvidos na importação de equipamentos. Além dos custos de frete e seguro sobre o equipamento, também foi feito o levantamento dos impostos devidos a essa transação comercial. Todos os demais itens do projeto como: levantamento do potencial, instalação, infra-estrutura etc. foram englobados nos custos adicionais iniciais de projeto. Sobre as despesas anuais necessárias foram computados custos de manutenção e operação do investimento eólico além de custos com pessoal, arrendamento da terra, etc. As despesas anuais são previstas para todo o período de vida útil das turbinas, considerando um período de 20 anos[18].

A metodologia utilizada também aborda várias possibilidades de investimento com capital próprio e também com recursos externos. Uma vez com dados consolidados, procurou-se observar o efeito de pequenas variações nos principais fatores de influência no projeto. A análise de sensibilidade entre diversos fatores possibilitou a formulação de propostas para melhores alternativas de viabilidade de projetos.

Nos próximos itens serão descritos os principais tópicos utilizados durante a análise de viabilidade econômica de projetos eólicos.

---

[17] É importante citar que o preço das turbinas pode variar significativamente dependendo do interesse dos fabricantes e na sua disponibilidade. A quantidade de turbinas e as características do local podem reduzir os custos gerais do projeto possibilitando assim uma maior rentabilidade do investimento.

[18] Tradicionalmente utiliza-se um período de 20 anos de vida útil das turbinas eólicas. Com o avanço tecnológico e medidas sistemáticas de manutenção de equipamentos, é de se esperar um período maior de operação das turbinas.

7.2.1 Investimentos iniciais de projeto

Os custos iniciais do projeto foram abordados nas seguintes etapas: custo das turbinas, custos com importação e as despesas adicionais de projeto, englobando, assim, os custos totais do projeto. Foram analisados inicialmente nove tipos de turbinas. As turbinas analisadas apresentam faixa de potência bem diferenciada: três de potência entre 200kW e 300kW, três entre 500kW e 750kW e, por fim, três turbinas entre 1.3 MW e 1.5 MW. A utilização de faixas diferenciadas de potência permitirá uma avaliação de quantidades de turbinas para uma mesma potência instalada e seus efeitos nos custos finais e taxas de retorno de investimento. As turbinas utilizadas, a potência e o preço de cada uma são mostradas na tabela 7.2.

Tabela 7.2 – Turbinas eólicas utilizadas no estudo de viabilidade

Modelo	Pot. (kW)	Custo das turbinas*			US$/kW
		DM$	US$	R$	
Turbina 1	200	418,000.00	193,858.16	379,962.00	969.3
Turbina 2	250	430,000.00	199,423.47	390,870.00	797.7
Turbina 3	300	595,000.00	275,946.43	540,855.00	919.8
Turbina 4	500	848,000.00	393,281.63	770,832.00	786.6
Turbina 5	750	1,178,500.00	546,559.44	1,071,256.50	728.7
Turbina 6	660	1,140,000.00	528,704.08	1,036,260.00	801.1
Turbina 7	1300	2,110,000.00	978,566.33	1,917,990.00	752.7
Turbina 8	1500	3,005,000.00	1,393,645.41	2,731,545.00	929.1
Turbina 9	1500	2,850,000.00	1,321,760.20	2,590,650.00	881.2

* Cotações em dez-2000 (US$ = R$ 1.96) (DM$ = R$ 0,909)

Ao considerar-se equipamentos importados, foram calculados os custos com importação e os impostos inerentes. Considerando que os preços levantados são aqueles comercializados na Alemanha fez-se também um levantamento dos custos de frete e seguro sobre o equipamento. Em contatos feitos com agentes importadores, levantou-se que o frete em transporte marítimo proveniente da Europa com destino ao Brasil apresenta custo médio de DM$ 200,00/ton ou DM$ 200,00/m^3 valendo o de maior valor. Por não se ter disponíveis dados em volume ocupados dos equipamentos desmontados, utilizou-se o valor do peso bruto (valor fornecido pelo catálogo) como referencial para o levantamento dos custos de transporte.

Sobre o seguro, também foram feitos contatos com agentes importadores que estipulam uma média de 1% sobre o custo da turbina no seu país de origem. Ao chegar ao Brasil, são aplicados vários impostos sobre o custo da turbina em seu país de origem (Custo FOB) somados ao custo de transporte e ao seguro[19]. Os impostos vigentes são os seguintes:

[19] A soma dos custos da turbina em seu país de origem somado ao custo de transporte e aos custos de seguro é denominado custo CIF

- Imposto sobre Importação - II
- Imposto sobre Produtos Industriais – IPI
- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS

Segundo a Nomenclatura Brasileira de Mercadorias – NBM publicada pela Aduaneira, 2000, o valor do II sobre geradores eólicos (como é referenciado na publicação) é de 3% sobre o custo CIF e o IPI de 5% também sobre o custo CIF da turbina eólica. Por incidir IPI sobre o equipamento, este também sofre tributação de ICMS. Como para cada estado do Brasil o valor do ICMS varia, utilizou-se o valor máximo previsto de 18% como referência para os cálculos.

Para o dimensionamento da potência total instalada do empreendimento eólico, adotaram-se três tamanhos diferentes de parques eólicos: 15 MW, 50MW e 100 MW. Para cada projeto é importante avaliar-se os custos adicionais envolvidos antes, durante e depois da instalação dos equipamentos. Conforme analisado pela European Wind Energy Association - EWEA (EWEA, 1998b), os custos adicionais dos projetos implementados na Europa variam entre 15% e 40% sobre o preço da turbina. Considerando os custos adicionais de um projeto, foram avaliadas três categorias de projetos: os baratos (adicional de 15% do valor da turbina), os que poderiam se enquadrar como de custos médios (adicional de 30% do valor da turbina) e aqueles que seriam caros (adicional de 40% do valor da turbina). Em várias análises são abordadas as três categorias de projetos proporcionando assim uma análise de sensibilidade dos custos iniciais do projeto e seu peso nas taxas de retorno do investimento.

As figuras 7.3, 7.4 e 7.5 mostram os custos totais iniciais das nove turbinas eólicas analisadas para potências instaladas de 15 MW, 50 MW e 100 MW respectivamente.

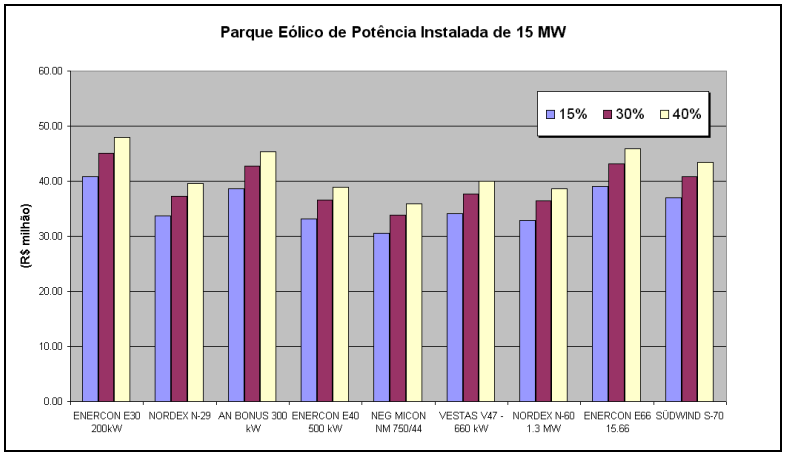


Figura 7.3 - Potência instalada de 15 MW para custos adicionais em 15%, 30% e 40% em relação ao preço da turbina

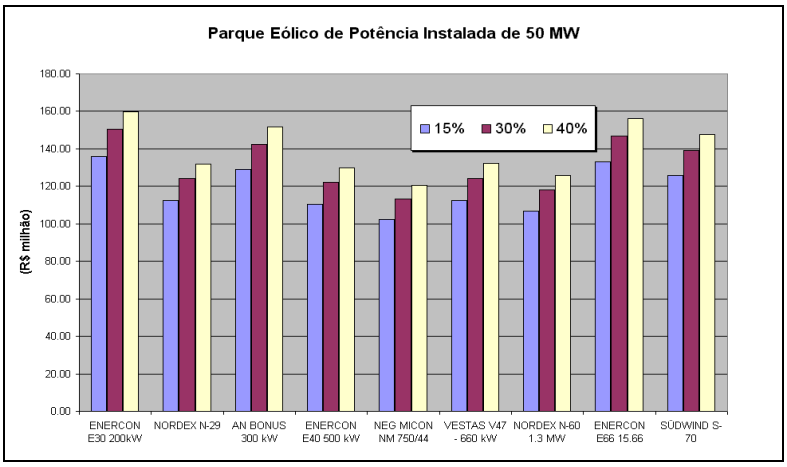


Figura 7.4 - Potência instalada de 50 MW para custos adicionais em 15%, 30% e 40% em relação ao preço da turbina

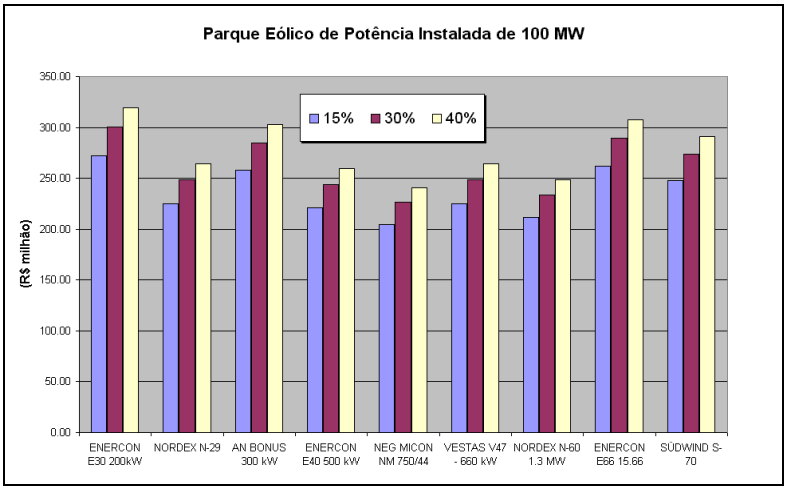


Figura 7.5 - Potência instalada de 100 MW para custos adicionais em 15%, 30% e 40% em relação ao preço da turbina

7.2.2 Manutenção, operação e despesas diversas

Sobre os gastos periódicos com manutenção e operação dos parques eólicos, deve-se destacar alguns itens importantes tais como: gastos com peças de reposição, manutenção preventiva, custos de pessoal, custos com o arrendamento do terreno e também as margens para eventuais surpresas. Os custos de manutenção previstos pelos fabricantes também são previstos no catálogo Windenergie 2000 utilizado como referência dos preços. Os custos previstos com manutenção, segundo o catálogo, variam entre 0.8% a 1.3% sobre o custo da turbina. O desembolso anual para manutenção pode variar significativamente de acordo com as condições locais de vento e também com os níveis de concentração de componentes corrosivos na atmosfera local.

Além dos custos de manutenção nas turbinas, existem, também, as despesas com pessoal em operação e as despesas de uso da terra. Todos esses fatores formam o desembolso anual que deve ser levado em consideração por toda a vida útil do equipamento. A expectativa de vida útil das turbinas eólicas de grande porte é de 20 anos o que também está sendo considerado na análise.

Os custos totais de operação e manutenção de fazendas eólicas não são uma função linear do tamanho do parque em questão. É de se esperar que, para grandes empreendimentos, os custos anuais de operação e manutenção tenham uma participação menor em relação ao preço da turbina. Geralmente, as grandes plantas eólicas além de ocuparem uma área maior, apresentam um efetivo local de operação mais reduzido em relação ao total das turbinas instaladas. A instalação de um grande número de turbinas em uma mesma área possibilita equipes reduzidas para sua operação.

De uma forma geral, foi utilizada uma taxa de 4% sobre o preço da turbina que seriam destinados aos custos anuais para operação e manutenção das turbinas eólicas. Essa fração pode ser considerada um valor conservador uma vez que os custos de manutenção previstos pelos fabricantes variam, como já foi dito, entre 0.8 e 1.3% do valor de catálogo. Ao considerar que esses custos são praticados na Alemanha com toda a infra-estrutura já consolidada no local e que a transferência dessa tecnologia requer investimentos em treinamento de pessoal e importação de equipamentos, o valor de 4%, adotado como base para os cálculos, torna-se coerente uma vez que engloba custos de pessoal, treinamento, arrendamento da terra e despesas diversas.

7.2.3 Produção Energética

Para facilitar a análise da utilização dos potenciais eólicos nos cálculos de viabilidade econômica adotaram-se faixas de fator de capacidade de cada turbina. Esse procedimento possibilitou agrupar estações anemométricas das quais obteve-se dados de velocidade média e os parâmetros de Weibull descritos e analisados no Capítulo 6.

Todas as estações foram agrupadas de acordo com o Fator de Capacidade – FC de cada modelo de turbina eólica cuja regra é descrita na seção 6.4.3. Na utilização de potenciais eólicos para análise de viabilidade econômica, foram abordados somente potenciais enquadrados nas Classes 3 e 4 onde, para efeito de cálculos pontuais, foram adotados valores de produção máxima para as classes em questão, ou seja, para potencial Classe 3, adotou-se FC de 30% e potencial Classe 4, adotou-se FC de 40%.

Em testes preliminares, locais, cujo potencial eólico apresenta um FC inferior a 30%, mostram-se pouco atrativos e até mesmo, na maioria dos casos, inviáveis economicamente. Por

esse motivo, mesmo abordando poucas estações (descritas e analisadas no Capítulo 6), somente as estações Classe 3 com valores de FC próximos a 30% e todas as estações Classe 4 podem ser consideradas nas análises de viabilidade econômica representando assim os melhores resultados de produção energética de cada classe.

É importante ressaltar que a produção energética através da energia eólica pode variar de ano para ano. A margem de segurança para se prever os regimes de vento é diretamente influenciada pela qualidade dos dados e do tempo de observação. No modelo utilizado, adota-se a mesma produção energética durante todo o período de vida útil da turbina (aqui adotado como 20 anos) sem nenhum tipo de reajuste na variação do comportamento dos ventos.

7.2.4 Financiamentos externos

Uma vez com os custos dos projetos eólicos já estimados, inicia-se a análise da viabilidade financeira do empreendimento. Foram analisados os casos de financiamento dos recursos com capital externo e financiamento com capital totalmente próprio. Também foram avaliados financiamentos disponíveis do Banco Nacional de Desenvolvimento Social – BNDES uma vez que existem linhas de financiamento especiais para o setor elétrico que ainda não abrangem a geração eólica como prioridade de créditos especiais.

Para o caso de financiamento com capital externos foram feitas várias simulações na participação de capital externo e nas taxas de juros praticadas. Foram analisadas participações entre 10% e 90% do investimento total inicial com taxas de juros de 10%, 12.5%, 15%, 17.5% e 20%. As condições de financiamento adotadas foram as mesmas para cada possibilidade de participação e juros a saber:

- Utilização do sistema de amortização constante;
- Período de carência de 2 anos;
- Período total do investimento de 12 anos (período de carência + amortizações);
- Prestações pagas uma vez por ano.

Outra forma de financiamento também analisada no estudo de viabilidade econômica, foram as linhas de crédito do BNDES. O Banco fornece uma linha de crédito denominada FINEM – Financiamento a Empreendimentos. O FINEM procura financiar empreendimentos superiores a R$ 7 milhões incluindo aquisição de máquinas e equipamentos realizada diretamente com o BNDES ou através das instituições financeiras credenciadas.

As taxas de juros praticadas pelo FINEM são:

Taxa de Juros = Custo Financeiro + *Spread* Básico + (*Spread* de Risco ou *Spread* do Agente)

Onde:

- Custo Financeiro:
    - TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo ou
    - variação do dólar norte-americano acrescido da Libor ou
    - variação da unidade monetária do BNDES (UMBNDES) acrescida dos encargos da cesta de moedas.
- Spread Básico:
    - nível padrão: 2,5% ao ano.
    - nível especial: 1,0% ao ano.
- Spread do Agente: A ser negociado entre a instituição financeira e o cliente.
    - Spread de Risco: Até 2,5% a.a. nas operações diretas com o BNDES; nos demais casos deverá ser negociado entre a instituição financeira credenciada e o cliente.

Adotando-se a TJLP como custo financeiro de valor 9.75% para o período de outubro a dezembro de 2000 (BNDES,2001), é prevista uma capitalização diária do saldo devedor conforme a fórmula abaixo:

$$FC = \left(\frac{1 + TJLP}{1 + 6/100} \right)^{N/360} \tag{7.1}$$

Onde:

- *FC* é o fator de capitalização do saldo devedor;
- *n* é o número de dias corridos existentes entre o evento financeiro e a data de capitalização

Os juros deverão incidir sobre o saldo devedor após a aplicação do fator de capitalização, o *spread* do BNDES na operação acrescido da parcela não capitalizada da TJLP de 6%a.a. conforme a fórmula abaixo:

$$J = SD * FC * \left\{ (1 + (S + 6))^{N/360} - 1 \right\} \tag{7.2}$$

Onde:

- *J* é o juros;

- *SD* é o saldo devedor;
- *S* é o spread do BNDES na operação (básico + risco) em %a.a.
- *n* é o número de dias corridos existentes entre o evento financeiro e a data de capitalização

O nível de participação do BNDES em financiamentos enquadrados no FINEM está limitado em até 80% em máquinas e equipamentos podendo chegar a 90% no caso de microempresas, pequenas empresas e empreendimentos de abrangência dos Programas Regionais financiados pelo Banco. Para os demais itens de investimentos, a participação de investimento do BNDES pode chegar até a 60%.Para casos especiais como empreendimentos de abrangência dos Programas Regionais, a participação pode chegar a 80% e para microempresas e pequenas empresas até 90%.

O prazo total do financiamento é determinado em função da capacidade de pagamento do empreendimento, da empresa ou do grupo econômico envolvido no projeto. Em contatos feitos com o BNDES, soube-se que o prazo máximo de investimentos seria de dez anos. É importante notar que existem linhas específicas do BNDES para geração de energia elétrica, principalmente para os investimentos prioritários do governo até então (geração térmica a gás natural, por exemplo) onde a geração eólica não é contemplada.

Todo o processo de solicitação de financiamento ao BNDES é analisado e todos os valores como *spread* básico e de risco, prazo total de financiamento, nível de participação e critérios de garantias podem ser alterados. Utilizando-se das variações possíveis das variáveis de crédito pelo FINEM, foi considerado dois tipos de financiamentos dentro do escopo do FINEM: Nível Básico e Nível Especial (tabela 7.3)

Tabela 7.3 – Níveis de aplicação de investimentos no FINEM- BNDES

FINEM	**Nível Básico**	**Nível Especial**
TJLP	9.75%	9.75%
Spread Básico	2.5%	1.0%
Spread de Risco	2.5%	0.0%
Nível de Participação – Máquinas	80%	90%
Nível de Participação – Demais Itens	60%	90%

Mesmo não contemplando projetos em energia eólica, o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico apresenta critérios que visam contribuir efetivamente para o estímulo à implementação, em curtíssimo prazo, dos projetos prioritários do governo na expansão da capacidade instalada do sistema.. Seguindo os mesmos critérios da taxa de juros aplicados no FINEM, o Programa de Apoio ao Setor Elétrico diferencia-se nos níveis

de participação do financiamento em 100% dos gastos locais limitando a 80% do investimento total. Esse programa está restrito aos casos de implantação de usinas hidrelétricas, PCH's, termelétricas e linhas de transmissão de energia. Utilizando-se das variações possíveis do *spread* básico e de risco, foram considerados dois tipos de financiamentos dentro do escopo do Programa de Apoio ao Setor Elétrico: Nível Básico e Nível Especial (tabela 7.4)

Tabela 7.4 – Níveis de aplicação de investimentos no Programa de Apoio ao Setor Elétrico

Prog. de Apoio ao Setor Elétrico	**Nível Básico**	**Nível Especial**
TJLP	9.75%	9.75%
Spread Básico	2.5%	1.0%
Spread de Risco	2.5%	0.0%
Financiamento dos gastos locais	100%	100%
Limite total dos investimentos	80%	80%

O objetivo de se analisarem as regras para investimentos prioritários do setor elétrico é conhecer os efeitos de tornar projetos eólicos como prioritários para o setor elétrico.

7.2.5 Projeções Financeiras

Para se elaborar as planilhas de projeção de resultados e a projeção do fluxo de caixa, assumiu-se ainda um critério de depreciação dos investimentos conforme permite a lei brasileira. A forma de depreciação utilizada foi a depreciação linear, ou seja, dividiu-se o valor do investimento pelo número de anos permitidos para depreciação. Como as regras tributárias mudam periodicamente, utilizou-se a forma linear assumiu-se um período de dez anos.

A planilha de Projeções de Resultados (tabela 7.5) tem maior significado em termos contábeis, uma vez que mostra o lucro para fins fiscais, sendo a depreciação incluída como despesa. As despesas financeiras somam os juros incidentes sobre o saldo devedor e as amortizações (constantes durante o período de financiamento). Calculando o lucro tributável (diferença entre a venda de energia e as despesas) calculou-se a despesa com imposto de renda sobre o lucro tributável. O valor adotado para o imposto de renda sobre o lucro tributável foi de 30%. Esse valor é utilizado como média aceitável para cálculos do tributo.

A planilha de Projeções de Fluxo de Caixa (tabela 7.6) ilustra as entradas e saídas reais de capital do empreendedor. Nessa planilha, a depreciação não é considerada por ser apenas um artifício contábil que permite acelerar a recuperação do capital investido através de descontos nos impostos. A diferença entre as entradas e saídas indica recursos reais aportados ou disponibilizados para novos investimentos. Esse saldo é utilizado para o cálculo da Taxa Interna de Retorno – TIR do empreendimento.

Ambas as planilhas (tabela 7.5 e 7.6) foram utilizadas para o levantamento dos dados tanto para investimentos próprios como para financiamentos com capital externo.[20]Os valores mostrados nas tabelas para todas as simulações feitas durante as análises, procurou-se ter como resultado a TIR do investimento. O valor da TIR foi utilizado como árbitro de viabilidade econômica uma vez assumindo que as taxas de retorno de investimentos em geração de energia elétrica, por parte das concessionárias, devam ser superiores a 10% (JANNUZZI, 1997).

Com o objetivo de verificar os parâmetros de maior relevância e certificar a validade dos resultados obtidos com variações de algumas variáveis do problema, foram feitas várias análises de sensibilidade dentro do contexto da utilização das regras de venda de energia segundo os Valores Normativos da ANEEL e também da utilização dos recursos da CCC em fontes alternativas de energia.

[20] É importante ressalvar que os valores encontrados nas tabelas 7.5 e 7.6 são exemplos de uma das simulações realizadas durante os estudos.

Tabela 7.5 - Projeções de Resultados

PROJEÇÕES DE RESULTADOS (Investimento a amortizações constantes)																					
ANO	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*	*19*	*20*	*21*
VENDAS (A)		6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40
Energia elétrica		6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40
Tarifa (R$/MWh)		118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59	118.59
Energia Anual		52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00	52,560.00
DESPESAS (B)		5,934,889.41	5,934,889.41	5,934,889.41	5,934,889.41	5,934,889.41	5,934,889.41	5,934,889.41	5,934,889.41	5,934,889.41	5,934,889.41	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00
Custo de Pessoal																					
Custo em O&M		1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00
Juros		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo devedor		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Amortização		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Despesas Financeiras		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DEPRECIAÇÃO		4,795,003.41	4,795,003.41	4,795,003.41	4,795,003.41	4,795,003.41	4,795,003.41	4,795,003.41	4,795,003.41	4,795,003.41	4,795,003.41										
LUCRO TRIBUTÁVEL (A) - (B)		298,200.99	298,200.99	298,200.99	298,200.99	298,200.99	298,200.99	298,200.99	298,200.99	298,200.99	298,200.99	5,093,204.40	5,093,204.40	5,093,204.40	5,093,204.40	5,093,204.40	5,093,204.40	5,093,204.40	5,093,204.40	5,093,204.40	5,093,204.40
IMPOSTO DE RENDA		89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32
LUCRO LÍQUIDO (LT - IR)		208,740.70	208,740.70	208,740.70	208,740.70	208,740.70	208,740.70	208,740.70	208,740.70	208,740.70	208,740.70	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08

Tabela 7.6 - Projeções de Fluxo de Caixa

PLANILHA DE PROJEÇÃO DO FLUXO DE CAIXA																					
	Ano 1	*Ano 2*	*Ano 3*	*Ano 4*	*Ano 5*	*Ano 6*	*Ano 7*	*Ano 8*	*Ano 9*	*Ano 10*	*Ano 11*	*Ano 12*	*Ano 13*	*Ano 14*	*Ano 15*	*Ano 16*	*Ano 17*	*Ano 18*	*Ano 19*	*Ano 20*	*Ano 21*
ENTRADAS	47,950,034.06	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40
Financiamento Bacário	0.00																				
Capital Próprio	47,950,034.06																				
Vendas totais		6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40	6,233,090.40
SAÍDAS	47,950,034.06	1,229,346.30	1,229,346.30	1,229,346.30	1,229,346.30	1,229,346.30	1,229,346.30	1,229,346.30	1,229,346.30	1,229,346.30	1,229,346.30	2,667,847.32	2,667,847.32	2,667,847.32	2,667,847.32	2,667,847.32	2,667,847.32	2,667,847.32	2,667,847.32	2,667,847.32	2,667,847.32
Aplicação do ativo	47,950,034.06																				
Custo de Operação		1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00	1,139,886.00
Despesas Financeiras		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Imposto		89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	89,460.30	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32	1,527,961.32
ENTRADAS - SAÍDAS	0.00	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08
ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TIR / FLUXO DE CAIXA	(47,950,034.06)	(42,946,289.96)	(37,942,545.86)	(32,938,801.76)	(27,935,057.66)	(22,931,313.55)	(17,927,569.45)	(12,923,825.35)	(7,920,081.25)	(2,916,337.15)	2,087,406.96	5,652,650.04	9,217,893.12	12,783,136.20	16,348,379.28	19,913,622.36	23,478,865.44	27,044,108.52	30,609,351.60	34,174,594.68	37,739,837.76
6.97758%	(47,950,034.06)	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	5,003,744.10	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08	3,565,243.08
	(47,950,034.06)	4,677,376.22	4,372,295.59	4,087,113.77	3,820,532.85	3,571,339.61	3,338,399.93	3,120,653.67	2,917,109.86	2,726,842.14	2,548,984.59	1,697,729.42	1,586,995.47	1,483,484.11	1,386,724.25	1,296,275.53	1,211,726.30	1,132,691.77	1,058,812.25	989,751.50	925,195.22

VLP	(0.00)
TIR	6.9776%

7.3 Utilização dos valores normativos (Res. ANEEL n.º 233)

Como já abordado no Capítulo 5, a Resolução nº 233/1999 da ANEEL trata dos valores normativos para geração em diversas fontes de energia. Um dos grandes avanços no estabelecimento dos Valores Normativos está na viabilização das condições necessárias a distribuidores e geradores na celebração dos contratos bilaterais de longo prazo para compra e venda de energia., garantindo, dessa forma, a expansão do parque gerador e também a modicidade das tarifas.

Ao vigorar a Resolução nº 233, em 29 de julho de 1999, estabeleceu-se que o Valor Normativo para fontes eólicas seria de R$ 100,90/MWh gerado. Esse valor, segundo o §4º do Artigo 2º dessa mesma Resolução, tem previsão de reajuste no ato de registro de compra de energia. Além do concessionário ou permissionário de distribuição apresentar os valores de ponderação devidamente justificados, também deverá apresentar dados atualizados sobre o Índice Geral de Preços – IGPM, variação cambial e variação dos preços dos combustíveis segundo a equação abaixo:

$$VN_i = VN_{0i} * \left[K_{1i} * \frac{IGPM_{1i}}{IGPM_{0i}} + K_{2i} * \frac{COMB_{1i}}{COMB_{0i}} + K_{3i} * \frac{IVC_{1i}}{IVC_{0i}} \right]$$

Para a atualização do Valor Normativo referente ao mês de novembro de 2000, foram levantados os índices mensais do IGPM segundo a Fundação Getúlio Vargas e os valores cambiais médios mensais segundo o Banco Central. Essas fontes são recomendadas pela ANEEL, através da Nota de Esclarecimento dos Valores Normativos - 26/10/99. A evolução dos índices necessários para a atualização do Valor Normativo é mostrada na tabela 7.7. Não foi necessário acompanhar a evolução do custo do combustível porque não se justificaria utilizar a variação dos custos de combustíveis fósseis uma vez que os mesmos não são utilizados na geração eólica

Com a evolução dos índices e utilizando as regras para atribuição dos fatores de ponderação K_1, K_2 e K_3 ($K_1 \langle 0.3$ e $K_1 + K_2 + K_3 = 1$), obteve-se uma série de possibilidades para reajuste do Valor Normativo que pode ser observada na figura 7.6.

Foi utilizado o reajuste de 17.53% sobre o Valor Normativo para geração eólica em junho de 1999. Esse reajuste foi resultado da utilização de $K_1 = 0.6$, $K_2 = 0$ e $K_3 = 0.4$. Essa ponderação pode ser justificada por dois aspectos:

- Como já mencionado, o valor de $K_2 = 0$ justifica-se pela não utilização de combustíveis fósseis no processo de geração.

- O reajuste do IGPM do mês de dezembro de 2000 em relação a junho de 1999 apresentou um crescimento de 22.0% enquanto que o câmbio teve um acréscimo de 10.9% no mesmo período. Dessa forma, procurou-se atribuir um peso maior para a variação do IGPM em relação à variação do câmbio, sem que houvesse um distanciamento significativo entre as relações.

Tabela 7.7 - Variação do IGPM e a Taxa de Câmbio (US$)

MÊS	IGMP[1]		Dólar[2]
	% a.m.	Índice	
Jun/99	0.36	1.12261	1.7695
Jul/99	1.55	1.14001	1.7892
Ago/99	1.56	1.15779	1.9159
Set/99	1.45	1.17458	1.9223
Out/99	1.70	1.19455	1.9530
Nov/99	2.39	1.22310	1.9227
Dez/99	1.81	1.24524	1.7890
Jan/00	1.24	1.26068	1.8024
Fev/00	0.35	1.26509	1.7685
Mar/00	0.15	1.26699	1.7473
Abr/00	0.23	1.26990	1.8067
Mai/00	0.31	1.27384	1.8266
Jun/00	0.85	1.28467	1.8000
Jul/00	1.57	1.30484	1.7748
Ago/00	2.39	1.33602	1.8234
Set/00	1.16	1.35152	1.8437
Out/00	0.38	1.35666	1.9090
Nov/00	0.29	1.36059	1.9596
Dez/00	0.63	1.36916	1.9623

(1) Fundação Getúlio Vargas (Jan/2001)
(2) Banco Central do Brasil (Jan/2001)

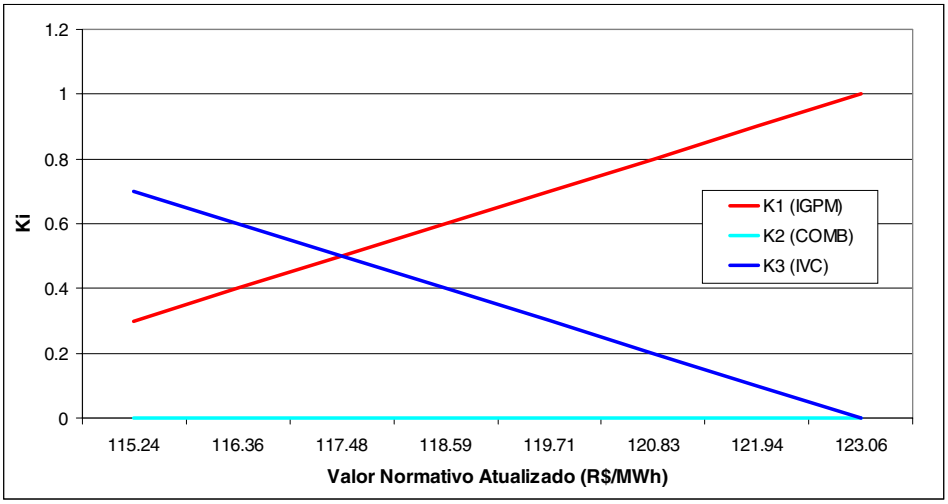


Figura 7.6 – Variação do reajuste do Valor Normativo para diferentes possibilidades de K_1 e K_3

Uma vez que as justificativas sejam aceitas pela ANEEL, o Valor Normativo para fontes eólicas passa ter o valor de de R$ 118.59/MWh. Esse valor não representa, necessariamente, o valor de repasse para a tarifa segundo o *mix* de fontes geradoras da concessionária. Ele representa o máximo permitido no repasse da tarifa e, para o cálculo da venda de energia, será considerado como valor de referência de venda de energia para geração eólica.

Todas as análises ao longo da abordagem sobre valores normativos apresentam uma peculiaridade quanto à influência do tamanho dos projetos (potência instalada). Foram abordados projetos cuja potência instalada seria de 15MW, 50MW e 100MW e, uma vez que o modelo atua de modo abrangente sem restrições diferenciadas, a potência total instalada não influenciou os resultados quanto à Taxa Interna de Retorno - TIR dos investimentos. Durante a análise de sensibilidade é possível estimar a influência da potência total instalada nos custos de cada turbina, nos custos adicionais e nas taxas de manutenção.

7.3.1 Investimento com recursos próprios

Assumindo-se que as taxas de retorno em geração de energia tornam-se atrativas a partir de 10%, utilizaram-se as tabelas 7.5 e 7.6 para o cálculo da Taxa Interna de Retorno – TIR em várias configurações de projeto, financiamento e recursos próprios conforme já abordado no item anterior. As figuras 7.7 e 7.8 mostram a TIR referente a projetos eólicos instalados em potenciais Classe 4 e Classe 3.

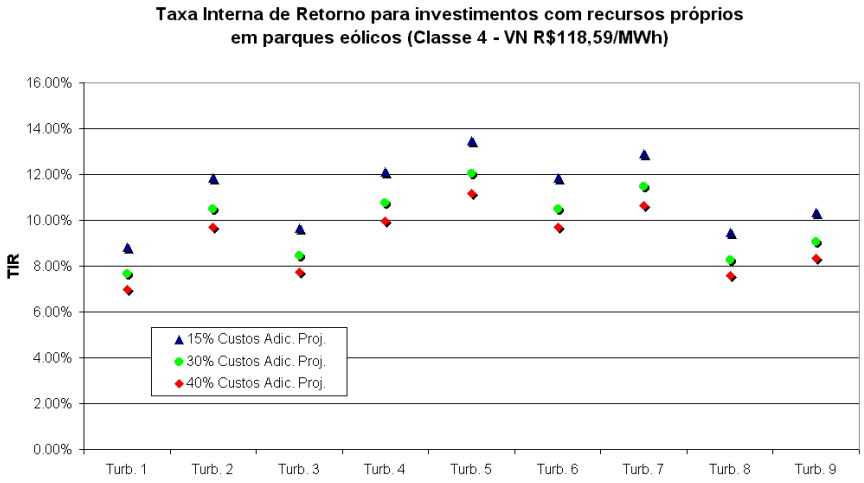


Figura 7.7 – TIR de projetos em potencial eólico Classe 4

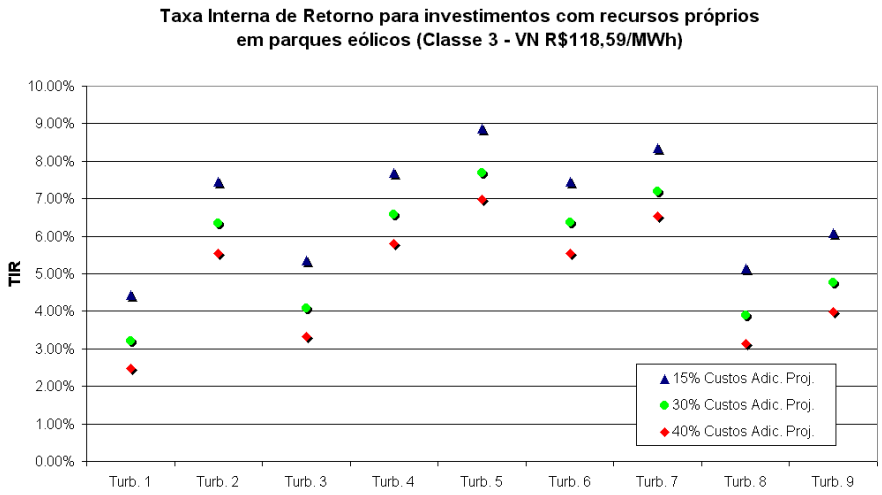


Figura 7.8 – TIR de projetos em potencial eólico Classe 3

Como pode ser observado na figura 7.8, nenhum empreendimento com recursos próprios em locais cujo potencial seja Classe 3 apresenta taxa de retorno superior a 10%. Para potenciais Classe 4, alguns projetos tornam-se viáveis utilizando 6 das 9 turbinas analisadas. As turbinas Nordex N-29 (turb.2), Enercon E40 (turb.4), Neg Micon NM 750 (turb. 5), Vestas V47 (turb.6) e Nordex N-60 (turb.7) apresentaram as melhores taxas de retorno para as três categorias de custos adicionais de projeto (15%, 30% e 40%).

A razão entre os custos de cada turbina e a potência nominal de cada modelo (US$/kW, por exemplo) representa um indicador importante na evolução dos preços ao longo dos anos. Esse fator comprova os melhores resultados em modelos que apresentam uma faixa de potência nominal entre 500kW e 750 kW (turbinas 4, 5, e 6) largamente utilizados no mundo. É interessante observar que os custos relativos à potência nominal de cada modelo de turbina eólica mostram que os modelos de baixa potência (200 e 300kW) são equivalentes aos modelos de grande porte (1500 kW) em custos elevados (valores superiores a US$ 900,00/kW). Os modelos que apresentaram melhores resultados foram aqueles cuja faixa de potência nominal estava entre 500kW e 750 kW. Para esses modelos, a razão US$/kW manteve-se entre US$ 720,00 e US$ 800,00.

7.3.2 Investimento com recursos externos

Para análise dos investimentos com recursos externos foram escolhidos os modelos de turbinas eólicas que apresentavam valores de TIR maiores que 10% para investimentos com recursos próprios. Foi feito o levantamento da TIR para diversas faixas de participação entre capital próprio e recursos externos além das taxas de juros anuais. Essa análise também levou em conta os diferentes níveis de custos adicionais de projeto. As figuras 7.9, 7.10 e 7.11

mostram o comportamento das turbinas 4, 5, 6 e 7 nas diversas faixas de investimento com participação externa.

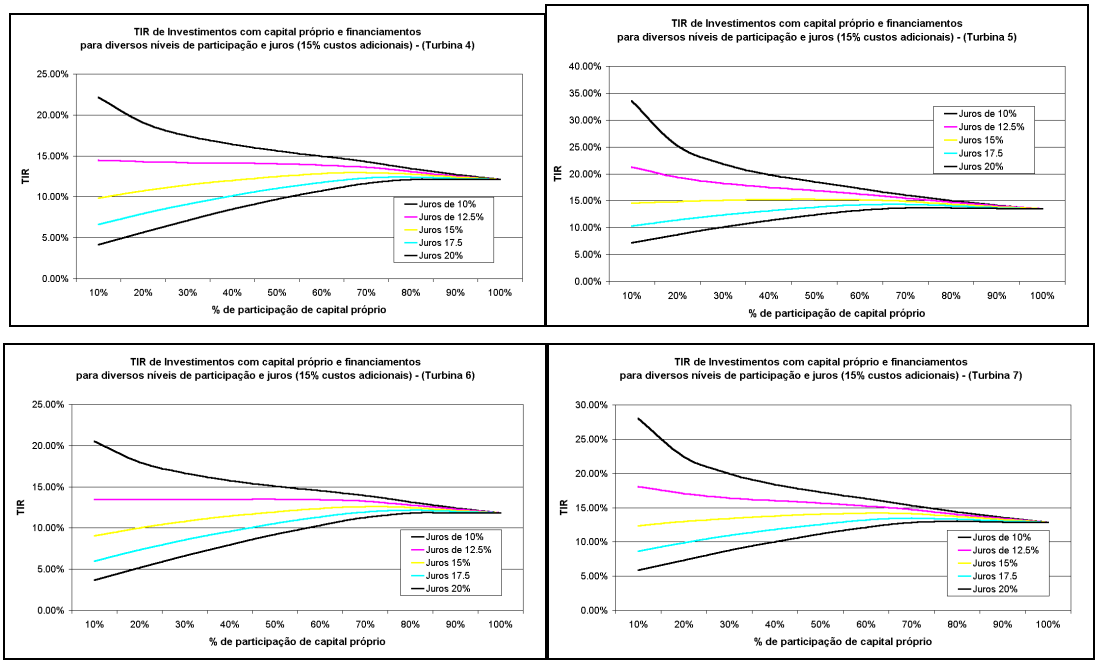


Figura 7.9 – Evolução da TIR para investimentos com capital externo e custos adicionais em 15%

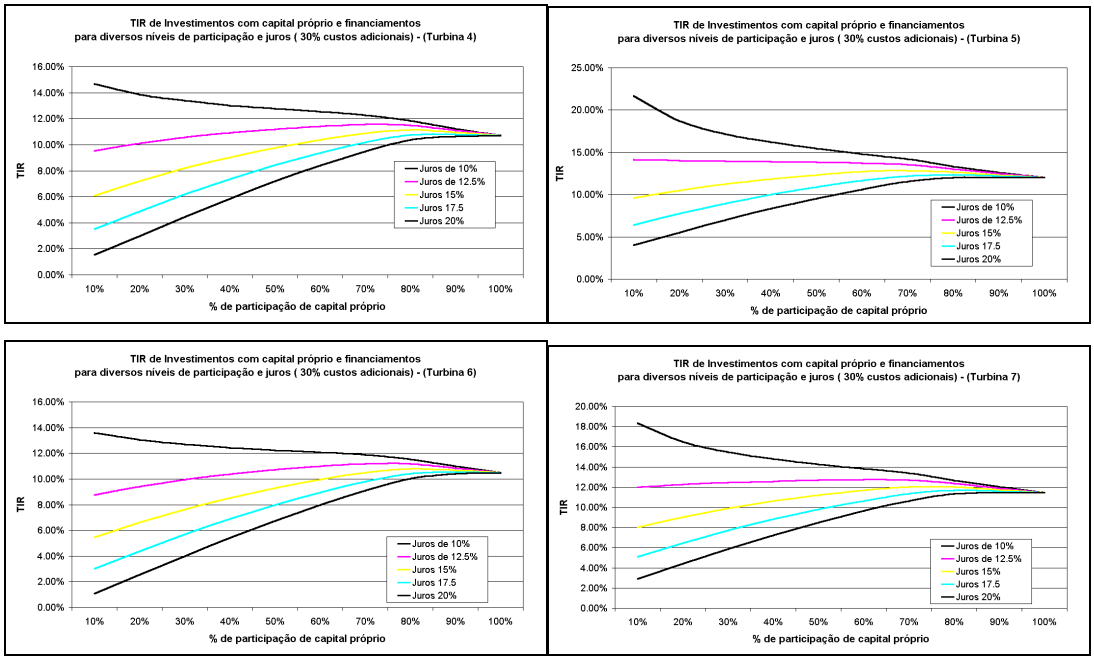


Figura 7.10 – Evolução da TIR para investimentos com capital externo e custos adicionais em 30%

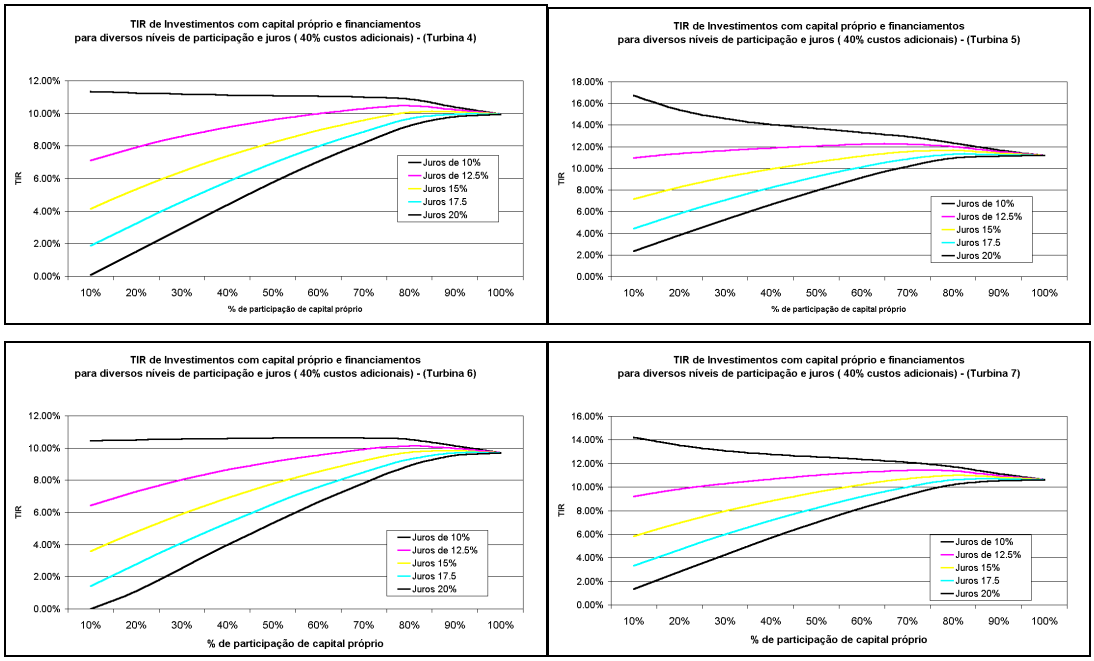


Figura 7.11 – Evolução da TIR para investimentos com capital externo e custos adicionais em 40%

Como pode ser visto nas figuras 7.9, 7.10 e 7.11, as curvas referentes a juros de 10%a.a. apresentam possibilidades de acréscimo no valor da TIR quando se reduz a participação de recursos próprios. Esse fato também é observado para juros a 12.5%a.a. onde os custos adicionais de projetos sejam de 15%. Para todas as demais taxas de juros consideradas (15%, 17.5 e 20%) existe uma queda significativa redução da TIR enquanto que a participação de recursos externos, utilizando as taxas de juros consideradas, cresce.[21]

Observando as figuras acima, temos que a possibilidade de TIR's mais atrativas que aquelas encontradas em investimentos de capital próprio só é possível caso as taxas de juros sejam inferiores a TIR. No caso onde as TIR dos investimentos de capital próprio sejam próximas a 10% (caso da turbina 6, figura 7.11), a possibilidade de juros a 10%a.a. faz com que a participação de capital externo melhore os valores de TIR tornando-os atrativos.

Dentro da análise feita, existe uma região significativa entre os níveis de participação de capital externo e taxas de juros que ainda mantêm o investimento atrativo. Tomando a linha dos gráficos onde a TIR é igual a 10%, toda a família de curvas de juros acima dela representa cenários atrativos.

[21] O efeito de decréscimo da TIR sob o acréscimo do capital externo é facilmente observado olhando cada gráfico da direita para esquerda.

7.3.3 Investimento com recursos do BNDES

A linha de financiamento FINEM do BNDES, dentro das regras apresentadas nos itens anteriores, apresenta valores de taxas de retorno superiores àquelas esperadas para investimentos próprios. Os resultados obtidos para as linhas de financiamento FINEM – BNDES, a nível padrão e potencial eólico Classe 4, mostram valores de TIR superiores a 10% para cinco modelos de turbinas: turbinas 2, 4, 5, 6 e 7 em todas as faixas de custos adicionais de projeto com exceção das turbinas 2 e 6 no nível mais caro de custos adicionais.

Para financiamentos FINEM – BNDES a nível especial (ainda em potencial Classe 4), todas as cinco turbinas qualificadas para o nível padrão enquadram-se em TIR superiores a 10% para todos os níveis de custo adicional de projeto. Além disso, as turbinas 3, 8 e 9 também apresentam TIR superiores a 10% onde os custos adicionais de projetos sejam de 15%. Comparando os valores da TIR obtidos entre os níveis padrão e especial do FINEM – BNDES, observa-se uma não linearidade entre os grupos de custos adicionais. Constatou-se um crescimento médio de 1.45 p.p. entre os níveis de financiamento para custos adicionais de 15%, 1.07 p.p. para custos adicionais de 30% e 0.91p.p. para custos adicionais de 40%.

A tabela 7.8 mostra os valores de TIR para a linha FINEM de financiamentos do BNDES a nível padrão e especial conforme descrito em itens anteriores.

Tabela 7.8 – TIR para financiamento FINEM – BNDES em potencial Classe 4

Custos adic.	Nível	Turb. 1	Turb. 2	Turb. 3	Turb. 4	Turb. 5	Turb. 6	Turb. 7	Turb. 8	Turb. 9
15%	Padrão	7.84%	15.61%	9.81%	16.41%	20.76%	15.65%	18.81%	9.37%	11.47%
	Especial	8.63%	16.97%	10.72%	17.83%	22.59%	17.01%	20.45%	10.25%	12.50%
30%	Padrão	5.33%	11.88%	7.02%	12.53%	16.05%	11.90%	14.48%	6.64%	8.43%
	Especial	5.96%	12.90%	7.73%	13.59%	17.37%	12.91%	15.68%	7.33%	9.22%
40%	Padrão	3.97%	9.95%	5.51%	10.52%	13.65%	9.95%	12.26%	5.17%	6.80%
	Especial	4.52%	10.81%	6.13%	11.42%	14.76%	10.81%	13.27%	5.78%	7.49%

Dentro das linhas de financiamento do BNDES, também existe o Programa de Apoio ao Setor Elétrico - PASE cujas condições financeiras são aplicáveis exclusivamente aos projetos pré-qualificados como prioritários pelo MME restritos aos casos de implantação ou ampliação de usinas hidrelétricas (inclusive PCH), termelétricas, sistema de cogeração e linhas de transmissão de energia elétrica.

De uma forma geral, o comportamento dos valores da TIR através do programa PASE – BNDES segue o mesmo perfil daqueles calculados para a linha FINEM – BNDES. Também foram calculadas as TIR's para os níveis padrão e especial do programa PASE cujos valores podem ser observados na tabela 7.9. Comparando-se os valores obtidos entre os níveis padrão e especial do programa PASE - BNDES, observa-se, também, uma não linearidade entre os

grupos de custos adicionais. Constatou-se um crescimento médio entre o nível padrão e especial de 1.57 p.p. entre os níveis de financiamento para custos adicionais de 15%, 1.20 p.p. para custos adicionais de 30% e 1.03p.p. para custos adicionais de 40%.

Tabela 7.9 – TIR para financiamento ao PASE – BNDES em potencial Classe 4

Custos adic.	Nível	Turb. 1	Turb. 2	Turb. 3	Turb. 4	Turb. 5	Turb. 6	Turb. 7	Turb. 8	Turb. 9
15%	Padrão	7.76%	15.74%	9.77%	16.57%	21.13%	15.78%	19.08%	9.31%	11.47%
	Especial	8.58%	17.20%	10.73%	18.12%	23.15%	17.25%	20.88%	10.24%	12.56%
30%	Padrão	5.11%	11.90%	6.84%	12.58%	16.32%	11.92%	14.64%	6.46%	8.30%
	Especial	5.78%	13.03%	7.60%	13.76%	17.84%	13.04%	16.01%	7.20%	9.15%
40%	Padrão	3.66%	9.86%	5.24%	10.46%	13.79%	9.86%	12.31%	4.89%	6.58%
	Especial	4.24%	10.82%	5.91%	11.48%	15.08%	10.83%	13.47%	5.54%	7.32%

Os valores da TIR tanto para a linha de crédito FINEM quanto para o PASE, em potencial eólico Classe 3 (em todos os níveis de financiamento e custos adicionais) apresentam valores inferiores a 10%, logo, não são atrativos para utilização dessas linha de financiamento.

Comparando os resultados entre o programa PASE e a linha de financiamento FINEM, alguns valores mostram que o financiamento FINEM apresenta melhores resultados que o programa PASE. Esses valores são referentes àqueles modelos que apresentam TIR inferiores a 10%. Para os demais casos, o financiamento do BNDES a nível do PASE mostra valores mais atrativos.

As análises feitas segundo as regras de financiamento FINEM abordaram condições otimistas de financiamento e maturação dos projetos de modo a maximizar os valores propostos de prazos e nível de participação no investimento. Como, até agora, o BNDES não financiou nenhum projeto em energia eólica, existe a possibilidade de que projetos em energia eólica apresentem prazos e níveis de participação menores, alterando significativamente os valores obtidos para a linha FINEM de financiamentos.

No caso do PASE – BNDES, as condições são mais atrativas uma vez que o nível de participação engloba o financiamento de 100% dos gastos locais, limitado a 80% do investimento total. Uma vez que o MME priorize também a geração eólica para expansão do setor elétrico, várias condições tornam-se favoráveis para implementação de novos projetos. Com certeza, priorizar projetos em energia eólica disponibilizando as linhas de créditos do PASE significaria uma expansão rápida e limpa do parque gerador atraindo o empreendedor com taxas de retorno melhores.

7.3.4 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade tem por objetivo verificar como se comporta a TIR de um determinado investimento uma vez que se varie alguns componentes econômicos dos projetos. Dentre os diversos componentes presentes na análise de viabilidade econômica de projetos em energia eólica verificou-se a influência do custo da turbina e da energia comercializada (Valor Normativo de R$ 118,59/MWh) e do câmbio.

Foram avaliados os projetos mais atrativos em investimentos próprios para custos adicionais de 15%. Variando entre –10% e +10% cada uma das variáveis citadas acima, pode-se verificar até que ponto o investimento ainda se mantem atrativo e, nos casos de baixa atratividade, quais as ponderações necessárias para se melhorar a TIR desses projetos. Foram analisadas as variações para potenciais de Classe 4 e Classe 3 no mesmo gráfico onde o eixo (0% de variação) representa os projetos de custos adicionais em 15%.

Foram avaliados projetos utilizando-se as turbinas 4, 5, 6 e 7 que anteriormente apresentavam os melhores resultados para investimentos próprios. A figura 7.12 mostra a efeito de variação do preço da turbina, do custo da energia e do câmbio sobre a TIR do investimento utilizando os quatro modelos de turbinas. Para todos os modelos analisados, o efeito sobre a TIR, para variações entre –10% e 10% dos itens nos casos de potencial Classe 4, não deixou de ser atrativo (valores sempre superiores a 10%). A variação da TIR para potencial Classe 3 manteve faixas abaixo de 10% para variações entre –10% e 10% dos itens abordados. A turbina 5 apresenta uma exceção para situações onde o preço da turbina e câmbio caiam 10% e o preço da energia cresça também 10%. Existe uma situação de atratividade dos projetos onde a TIR apresenta valores ligeiramente superiores a 10%.

De uma forma geral, as curvas de sensibilidade mostram-se paralelas em suas categorias para todos os modelos de turbinas analisados. Essa propriedade mostra que, ao longo do eixo de 0% de variação, é possível plotar os valores da TIR intermediários e conhecer a sensibilidade desses valores segundo linhas paralelas ao eixo de referência de variação de 0%. É importante lembrar que potencial eólico Classe 4 representa a geração eólica cujo fator de capacidade seja de 40%. Da mesma forma, o potencial eólico Classe 3 representa, pontualmente, um fator de capacidade em 30%. Dessa forma podemos avaliar os valores da produção energética anual das estações anemométricas analisadas no Capítulo 6 cujo fator de capacidade esteja entre 30 e 40%. Utilizando-se os dados de investimento com recursos próprios, investimentos com participação de capital externo, financiamento do BNDES e outros, é possível fazer a análise de sensibilidade de cada uma das situações colocando o valor da TIR analisada em questão sob o eixo de variação 0% e traçar curvas paralelas do modelo de turbina em questão verificando, assim, os efeitos de sensibilidade sobre o projeto.

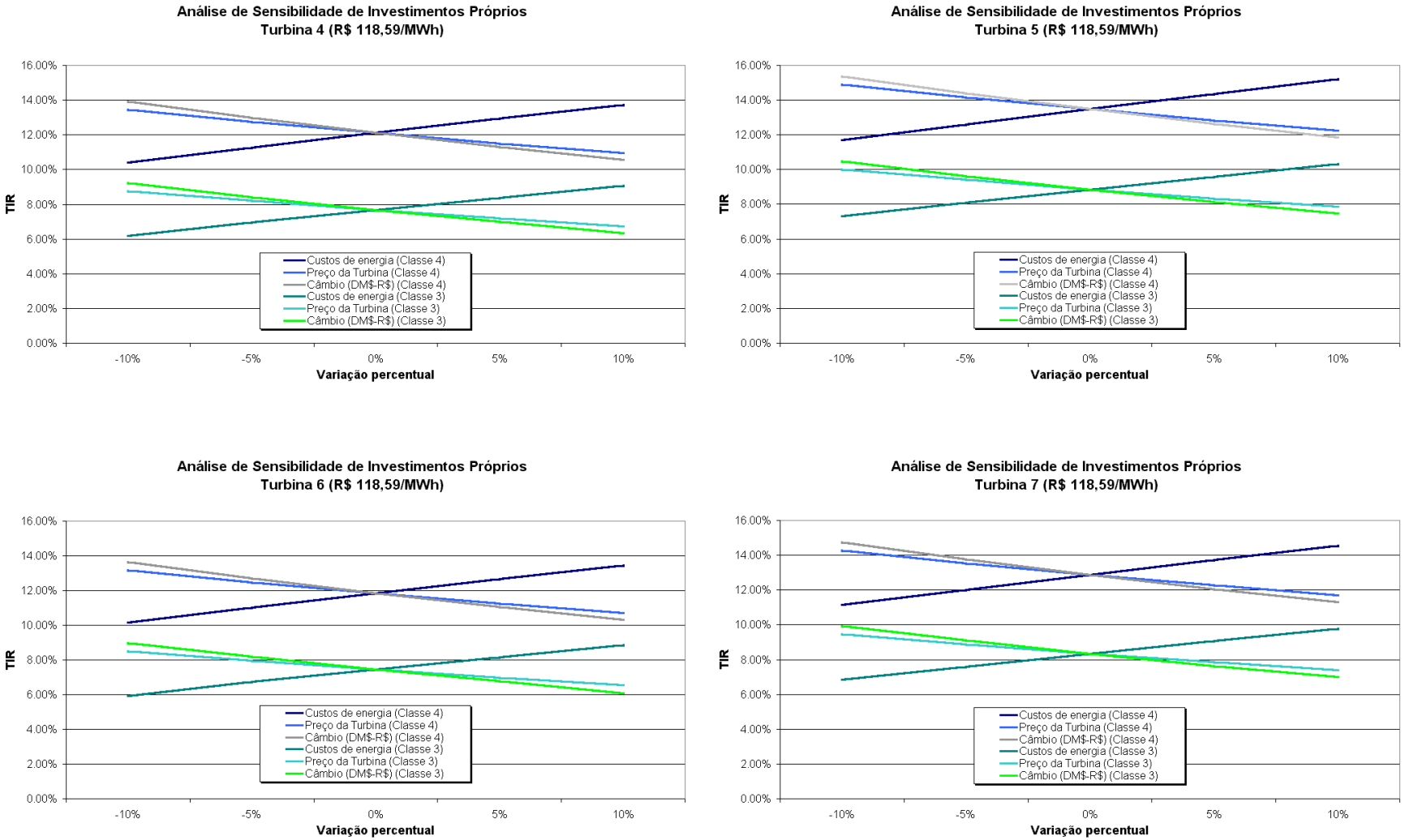


Figura 7.12 – Anáslise de sensibilidade de variação do custo da turbina, do preço da energia comercializada e das taxas de câmbio

Um importante item presente nas questões econômicas é o imposto sobre equipamentos. Como o peso do imposto pode chegar a 26% (II, IPI e ICMS) sobre os custos dos equipamentos importados, analisaram-se os efeitos de redução dos impostos sobre a atratividade dos investimentos. Como visto na figura 7.7 somente dois modelos de turbinas (turbinas 5 e 7) apresentam TIR atrativas para as três categorias de custos adicionais e três modelos (turbinas .2, 4 e 6) apresentam atratividade somente em custos adicionais de 15% e 30%. Como pode ser visto na figura 7.13, o efeito da isenção de impostos, nesse caso, a isenção de IPI e, consequentemente, do ICMS, faz com que seis turbinas tornem-se atrativas para todas as três categorias de custos adicionais, duas (turbinas 3 e 8) tornem-se atrativas em custos adicionais de 15% e 30% e, uma (turbina 1) que torna-se atrativa para projetos em que os custos adicionais limitam-se em 15%.

Comparando os valores da figura 7.8 que trata da TIR de investimentos em potencial Classe 3, onde nenhum dos modelos apresenta atratividade, a isenção de impostos beneficia dois modelos (turbinas 5 e 7 conforme figura 7.14) na implementação de projetos com custos adicionais de 15%. A isenção de impostos faz com que a TIR das turbinas 2, 4 e 6 se aproximem do limite de atratividade de 10% de tal forma que, pequenos subsídios na venda da energia, nos custos da turbina ou no câmbio (como visto na análise de sensibilidade mostrada na figura 7.12) podem torna-los atrativos, viabilizando, assim, projetos em potenciais eólicos Classe 3.

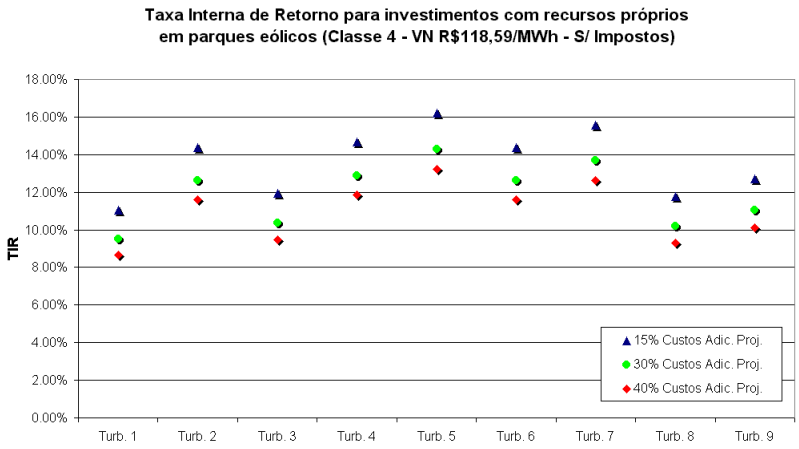


Figura 7.13 – Redução de impostos para potenciais Classe 4

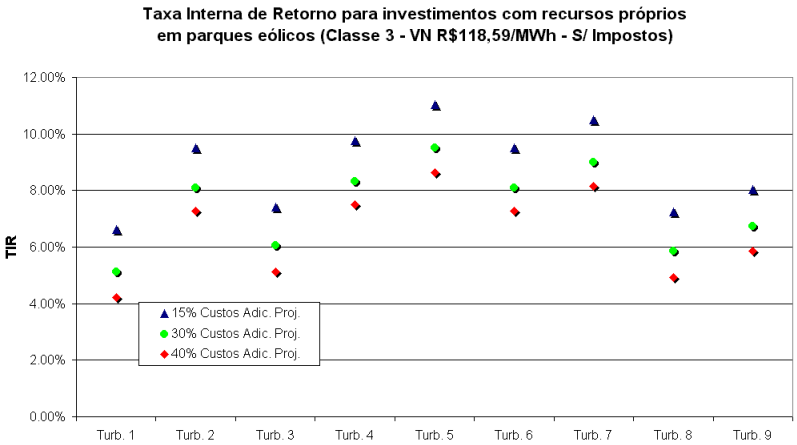


Figura 7.14 – Redução de impostos para potenciais Classe 3

Dentro da análise de sensibilidade, foram analisados os efeitos da redução das taxas de O&M e despesas diversas englobando custos de arrendamento da terra e encargos salariais com operadores entre outros. Através das figuras 7.15 e 7.16 pode-se observar o quanto a redução das despesas anuais influenciou na TIR dos investimentos para potenciais Classe 4 e Classe 3. É de se esperar que, quanto maiores os investimentos menor será a participação dos custos de O&M no fluxo de caixa do empreendimento. A não proporcionalidade dos custos de O&M em relação ao custo das turbinas (e diretamente ao tamanho do investimento) deve-se, entre outros fatores, à utilização de sistemas de controle cada vez mais modernos que reduzem a quantidade de operadores disponíveis para manobras e manutenção em campo.

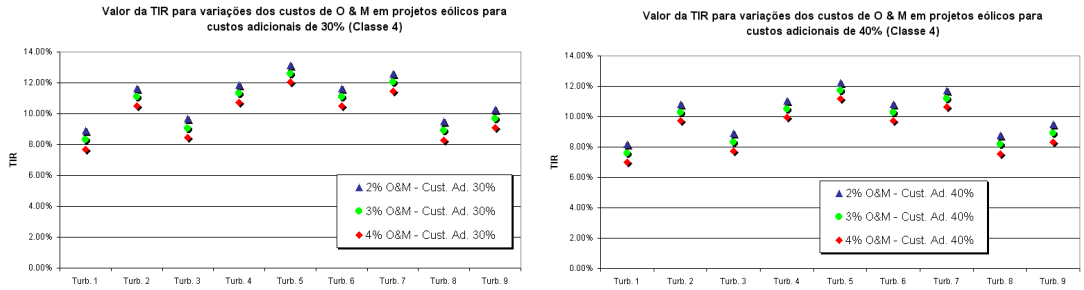


Figura 7.15 – Variação da TIR na redução das taxas de O&M (Potencial Classe 4)

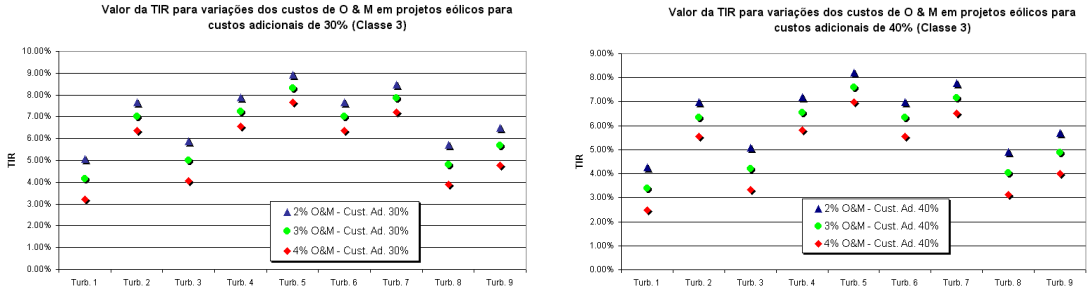


Figura 7.16 – Variação da TIR na redução das taxas de O&M (Potencial Classe 3)

Como pode ser visto na figura 7.16, mesmo com possíveis reduções nas taxas de O&M, projetos em potencialeólico Classe 3 mostram-se atrativos somente em poucos casos.

7.4 Utilização dos recursos da CCC para projetos eólicos

Como já abordado no Capítulo 5, a Resolução nº 245/1999 da ANEEL trata dos benefícios do rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC entre os projetos a serem estabelecidos em sistemas elétricos isolados em substituição à geração termelétrica que utiliza derivados de petróleo. A energia eólica, ao apresentar a característica de utilizar o vento (recursos natural gratuito) para gerar energia elétrica, torna-se uma fonte muito atrativa para obtenção dos recursos da CCC.

A utilização dos recursos da CCC abrange as fontes alternativas de energia que utilizem os recursos naturais renováveis para geração de energia. O reembolso dos recursos é dado segundo a fórmula abaixo:

$$V_i = EC_i * K * (1000 * \rho * PC_i - TEH)$$

Para o cálculo do desembolso do benefício da CCC, utilizando-se a equação acima, adotaram-se algumas premissas importantes objetivando facilitar os cálculos. O valor da Energia Considerada (EC) é dado como o menor valor entre a Energia de Referência (ER) estipulada pela ANEEL e a Energia Verificada (EV), energia essa gerada pela fonte alternativa do combustível fóssil. Considerando como regra geral, a Energia Verificada sempre será menor que a ER estipulada pela ANEEL assumindo-se, assim, que toda a energia gerada terá reembolso dos benefícios da CCC. Em outras palavras, a energia eólica será utilizada como complemento onde a maximização do uso do sistema fará com que o combustível evitado seja equivalente à geração eólica.

Desdobrando a fórmula do reembolso da CCC tem-se duas partes onde uma representa a energia gerada e a outra, o custo de reembolso. Esses custos dependerão do combustível evitado, seu custo, sua eficiência e o período de início da geração. Assumiu-se que os possíveis projetos entrariam em vigor em 2001 onde o fator K seria 0.9[22] vigorando assim durante todo o período de vigência dos benefícios da CCC estipulados para vigorarem até 2013. O valor da Tarifa Equivalente Hidráulico – TEH não sofreu alterações desde a publicação da Portaria DNAEE nº 541 em 1995 mantendo-se a R$ 25.12/MWh desde então. (ELETROBRÁS, 1997a)

Em relatório interno da ELETROBRÁS sobre o Plano Anual de Combustíveis – CCC – Sistemas Isolados, foram levantados os custos dos combustíveis em dezembro de 2000 e também as previsões para 2001. Os custos dos combustíveis em dezembro de 2000 e os preços previstos para 2001 são mostrados nas tabelas 7.10 que apresenta também os valores da energia para remuneração da CCC segundo a fórmula estabelecida pela ANEEL.

Tabela 7.10 – Preço dos combustíveis e o valor da energia a ser remunerada pela CCC

Tipo de Combustível	Empresa	Custo do Combustível Dez/2000	Custo do Combustível Média/2001	Cons. Esp	Valor da Energia (R$/MWh) Dez/2000	Valor da Energia (R$/MWh) Média/2001
ÓLEO COMBUSTÍVEL	MANAUS ENERGIA	R$ 0.38	R$ 0.43	0.38	R$ 106.06	R$ 122.47
	JARCEL CELULOSE	R$ 0.38	R$ 0.43	0.38	R$ 108.45	R$ 125.21
ÓLEO PGE	MANAUS ENERGIA	R$ 0.55	R$ 0.62	0.38	R$ 164.20	R$ 187.79
ÓLEO DIESEL	CEA	R$ 0.74	R$ 0.83	0.30	R$ 176.38	R$ 201.49
	CEAM	R$ 0.65	R$ 0.73	0.30	R$ 152.35	R$ 174.49
	CELPA	R$ 0.71	R$ 0.80	0.30	R$ 167.74	R$ 192.04
	CER	R$ 0.69	R$ 0.78	0.30	R$ 163.69	R$ 187.45
	CERON	R$ 0.73	R$ 0.82	0.30	R$ 174.49	R$ 199.60
	ELETROACRE	R$ 0.69	R$ 0.78	0.30	R$ 162.88	R$ 186.37
	BOA VISTA ENERGIA	R$ 0.69	R$ 0.77	0.30	R$ 162.61	R$ 186.10
	ELETRONORTE	R$ 0.66	R$ 0.75	0.30	R$ 156.40	R$ 179.08
	CELPE	R$ 1.03	R$ 1.16	0.30	R$ 255.76	R$ 291.13
	CEMAR	R$ 0.71	R$ 0.80	0.30	R$ 168.28	R$ 192.58
	CEMAT	R$ 0.76	R$ 0.85	0.30	R$ 181.51	R$ 207.43
	ENERSUL	R$ 0.66	R$ 0.75	0.30	R$ 155.86	R$ 178.54
	COELBA	R$ 0.65	R$ 0.73	0.30	R$ 152.62	R$ 174.76
	JARCEL CELULOSE	R$ 0.69	R$ 0.77	0.30	R$ 162.34	R$ 185.83
ÓLEO LEVE PTE	MANAUS ENERGIA	R$ 0.54	R$ 0.61	0.34	R$ 143.59	R$ 164.70
	BOA VISTA ENERGIA	R$ 0.61	R$ 0.69	0.34	R$ 163.78	R$ 187.34

Custo do Combustível: Óleo Combustível e Óleo PGE (R$/kg) Óleo diésel e Óleo leve PTE (R$/l)

(Fonte: ELETROBRÁS,2001)

Tabela 7.11 – Preço médio dos combustíveis em dezembro de 2000 e 2001

Tipo de Combustível	Valor Médio da Energia (R$/MWh) Dez/2000	Valor Médio da Energia (R$/MWh) Média/2001
ÓLEO COMBUSTÍVEL	R$ 107.25	R$ 123.84
ÓLEO PGE	R$ 164.20	R$ 187.79
ÓLEO DIESEL	R$ 170.92	R$ 195.49
ÓLEO LEVE PTE	R$ 153.68	R$ 176.02

[22] A Resolução prevê um fator de k = 0.7 para projetos em operação a partir de 2008

Quanto ao reembolso dos benefícios da CCC, os pagamentos serão feitos em noventa e oito meses consecutivos para os projetos em geração eólica. O primeiro pagamento só será feito após o primeiro mês após o início das operações em regime comercial. É importante enfatizar que os benefícios da CCC não são utilizados no financiamento do projeto quando este ainda estiver em execução. Os valores são referentes à energia gerada e, dessa forma, não são classificados como incentivos diretos de financiamento mas sim como uma garantia de uma nova fonte de renda.

O número de prestações previsto para geração eólica (e para as demais fontes alternativas renováveis descritas na Resolução) pode ser reduzido quando findar o prazo de vigência da sistemática de rateio da CCC, prevista para maio de 2013 ou quando o valor dos pagamentos previstos atingir o percentual de 75% dos custos de implantação. Estando limitado aos custos de investimento do projeto, o número de parcelas tende a ser menor quanto melhor for a geração alternativa local.

Os benefícios da CCC não são a única fonte de receita para empreendimentos voltados para a substituição do combustível fóssil nos sistemas isolados, a energia produzida também é vendida. O custo da venda dessa energia proveniente de fontes alternativas de energia poderia se enquadrar perfeitamente nas regras de repasse da Resolução sobre Valores Normativos uma vez firmado contrato entre produtores independentes e as concessionárias de energia. Na falta de regras específicas de venda de energia e uso dos benefícios da CCC para a mesma fonte geradora, adotou-se, como referência, o valor médio das tarifas praticadas na Região Norte do Brasil (região de maior número de sistemas isolados) no ano de 2000. O valor da tarifa média entre janeiro e outubro de 2000, segundo publicação da ANEEL esteve em R$ 91.30/MWh (ANEEL,2001).

Por ser o combustível de consumo mais significativo entre as termelétricas, utilizou-se o valor médio da energia para 2001 do óleo diesel para o cálculo do desembolso dos benefícios da CCC. O valor previsto do custo do diesel para a CELPE é o maior valor encontrado entre os demais causando um aumento significativo no valor dos custos médios utilizados na análise (diferença de 3.9% entre a média geral e a média dos valores sem a participação da CELPE). Por entender que a CELPE, ao utilizar o óleo diesel na geração termelétrica na Ilha de Fernando de Noronha (justificando o alto custo do combustível), também apresenta fortes justificativas para implementação de projetos de geração limpa na área, adotou-se o valor da média geral de R$ 195.49/MWh.

7.4.1 Investimentos com recursos próprios

Ao manter a taxa de retorno mínima de 10% em projetos de geração por parte do setor elétrico, utilizaram-se as tabelas 7.5 e 7.6 para o cálculo da TIR em várias configurações de projetos com recursos próprios e com recursos externos. Considerando que os benefícios da CCC apresentam-se como uma nova fonte de renda, a tabela 7.5 foi transformada para que recebesse os valores anuais de benefícios segundo a regra de distribuição dos pagamentos e o número de parcelas.

As figuras 7.17, 7.18 e 1.19 mostram a evolução da TIR para potenciais Classe 4, Classe 3 e Classe 2, respectivamente. Para cada uma das classes de potencial foram analisados projetos com custos adicionais de 15%, 30% e 40% sobre o preço das turbinas.

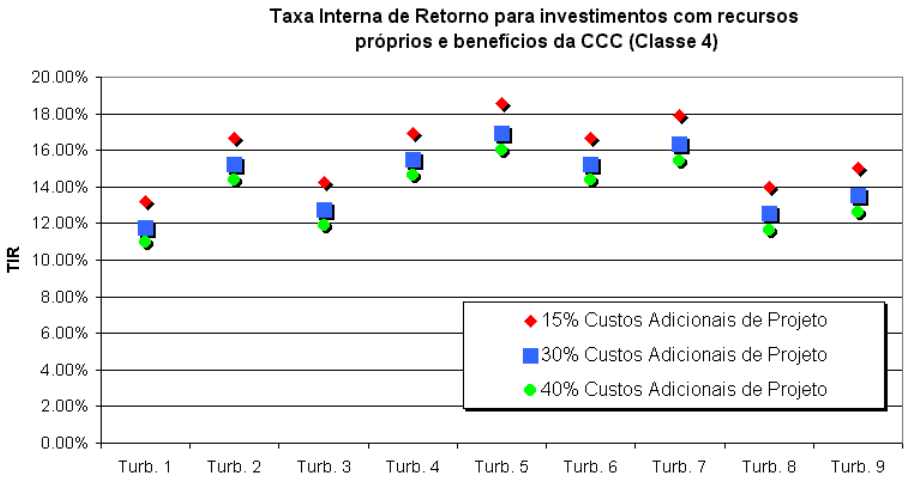


Figura 7.17 – TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 4

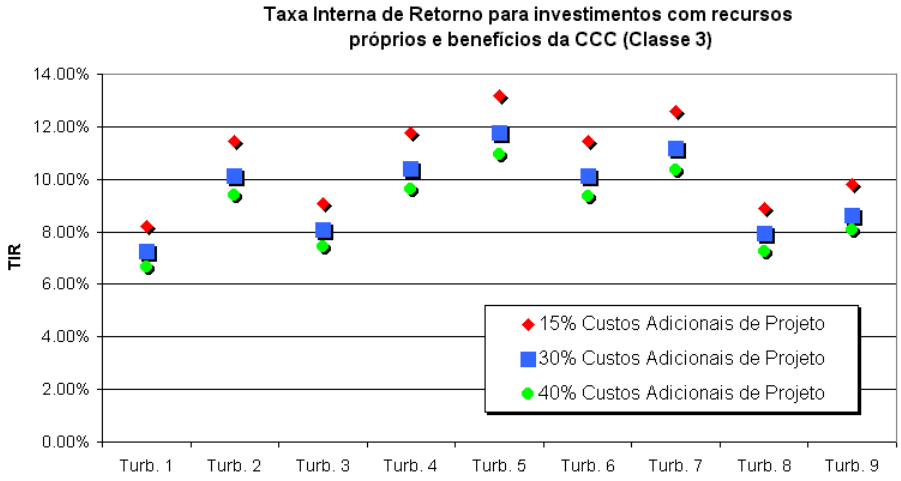


Figura 7.18 – TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 3

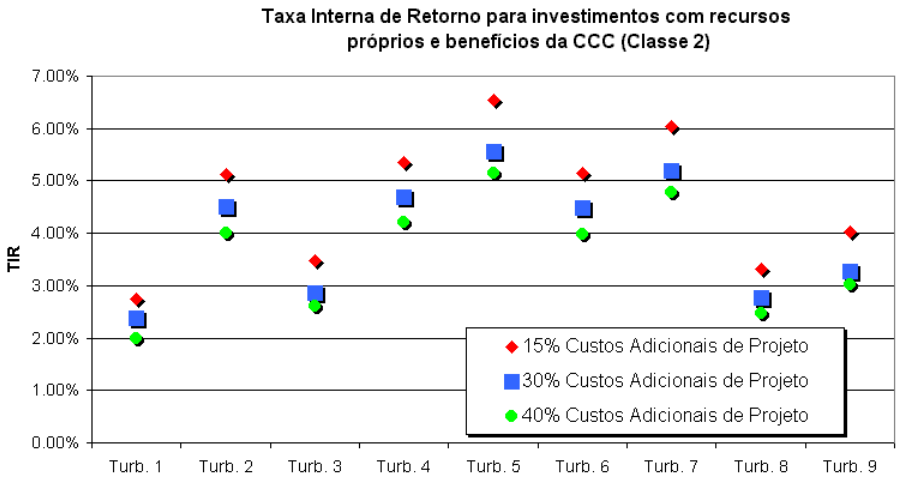


Figura 7.19 – TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 2

Como pode ser visto na figura 7.17, todos os modelos de turbinas instaladas em potencial Classe 4 apresentam uma boa atratividade uma vez que todas, para as faixas de custos adicionais de projetos consideradas, apresentam TIR acima de 10%. Ao analisar os potenciais Classe 3, encontra-se um número bem maior de possibilidades atrativas de investimentos em comparação com os valores encontrados para as regras do Valor Normativo. Com o benefício da CCC cobrindo até 75% do investimento inicial, em diversas parcelas, a atratividade de projetos em potenciais mais baixos cresceram em relação àqueles encontrados na análise do Valor Normativo. Como pode ser observado na figura 7.18, das cinco turbinas que apresentam os melhores resultados, três apresentam TIR inferiores a 10% para custos adicionais de 40%.

Analisando potenciais mais baixos (Classe 2), temos que todos os projetos não são atrativos uma vez que todos apresentam TIR inferior a 10% como pode ser observado na figura 7.18. Quanto ao número de parcelas, verificou-se, como era de se esperar, que os potenciais Classe 4 teriam, para todas as faixas de potência instalada, uma quantidade de parcelas menor em relação aos demais potenciais. Em média, potenciais eólicos Classe 4 receberiam o benefício em 37 parcelas, os de Classe 3 em 50 parcelas e os de Classe 2 em 73 parcelas.

7.4.2 Investimento com recursos externos

Para análise dos investimentos com recursos externos foram feitos levantamentos do comportamento da TIR para diversas faixas de participação entre capital próprio e recursos externos além das taxas de juros anuais. As figuras 7.20, 7.21 e 7.22 mostram o comportamento

de investimentos utilizando a turbinas 5 nas diversas possibilidades de investimento com recursos externos.

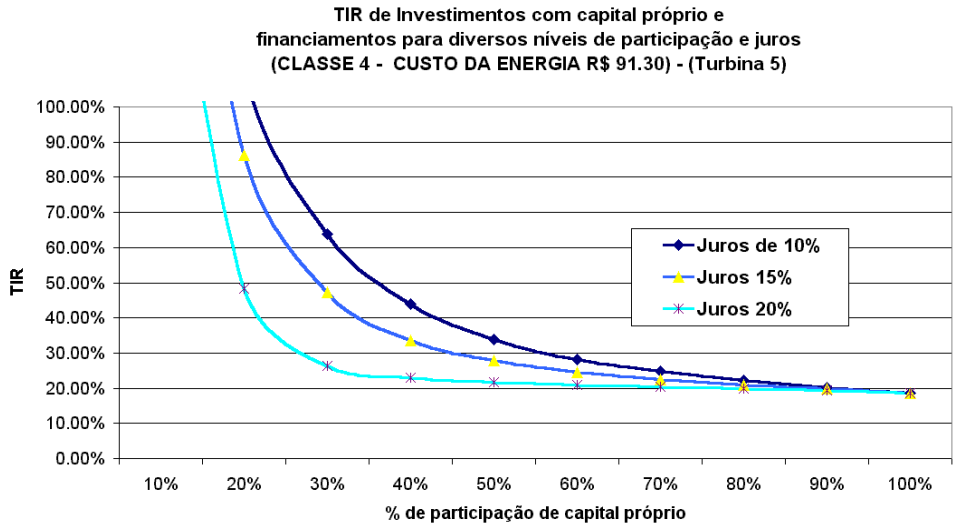


Figura 7.20 - Evolução da TIR para investimentos com Participação do capital externo (Classe 4)

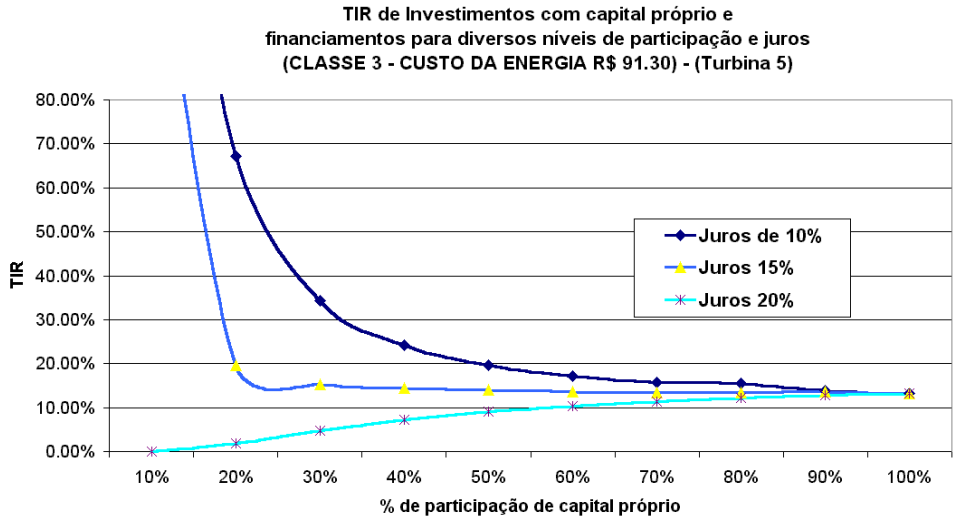


Figura 7.21 - Evolução da TIR para investimentos com participação do capital externo (Classe 3)

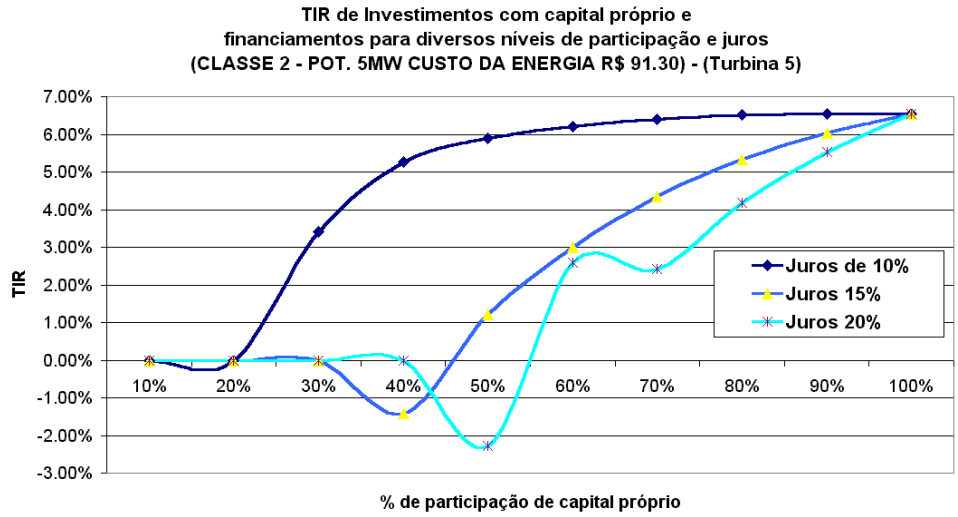


Figura 7.22 - Evolução da TIR para investimentos com participação do capital externo (Classe 2)

Como pode ser visto nas figuras acima, existem possibilidades de se aumentar a TIR do investimento aumentando a participação do capital externo nos custos totais do investimento. Para que exista essa possibilidade, conforme já abordado nos estudos do Valor Normativo, as taxas de juros devem ser inferiores à TIR do investimento com recursos 100% próprios. A possibilidade de se obter TIRs mais atrativas cresce à medida que a participação dos recursos próprios diminui e que os juros enquadrem-se nas condições já descritas.

Os resultados encontrados nas figuras 7.19 e 7.20 mostram uma grande possibilidade entre os potenciais de Classe 4 e Classe 3 de se manter a atratividade dos investimentos com participação de capital externo. É possível, em algumas configurações, obter TIR maiores do que aquelas alcançadas com investimento sem a participação do capital externo.

A evolução da TIR de investimentos com participação de capital externo para potenciais de Classe 2 apresenta tendências decrescentes uma vez que seu valor é inferior aos juros considerados. Na figura 7.22 tem-se que a participação de capital externo no investimento faz com que a TIR caia chegando a assumir valores negativos. Dessa forma, os investimentos em potenciais Classe 2 mostram-se não atrativos em nenhuma configuração de participação entre capital próprio e capital externo. Analisando-se a turbina 5 (o melhor resultado) tem-se que todas as demais turbinas também mostram-se não atrativas

7.4.3 Investimento com recursos do BNDES

Analisando-se a linha de financiamento FINEM do BNDES, encontraram-se valores de TIR para investimentos com benefícios da CCC muito superiores àqueles calculados para financiamento abordando as regras do Valor Normativo. As tabelas 7.12 e 7.13 mostram os valores da TIR para potenciais Classe 4 e Classe 3 no escopo da linha FINEM a nível padrão e especial conforme descrito em itens anteriores.

Tabela 7.12 – TIR para financiamento FINEM – BNDES em potencial Classe 4

Custos adic.	Nível	Turb. 1	Turb. 2	Turb. 3	Turb. 4	Turb. 5	Turb. 6	Turb. 7	Turb. 8	Turb. 9
15%	Padrão	38.91%	62.99%	45.79%	64.29%	76.27%	62.98%	71.71%	43.70%	50.65%
	Especial	45.30%	69.67%	52.27%	70.93%	83.24%	69.66%	78.57%	50.08%	57.14%
30%	Padrão	26.21%	45.97%	31.13%	47.20%	57.16%	45.92%	53.12%	30.21%	35.64%
	Especial	30.72%	51.55%	36.07%	52.75%	62.96%	51.49%	58.86%	35.15%	40.96%
40%	Padrão	21.04%	37.59%	25.09%	38.78%	47.46%	37.52%	43.91%	24.12%	28.44%
	Especial	24.60%	42.51%	29.10%	43.68%	52.64%	42.43%	49.01%	27.98%	32.69%

Tabela 7.13 – TIR para financiamento FINEM – BNDES em potencial Classe 3

Custos adic.	Nível	Turb. 1	Turb. 2	Turb. 3	Turb. 4	Turb. 5	Turb. 6	Turb. 7	Turb. 8	Turb. 9
15%	Padrão	11.13%	27.96%	15.72%	29.78%	38.95%	27.95%	35.06%	14.84%	19.09%
	Especial	14.35%	33.58%	19.48%	35.62%	45.33%	33.56%	41.31%	18.46%	23.50%
30%	Padrão	6.63%	18.72%	9.52%	19.86%	26.22%	18.68%	23.41%	8.91%	11.93%
	Especial	8.67%	22.30%	11.76%	23.63%	30.73%	22.25%	27.66%	11.15%	14.40%
40%	Padrão	4.64%	14.31%	7.15%	15.43%	21.03%	14.27%	18.71%	6.60%	9.18%
	Especial	6.31%	16.89%	8.98%	18.19%	24.60%	16.84%	21.93%	8.42%	11.10%

Comparando os valores da TIR obtidos entre os níveis padrão e especial do FINEM – BNDES para as Classes 4 e 3, constatou-se um crescimento médio de 5.79 p.p. entre os níveis de financiamento para custos adicionais de 15%, 4.26 p.p. para custos adicionais de 30% e 3.48 p.p. para custos adicionais de 40%.

Para potencial eólico Classe 2, as turbinas 5 e 7 apresentaram os melhores índices de atratividade, ainda abaixo de 10% para projetos com custos adicionais de 15%. A turbina 5 apresentou TIR em nível padrão de financiamento de 3.79% e, para nível especial, 5.62%. A turbina 7 apresentou TIR em nível padrão de financiamento de 2.14% e para nível especial 3.67%. Dessa forma, não é possível o aproveitamento de potenciais mais baixos utilizando-se o financiamento do BNDES.

O Programa de Apoio ao Setor Elétrico - PASE também é uma opção de linhas de financiamento do BNDES caso projetos de energia eólica sejam considerados como prioritários pelo governo. Analisando-se o PASE nas condições de recebimento dos benefícios da CCC,

tem-se taxas ainda mais atrativas, se comparadas à linha FINEM. Como pode ser visto nas tabelas 7.14 e 7.15, a TIR dos projetos de financiamento apresentam um ganho significativo se comparados aos dados encontrados para a mesma linha de financiamento segundo as regras do Valor Normativo (ver tabela 7.9 comparando com a tabela 7.15)

De uma forma geral, o comportamento dos valores da TIR através do programa PASE – BNDES segue o mesmo perfil daquele calculado para a linha FINEM – BNDES. Também foram calculadas as TIR's para os níveis padrão e especial do programa PASE cujos valores podem ser observados nas tabelas 7.14 e 7.15. Comparando-se os valores obtidos entre os níveis padrão e especial do programa PASE - BNDES, constatou-se um crescimento médio entre o nível padrão e especial de 6.26 p.p. para todos os níveis de custos adicionais de projeto.

Tabela 7.14 – TIR para financiamento ao PASE – BNDES em potencial Classe 4

Custos adic.	Nível	Turb. 1	Turb. 2	Turb. 3	Turb. 4	Turb. 5	Turb. 6	Turb. 7	Turb. 8	Turb. 9
15%	Padrão	44.66%	71.41%	52.40%	72.80%	86.24%	71.45%	81.08%	49.96%	57.75%
	Especial	52.40%	79.26%	60.14%	80.61%	94.41%	79.30%	89.13%	57.61%	65.45%
30%	Padrão	32.09%	57.45%	38.76%	58.84%	71.10%	57.44%	66.20%	37.63%	44.85%
	Especial	39.03%	65.07%	46.03%	66.40%	78.89%	65.06%	73.92%	44.96%	52.43%
40%	Padrão	25.89%	49.36%	31.87%	50.78%	62.10%	49.32%	57.56%	30.31%	36.56%
	Especial	32.16%	56.85%	38.70%	58.20%	69.71%	56.82%	65.12%	36.89%	43.54%

Tabela 7.15 – TIR para financiamento ao PASE – BNDES em potencial Classe 3

Custos adic.	Nível	Turb. 1	Turb. 2	Turb. 3	Turb. 4	Turb. 5	Turb. 6	Turb. 7	Turb. 8	Turb. 9
15%	Padrão	11.35%	31.68%	16.70%	33.92%	44.72%	31.69%	40.24%	15.61%	20.90%
	Especial	15.48%	38.83%	21.77%	41.30%	52.46%	38.84%	47.92%	20.53%	26.77%
30%	Padrão	6.16%	21.72%	9.65%	23.33%	32.12%	21.68%	28.30%	8.84%	12.76%
	Especial	8.69%	27.42%	12.89%	29.38%	39.05%	27.38%	35.01%	11.93%	16.56%
40%	Padrão	3.80%	16.35%	6.73%	17.94%	25.90%	16.30%	22.39%	6.06%	9.32%
	Especial	5.71%	20.68%	9.23%	22.69%	32.17%	20.62%	28.02%	8.46%	12.29%

O desempenho da TIR, para potencial eólico Classe 2 para linhas de financiamento do PASE, apresenta a mesma tendência encontrada na linha FINEM de financiamentos do BNDES, ou seja, as turbinas 5 e 7 apresentaram índices de atratividade ainda inferiores a 10% para projetos com custos adicionais de 15%. A turbina 5 apresentou TIR em nível padrão de financiamento de 3.58% e para nível especial 5.27%. A turbina 7 apresentou TIR em nível padrão de financiamento de 1.71% e para nível especial 3.23%.

Para o caso de potenciais Classe 2, nenhuma das formas de financiamento do BNDES é suficiente para viabilizar projetos eólicos. Somente utilizando-se outros elementos da composição do projeto é que será possível viabilizar projetos em potenciais menos favorecidos.

7.4.4 Análise de Sensibilidade

Considerando-se que todas a análises feita para investimentos com recurso próprio e investimentos com participação de externa de recursos, tanto para potenciais Classe 4 e Classe 3, apresentam TIR satisfatória para grande maioria dos casos (com exceção de três modelos de turbinas que não se enquadram em algumas configurações), procurou-se fazer o levantamento da análise de sensibilidade voltada para a questão do aproveitamento de potenciais Classe 2.

Com o objetivo de identificar as possibilidades de viabilidade de projetos para potenciais eólicos mais baixos, a análise de sensibilidade abordando variações no preço das turbinas, custo da energia, impostos e custos de O&M, poderá identificar situações onde a TIR dos investimentos possa tornar-se atrativa. As turbinas que mais se aproximam da TIR em 10%, para o potencial Classe 2, são as turbinas 5 e 7 em custos adicionais de projeto de 15%. Toda a análise de sensibilidade terá como referência as condições de 15% de custos adicionais.

A figura 7.23 mostra o efeito da variação do câmbio e do preço das turbinas 5 e 7 na TIR dos investimentos. Nota-se que as variações entre -10% e 10% não foram suficientes para criar condições favoráveis. As isenções de IPI e ICMS também não foram suficientes para criar condições favoráveis e atrativas dentro do contexto de potencial eólico Classe 2.

A redução dos custos de O&M tem pouca influência para a melhoria da atratividade dos investimentos em potencial eólico Classe 2. Como pode ser visto na figura 7.24, somente reduzindo-se os custos de O&M para 2% referentes ao preço da turbina, é que as turbinas 5 e 7 apresentam atratividade de investimento acima de 10%.

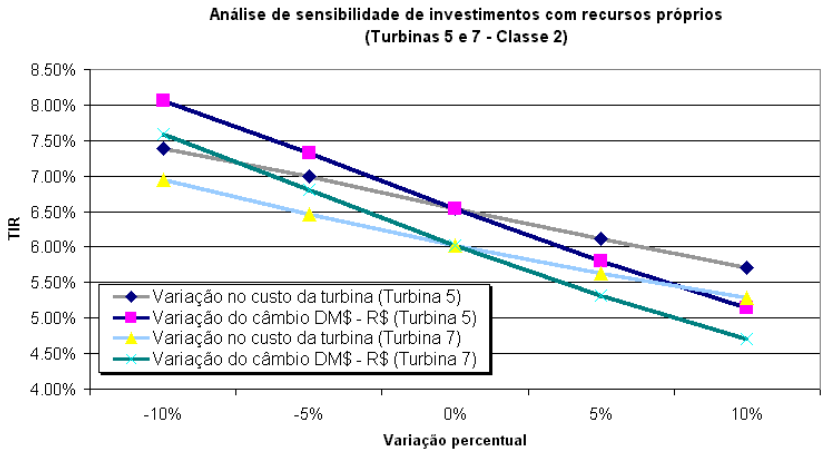


Figura 7.23 - Variação do câmbio e do preço das turbinas

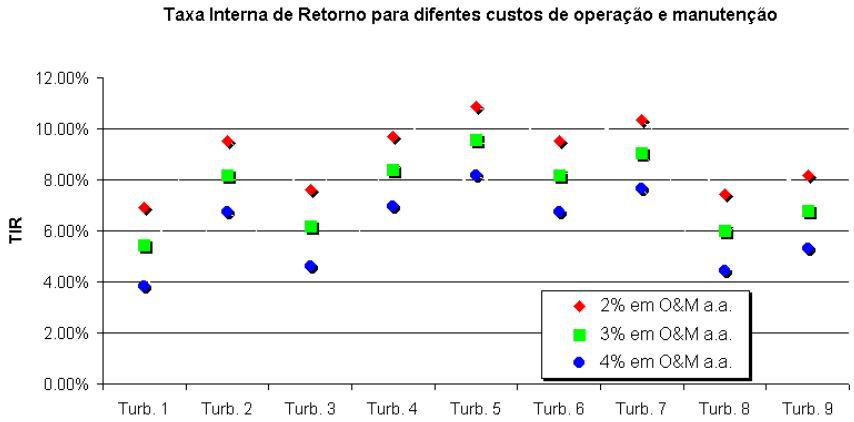


Figura 7.24 - Efeito da redução dos custos em O&M

Na análise de sensibilidade dos preços de venda da energia, foram abordados três tipos de tarifas. A primeira, utilizando-se o valor médio das tarifas praticadas durante o ano de 2000 para a região Norte[23]. A segunda tarifa refere-se aoValor Normativo atualizado (como descrito na seção 7.3) de R$ 118,59/MWh e, por fim, o valor médio da tarifa residencial praticada durante o ano de 2000 também para a região Norte. Observando-se a figura 7.24, nota-se que, para a viabilização de projetos Classe 2, os custos da tarifa devem ser, necessariamente, superiores ao do Valor Normativo onde somente a turbina 5 apresenta TIR superior a 10%. Como era esperado, o grande impacto na melhoria da taxa interna de retorno de investimento, está, justamente no preço da tarifa cobrada.

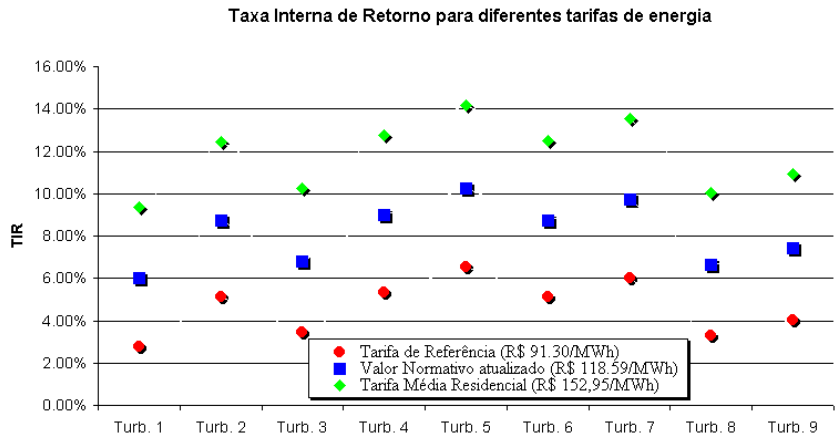


Figura 7.24 - TIR para diferentes valores de tarifas de venda de energia

[23] A Região Norte é a maior concentradora de sistemas isolados, dessa forma, utilizaram-se os valores médios das tarifas praticadas entre janeiro e outubro de 2000 publicados pela ANEEL.

7.5 Conclusões e considerações finais

Tão importantes quanto a análise técnica, estudos de viabilidade econômica tornam-se imprescindíveis uma vez que é através deles que um projeto torna-se viável ou não. Através da análise de viabilidade econômica procurou-se identificar os principais fatores nos custos de projeto e, variando seus valores, procurou-se identificar as possíveis configurações em que o projeto poderia apresentar maior atratividade

Como foi abordado neste Capítulo, a questão econômica envolvendo projetos em energia eólica requer estudos mais detalhados dos custos de cada uma das etapas. O nível de detalhamento de um projeto eólico faz com que cada caso seja estudado de uma maneira particular. Como o nível de detalhamento é muito grande e como uma análise de cada um deles fugiria ao objetivo do trabalho, foram consideradas três categorias de custos de projeto: Investimentos baratos (15% adicionais sobre o preço da turbina), investimentos a custo médio (30%) e investimentos caros (40%). Dessa maneira foi possível criar os cenários de análise sem um nível de detalhamento, possibilitando, dessa forma, uma análise mais abrangente.

Com base nas resoluções nº 233 (Valor Normativo) e 245 (Benefícios da CCC) da ANEEL foram feitas as análises de viabilidade econômica. Adotando-se a taxa de retorno atrativa para geração em energia elétrica em 10%, observaram-se várias possibilidades onde a TIR dos investimentos apresentasse valores superiores ao valor mínimo de atratividade tornando-os viáveis. Comparando-se as duas Resoluções, os valores dos benefícios da CCC tornam-se mais atrativos uma vez que criam uma fonte de renda adicional ao preço da energia vendida. Como os benefícios da CCC estão atrelados diretamente a sistemas isolados, cabe fazer um levantamento das possibilidades e custos envolvidos na implementação de sistemas em regiões remotas.

Desde a publicação da Resolução referente aos benefícios da CCC somente uma proposta de uso dos benefícios foi concretizada. A empresa ELETROSSOL, um ano após a publicação da Resolução nº 245, recebeu o direito de usufruir da sistemática dos benefícios do rateio da CCC especificamente na geração da Pequena Central Hidrelétrica Monte Belo. A concessão de direito foi ratificada através da Resolução nº 335, de 30 de agosto de 2000, pela ANEEL. Nessa oportunidade foi fixado o total da Energia de Referência, prevista pela Resolução nº 245, para o cálculo do benefício e também o número de parcelas mensais e seu valor.

Das várias análises de sensibilidade abordadas para aplicação das duas resoluções vigentes, os impactos do custo da energia, dos preços das turbinas e dos impostos apresentam as maiores variações na TIR de investimentos utilizando os modelos de turbinas em questão. As

análises de sensibilidade sobre a TIR dos investimentos possibilita, além de verificar cenários mais atrativos, viabilizar projetos com potenciais menos onerosos..

Um exemplo de redução da carga tributária já se faz presente em equipamentos de eficiência energética como os coletores solares para aquecimento térmico de baixas temperaturas. Mesmo sendo uma abordagem diferente daquela utilizada para isenção de impostos sobre os coletores solares, existe uma série de justificativas para a aplicação de redução tributária sobre equipamentos. Conforme verificado nos Capítulos 2 e 3, a disponibilização de subsídios por parte do governo alemão e outros países europeus, provocou um forte desenvolvimento do parque industrial de turbinas eólicas levando à abertura de novos mercados, tanto internos quanto externos. A isenção de ICMS tem sido uma reivindicação da empresa Wobben WindPower sediada em Sorocaba-SP para que as turbinas eólicas tornem-se ainda mais competitivas possibilitando, assim, um rápido crescimento de projetos em energia eólica no Brasil além do desenvolvimento industrial local.

Conforme visto nesse capítulo, potenciais eólicos Classe 4 apresentam TIR atrativas para diversos modelos de turbinas. Os potenciais Classe 4, que para o cálculo na análise de viabilidade econômica assumiu-se como fator de capacidade de 40%, pode ser representado pelas estações de Aquiraz e S. Gonçalo do Amarante no Ceará e Ajuruteua no Pará, regiões nobres que apresentam FC acima de 40% (tabela 6.6 e 6.7). Para o potencial Classe 3 (FC = 30%), tem-se outras estações no Ceará (Itapage e Galinhos), no Pará (Chaves e Soure) e também em Roraima (Água Fria) que apresentam fatores de capacidade entre 30% e 40%, representando assim a região de dados entre as duas análises de Classe 4 e Classe 3.

Com os estudos de viabilidade utilizando os benefícios da CCC é possível viabilizar os projetos em potenciais eólicos Classe 2 como mostrado nas análises de sensibilidades. Dessa forma, um número ainda maior de pontos (estações anemométicas) tornam-se viáveis na implementação de projetos. Do total de estações cujo potencial eólico fornecesse um FC entre 20% e 30%, tem-se sete estações na Região Nordeste e duas na Região Norte.

Os resultados obtidos com a análise de viabilidade econômica mostram que é possível utilizar a energia eólica para geração de energia tornando-a atrativa dentro dos limites do setor elétrico de investimentos em geração. O modelo, apesar de conservador em alguns aspectos da análise, torna possível uma visualização macro das possibilidades de investimentos nessa área. O estudo de caso torna-se fundamental no detalhamento de cada aspecto envolvendo desde a concepção até a execução e operação de projetos eólicos.

Como visto, existem potenciais eólicos com valores de FC acima de 40% tornando o investimento ainda mais atrativo. Para os locais onde o potencial eólico esteja abaixo dos índices, foram levantadas também possibilidades de torná-los mais atrativos através de recursos políticos na redução de impostos (o que poderia ser temporário) e na abertura de linhas especiais de crédito junto ao BNDES.

É indispensável que um programa de subsídios seja implementado para o desenvolvimento científico e tecnológico da energia eólica no Brasil. Com o exemplo do desenvolvimento do mercado alemão, os subsídios podem ser temporários ajustando-se gradativamente ao longo da evolução do mercado. A atuação do governo federal é de fundamental importância na elaboração de leis e viabilizando subsídios diretos e indiretos.

O Brasil, como visto no Capítulo 6, possui grandes potenciais para o uso da energia eólica na geração de matriz energética, conectando-a diretamente à rede. Cabe, agora, encontrar os melhores meios para viabilizar economicamente projetos que utilizem um dos melhores recursos da natureza sem agredi-la ou polui-la.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A energia eólica é, sem dúvida, uma das fontes renováveis que apresenta maiores vantagens na geração de grandes blocos de energia. Em todo o mundo, o uso da energia eólica na geração complementar de energia tem sido amplamente difundido e se espera um crescimento ainda mais significativo para os próximos anos.

Dentre os vários atrativos do uso da energia eólica para geração de energia destacam-se a diversidade de suprimento no parque gerador, o rápido desenvolvimento e a inovação tecnológica presente em diferentes condições de projeto. Deve-se destacar também a possibilidade de curtos prazos entre projetos preliminares e instalação. Mesmo considerando que o "combustível" utilizado é gratuito, abundante e inexaurível, a energia eólica ainda é uma tecnologia que é omitida entre as decisões de fornecimento de energia elétrica devido a barreiras ainda existentes.

Sob o ponto de vista das novas preocupações em relação ao meio ambiente e às questões climáticas globais, está surgindo um novo consenso mundial de que não se deve analisar um investimento somente sob aspectos econômicos. Os métodos econômicos vigentes não representam uma opção adequada para análise de investimentos cabendo à sociedade a tarefa de criar caminhos para mudanças significativas na economia devendo esta ser capaz de absorver cada vez mais energia limpa.

O interesse pelo potencial eólico do Brasil não se restringe somente ao interesse local de melhoria e ampliação do parque renovável de geração de energia elétrica. Várias empresas estrangeiras têm-se mostrado interessadas no novo e promissor mercado de energia eólica no Brasil. O forte interesse das empresas alemãs pode ser evidenciado na instalação da Wobben WindPower, empresa subsidiária da Enercon GbH que, inicialmente, tinha a responsabilidade da construção de pás das turbinas eólicas dos modelos da Enercon e hoje já possui infra-estrutura e parcerias que viabilizaram a manufatura do modelo E-66, com alto índice de aproveitamento de matéria prima e mão de obra nacional.

Mesmo estando-se em fase inicial de grandes investimentos em energia eólica, existem vários argumentos que tornam a tecnologia eólica uma das mais promissoras fontes de energia para a matriz energética brasileira. Como já mostrado anteriormente, existem vários projetos significativos já em operação que comprovam a eficiência da tecnologia frente as condições brasileiras.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, como instituição responsável pela regulação do setor elétrico, tem trabalhado intensamente na criação de incentivos para a difusão da energia eólica no Brasil. Um grande avanço nas normas de regulamentação propostas pela ANEEL está na Resolução nº 233, de 29 de julho de 1999, que estabelece os Valores Normativos, ou preços de referência, que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica por parte dos concessionários e permissionários. Outro avanço no uso de fontes limpas está justamente na substituição dos combustíveis fósseis na geração termelétrica por fontes renováveis. A Resolução nº 245, de 11 de agosto de 1999 trata das condições e prazos dos projetos a serem implementados que utilizarão os recursos da CCC como "prêmio" pela substituição total ou parcial dos combustíveis fósseis na geração termelétrica.

Diversas atitudes políticas podem ser tomadas no sentido da sustentação do crescimento da utilização da energia eólica em todo o mundo. A remoção de barreiras inerentes e subsídios que penalizem as fontes renováveis é uma importante estratégia para o crescimento da energia eólica nas próximas décadas. As barreiras inerentes ao setor elétrico estão, muitas vezes, na própria legislação do setor, no âmbito do planejamento e acesso à rede, que tem sido posta em prática considerando apenas grandes plantas de geração. Esse é um obstáculo institucional ultrapassado, que não deveria ser considerado em áreas promissoras para a geração eólica, devendo o setor elétrico promover preços justos e transparentes para serviços em eletricidade levando em conta os benefícios introduzidos pela geração.

Várias medidas de cunho político e econômico podem ser adotadas para o desenvolvimento da energia eólica. Pelas suas características técnicas e econômicas adquiridas com o desenvolvimento comercial dos últimos 15 anos, a energia eólica necessita cada vez mais de vontade política para que possa crescer ainda mais nas próximas décadas. Não se trata mais do amadurecimento tecnológico ou de métodos e processos para avaliações confiáveis do potencial eólico. Toda a tecnologia está pronta e é capaz de superar os desafios de novos projetos; trata-se apenas de vontade política e conscientização da sociedade para que o mercado eólico cresça com sucesso na contribuição do fornecimento de uma energia limpa, eficiente e inesgotável.

A legislação é uma das mais importantes ferramentas para o desenvolvimento de fontes renováveis no Brasil. As leis já em vigor mostram uma iniciativa de absorção dessas fontes na matriz energética nacional tanto em sistemas isolados quanto no sistema interligado. Mas ainda não é o suficiente. A necessidade de mecanismos mais ousados e adaptados para uma rápida absorção dessas fontes se mostra imprescindível. A busca de novas fontes de geração de energia elétrica não pode descaracterizar a vocação renovável do sistema elétrico nacional. O reconhecimento dos potenciais renováveis e sua utilização é um dos grandes fatores para a manutenção da geração de energia limpa (característica do sistema hidrelétrico nacional).

O desenvolvimento da energia eólica no Brasil deve ser acompanhada não só de ações políticas mas também de várias frentes de pesquisas e desenvolvimento. Várias instituições no Brasil já promovem pesquisas nos mais diversos segmentos da utilização da energia eólica com resultados já aplicados para utilização de sistemas eólicos na geração de energia. O estudo de aplicabilidade de projetos no Brasil necessita de dados e ajustes inerentes às características climáticas e de relevo de cada região. O Brasil, por apresentar características próprias, necessita de estudos de validação e ajustes dos modelos europeus já consagrados. Para viabilizar uma participação mais efetiva da energia eólica na matriz energética nacional, destacam-se as seguintes linhas de pesquisa e desenvolvimento:

- Modelos computacionais adequados ao clima e à topografia do Brasil;
- Distribuição estatística de dados de vento e uniformidade na disponibilização dos dados;
- Pesquisa sobre a qualidade da energia de fazendas eólicas e o impacto na rede;
- Desenvolvimento aerodinâmico de aerogeradores adequados a condições tropicais do Brasil;
- Pesquisas sobre a aplicabilidade da energia eólica em sistemas híbridos (Eólico-Diesel e Eólico-Solar-Diesel).

O potencial eólico do Brasil é favorável para a utilização dessa tecnologia em grande escala. A criação e a aplicação de leis que possibilitam novos projetos em energia eólica (além dos projetos de lei que encontram-se em trâmite) são instrumentos que tornam o uso do vento, recurso natural abundante em toda a costa do Nordeste além de outras regiões, uma das mais importantes alternativas energéticas que, além de possibilitar uma rápida penetração no fornecimento de energia, também garante uma geração limpa e ecologicamente “bem-vinda”!

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **O Estado das Energias Renováveis no Brasil**. Brasília, 1998. CD-ROM, Série Estudos e Informações Hidrológicas e Energéticas n. 7.

_____. **Nota de Esclarecimento dos Valores Normativos – 26/10/199.** Disponível na INTERNET via http://www.aneel.gov.br/Ementa/Nota_Esclarecimento_VN.zip Arquivo consultado em 2000.

_____. **Tarifas Méidas por Classe de Consumo.** Disponível na INTERNET via http://www.aneel.gov.br/rse/TarifaMedias2000.zip Arquivo consultado em 2001.

ALVARENGA, C.A., COSTA, H.F.F., GREGO, I.P.R. Usina Eólio-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho – Período 94/96 In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÀO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 14, 1997. Belém: **Anais**... 1997. FL-GPT-08.

AMARANTE, O.A.C. do, SCHULTZ, D.J., Wind Energy Resource Map of the State of Paraná, Brazil. **Dewi Magazin,** Germany, n. 15, p. 70-75, Aug. 1999.

ARAÚJO, M.R.O.P**. Estudo Comparativo de Sistemas Eólicos Utilizando Modelos Probabilísticos de Velocidadde do Vento**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1989. Dissertação (Mestrado).

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. **Taxas de Juros a Longo Prazo - TJLP.** Disponível na INTERNET via www.bndes.gov.br/atuar/exes/tjlp.exe Arquivos consultado em 2000.

BEURSKENS, J. Going to sea – Wind goes offshore. **Renewable Energy World**, v. 3, n. 1, p. 19-29, 2000.

BITTENCOURT, R.M., AMARANTE, O.C., SCHULTZ, D.J. *at all*. Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementariedade entre os Regimes Hidrológico e Eólico In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÀO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 15, 1999. Foz do Iguaçú: **Anais**... 1999. GPL-17.

BTM CONSULT APS, **World Market Update 1999**. March 2000. FALTA O LOCAL

BUNDESVERBAND WINDENERGIE e.V. – BWE, **Windenergie 2000**, Osnabrück: März, 2000.

BUNNEFILLE, R.. French Cntribuition to Wind Power Development – by EDF 1958 – 1966, **Proceedings, Advanced Wind Energy Systems**, Vol. 1 (published 1976), O.Ljungström, ed., Stochkholm: Swedish Board fo Technical Development and Swedish State Power Board, 1974 pp 1-17 to 1-22 *apud* DIVONE, 1994 .

CENTRO BRASILEIRO DE ENERGIA EÓLICA . **Wind Atlas for the Northeast Region fo Brazil**,. Brasília, 1998. CD-ROM Série Estudos e Informações Hidrológicas e Energéticas n. 6.

_____. **Objetivos, projetos, equipe, entre outros.** Disponível na INTERNET via www.eolica.com.br/ Arquivos consultado em 2000.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO. **CHESF – 50 Anos Gerando o Futuro**. Recife: 1998. CD-ROM.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO, BRASCEP. **Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologia. Energia Eólica. V.1 De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento**, Rio de Janeiro, 1997.

COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO, COELCE. **Potencial Eólico no Litoral do Ceará e Rio Grande do Norte para Geração de Energia Elétrica.** Recife: out. 1996. CHESF-DEFA-EO-RT-002/96 rev.1.

CHIGANER, L. Oferta de Eletricidade In: TOLMASQUIM, M.T., SZKLO, A.S. **A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio.** Rio de Janeiro: COPPE-UFRJ, ENERGE, 2000. p.501-518.

COIMBRA, C. M. **Perspectiva de inserção da energia eólica na matriz energética nacional: um projeto para a eletrificação de uma vila isolada – análise comparativa: sistema eólico x sistema diesel**. Orientador : Emílio Lèbre La Rovere. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 1999. 164 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético)

COPEL. **Projeto Eólico-Elétrico de Palmas.** Disponível na INTERNET via www.copel.com/copel/port/negocios-ger-energiaeolica.html. Arquivo consultado em 2000.

CRESESB. Especialistas discutem Energias Alternativas. **CRESESB Informe**, Rio de Janeiro, v. 2, n. 2, dez. 1996. Rio de Janeiro - RJ.

_____. **Geração Solar e Eólica no Brasil**. Rio de Janeiro, 1997. CD-ROM.

_____. **Relatório das Atividades do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito no ano de 1996**. Relatório interno. Rio de Janeiro, 1997a

DEUTSCHES WINDENERGIE INSTITUT. Environmental Aspects and Acceptance of Wind Energy, In: **ELDORADO Summer School**. Wilhelmshavenm, 1996

_____ **Energia Eólica**. Wilhelmshavenm, 1998. 86 P. (Documento traduzido pela ELETROBRÁS)

_____ **Wind Energy Use in Germany**. Disponível na INTERNET via http://www.dewi.de/statistics.html. Arquivo consultado em 2000

DIVONE, L.V. Evolution of Modern Wind Turbines. In: SPERA, S.A. **Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering**,. New York,: ASME Press, 1994. P. 73-138.

ELDRIDGE, F.R **Wind Machines.** 2 ed. New York: Van Nostrand, 1980. *Apud* CHESF/BRASCEP, 1987. *Op. cit.*

ELETROBRÁS. **Plano Anual de Combustíveis - 1998 – Sistemas Interligados Norte/Nordeste**. Rio de Janeiro: Comissão de Estudos de Combustíveis, 1997a, (GCOI – CEC – 04/97).

_____. **Plano Anual de Combustíveis – 1998 – Sistemas Interligados Sul/Sudeste/Centro Oeste.** Rio de Janeiro: Comissão de Estudos de Combustíveis, 1997b, (GCOI – CEC – 03/97).

_____. **Plano Anual de Combustíveis – 1998 – Sistemas Isolados**, Rio de Janeiro: Comissão de Estudos de Combustíveis, 1997c (GCOI – CEC – 05/97).

_____. **Plano Anual de Combustíveis – 2001 – Sistemas Isolados**, Rio de Janeiro: Comissão de Estudos de Combustíveis, 2000 (GCOI – CEC – 05/97) - Relatório disponibilizado via fax.

_____. **Plano Decenal de Expansão - 2000/2009**. Rio de Janeiro: Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, 2000 a

_____. Programa Decenal de Geração, In: **Plano Decenal de Expansão 2000/2009**. Rio de Janeiro: Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – BCPS, 2000b.

_____. **Fontes de Energia – Energias Alternativas**. Disponível na INTERNET via www.eletrobras.gov.br/ Arquivo consultado em 2000c

ELETROBRÁS, CEPEL. **Atlas Eólico do Brasil – versão preliminar**, Relatório Interno. CEPEL, Rio de Janeiro, 1998.

ELETROBRÁS, FUNDAÇÃO PADRE. LEONEL FRANCA. **Atlas do Potencial Eólico Nacional.** Rio de Janeiro**,** 1988a. v. 1.

_____. **Atlas do Potencial Eólico Nacional.** Rio de Janeiro**,** 1988b. v. 2

ELETROBRÁS, SCIENTIA. **Sistemas de Conversão de Energia Eólica**. Rio de Janeiro, 1977.

ESSLEMONT, E., MOCCORMICK, M, Sociological Impact of a Wind Farm Development. In: JAMESxJAMES. **The World Directory of Renewable Energy: Suppliers and Services**, London, 1996.

EWEA. EUROPEAN COMMISSION. Technology. In: **Wind Energy – The Facts**. 1998a v. 1. (FALTA LOCAL:)

_____. Cost, Prices and Values. In: **Wind Energy – The Facts**, 1998b. v. 2. (FALTA LOCAL)

_____. The Environment. In: **Wind Energy – The Facts**. 1998c. v. 4. (IDEM)

_____. Market Development. In: **Wind Energy – The Facts.** 1998d. v. 5 . (FALTA LOCAL)

FERREIRA, A.M., CARIDAD y OCERIN, J.M. Uso de Estimadores de Máxima Verossimilhança em Modelos de Distribuição Horária de Velocidade do Vento In: CONGRESSO IBÉRICO DE ENERIGA SOLAR, 10; CONGRESSO IBERO-AMERICANO DE ENERIGA RENOVÁVEL, 5 – AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO NOVO MILÊNIO, 2000. **Anais...** São Paulo, 2000

GIPE, P., **Wind Power for Home & business: Renewable Energy for the 1990s and Beyond.** Vermont: Chelsea Green, 1993.

_____, **Wind Energy - Cames of Age**. New York,: John Wiley & Sons, 1995.

GREENPEACE INTERNATIONAL, EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION/ EWEA. FORUM FOR ENERGY AND DEVELOPMENT – FED. **Wind Force 10 – A Blueprint to Achive 10% of the World's Eletctricity from Wind Power by 2020.** London. 1999.

GRUBB, M, MEYER, I.N. "**Wind Energy: Resources, Systems, and Regional Strategies", Renewable Energy Sources for Fuels and Eletricity.** Washington, DC: Island Press, 1994. *apud* GREENPEACE, 1999 *Op. cit.*

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA EÓLICA. **I Reunião do Grupo de Trabalho de Energia Eólica**. Ata. Rio de Janeiro, ago., 1995

_____. **II Reunião do Grupo de Trabalho de Energia Eólica.** Ata. Rio de Janeiro, mar., 1996

_____. **III Reunião do Grupo de Trabalho de Energia Eólica.** Ata. Belém, jun., 1997.

_____. **IV Reunião do Grupo de Trabalho de Energia Eólica.** Ata. Belo Horizonte, mar., 1998.

HINSCH, C. Wind energy continues to boom, **New Energy**, n.2, May 1999a. p. 14-15.

_____. The politicians have to move as fast as they can, **New Energy**, n.4, May 1999b p. 14-17.

HIRATA, M.H., **Energia Eólica – Uma Introdução**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1985.

_____. **O Aproveitamento da Energia Eólica no Meio Rural**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1990

HÜTTER, U. **A Wind Turbine with a 34 m Rotor Diameter**. (NASA Techinical Translation TT R-14,879) (l.Kanner Associates), 1973. Washington, DC.: National Aeronautics and Space Administration. *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*

_____. Review of Development in West-Germany. **Proceedings, Workshop on Advanced Wind Energy Systems**, Vol. 1, 1974 (published 1976), O. Ljungström, ed. Stochkholm: Swedish Board fo Technical Development and Swedish State Power Board, pp 1-51 to 1-72 *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook – 1998.** Paris: IEA/OECD, 1998.

JACOBS, M. L. Experience with Hacobs Wind-Driven Electric Generating Plant, **Proceedings, First Wind Energy Conversion Systems Conference**, NSF/RANN-73-106, 1973 Washington, DC: National Science Fundation, pp 155-158. *apud* SHEFHERD, 1994 *Op. cit.*

JANNUZZI, G.M., SWISHER, J.N.P. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos: Meio Ambiente, Conservação de Energia e Fontes Renováveis.** Campinas - SP, 1997

JULL, J. Design of Wind Power Plants in Denmark **Wind Power, Procedings of United Nations Conference on New Sources fo Energy**, Vol. 7, New York: The Union Nations, 1964, pp 229-240 *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*

KOEPPL, G.W. **Putnam's Power from the Wind,** 2. ed. New York: Van Nostrand Reinhold, 1982. *apud* SHEFHERD, 1994 *Op. cit.*

KROHN, S. Offshore Wind Energy: Full Speed Ahead. In: JAMESxJAMES, **The World Directory of Renewable Energy: Suppliers and Services**. London. 1997.

LOBO, A.R., ALVARENGA, C.A., LISBOA, A.H. Usina Eólio-Elétrica Experimental do Morro do Camelinho In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÀO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 13, 1995, Florianópolis. **Anais**... Florianópolis, 1995. (FL-GPT-03).

MARTIN, J.M. **A Economia Mundial da Energia**,. São Paulo: Unesp, 1992.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional 2000 – Período de 1984 a 1999**. Brasília: DNDE/SEN/MME, 2000.

MORTENSEN, N.G et al.. *Wind Atlas Analysis and Applicantion Program (WasP).* Roskilde: Ris∅ National Laboratory, 1993.

MOSS, H. Casa Solar: exemplo a ser multiplicado em todo o País **CRESESB INFORME**. Rio de Janeiro, v. 3, n. 4, dez. 1997. p. 5

MURACA, R.J., *et al*. **Theoretical Perfomance of Vertical Axis Windmills,** NASA TMX-72662, 1975, Hampton, VA: NASA Langley Research Center. *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*

WIND around the world, **New Energy**, n.4, p 57, May 1999. p. 57

NOGUEIRA, D. Bons ventos sopram para o Nordeste. **Jornal do Brasil**, Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2000, Ciência.

NRE., **Wind Energy Information Guide**. Golden, CO, 1996. 113p.

OLIVEIRA, A. de. Programa de Térmicas: Solução ou Problema?, **Folha de São Paulo**. São Paulo, 3 junho de. 2000. Opinião Econômica.

PEREIRA, O. L. S. A Experiência Nacional na Disseminação de Energias Renováveis Solar e Eólica. **CRESESB INFORME**, Rio de Janeiro. v. 1, n. 1, set. 1995.

_____. As Energias Solar e Eólica. In: UFRJ, ELETROBRAS, MME. **Seminário de Desenvolvimento Energético Sustentável.** Rio de Janeiro, 1998. p. 171-181.

PUTHOFF, R. L., SIROCKY, P. J. **Preliminary Design of a 100-kW Wind Turbine Generator**. NASA TMX-71585, ERDA/NASA/1004-77/6, 1974, Cleveland, Ohio: NASA Lewis Research Center. *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*

PUTNAM, G. C. **Power from the Wind**,. Van Nostrand Reinhold Co.,1948, New York. *apud* SHEFHERD, 1994 *Op. cit*

RETSCREEN INTERNATIONAL. **Wind Energy Project Model**, Softweare disponível na INTERNET via http://retscreen.gc.ca/ang/g_win.html. Arquivo consultado em 2000.

RIBEIRO, C.M. et al. Implantação de Sistema Híbrido para Eletrificação da Vila de Joanes (Pará) In: In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE, 13, 1995, Florianópolis. **Anais**... Florianópolis, 1995. (FL-GPT-03).

ROHATGI, J.S., NELSOIN, V. **Wind Characteristics – An Analysis for the Generation of Wind Power.** Canyon: West Texas A&M University, 1994.

ROSA, L.P., TOLMASQUIM, M.T., PIRES, J.C.L. **A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 1998, 211p.

ROSA, L.P., Uma Proposta para a Crise Elétrica. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 22 de maio de 2000, Tendências/Debates

SÁ, A.L. de. Encontro na Argentina otimiza o uso de Energia Eólica. **CRESESB INFORME**, Rio de Janeiro.v. 4, n. 5, maio 1999.

SANDIA. **Vertical Axis Wind Turbine: The History of the DOE Program**. Disponível na INTERNET via http://www.sandia.gov/Renewable_Energy/wind_energy/topical.htm. Arquivo consultado em maio de 2000.

SCHEER, H. **O Potencial e as Chaves de uma Estratégia Solar**. O Manifesto Solar – Energia Renovável e a Renovação da Sociedade. 1995 Rio de Janeiro, CRESESB/CEPEL, 1995. Cap. 4.

SCIENTIFIC AMERICA, Dec. 20, 1890, Mr. **Brush's Windmill Dynamo** Vol. LXIII, n. 25 cover and p. 389. *apud* SHEFHERD, 1994 *Op. cit.*

SEKTOROV, V. R., 1934, **The First Aerodynamic Three-Phase Electric Power Plant in Balaclava**, L'Elettrotecnica, 21(23-24), pp. 538-542; Traduzido por Scientific Translation Service, NASA TT-F-14933,1964, Washington, DC: National Aeronautics and Space Administration, pp. 13 *apud* SHEFHERD, 1994 *Op. cit.*

SHEFHERD, D.G. Historical Development of the Windmill. In: SPERA, S.A. **Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering**,. New York,: ASME Press, 1994. p. 1-46

SHELTENS, R.K, BIRCHENOUGH, A.G., **Operational Results for the Experimental DOE/NASA Mod-0A Wind Turbine Project**, NASA TM-83517, DOE/NASA/20320-55, 1983, Cleveland, Ohio: NASA Lewis Research Center. *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*

SILVA, P.C. **Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1999. Dissertação. (Mestrado)

SOUZA, H.M. de et al. A Estratégia de Divulgação de Energias Alternativas e Eficiência Energética. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 8, 1999. Rio de Janeiro. **Anais**... Rio de Janeiro:CBE, 1999. v. 2, p. 954-963.

SPERA, S.A., Introduction to Modern Wind Turbine. In: **Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering**. New York:, ASME Press, 1994. Cap. 2 p 47-72.

TAUTZ, C. Paraná inaugura em Palmas primeira usina eólica. **Brasil Energia**. n. 219, fev. 1999.

VIAL, P.A. Centros brasileiros atraem fabricante de geradores. **CRESESB INFORME,** Rio de Janeiro, v.3, n. 4, dez. 1997.

VOADEN, G.H., 1943, The Simith-Putnam Wind Turbine – A Step Forward in Aero-Electric Power Research, **Turbine Topics**, 1(3); reprinted 1981 in NASA CP-2230, DOE CONF-810752, pp. 34-42, 1943, Cleveland, Ohio: NASA Lewis Research Center. *apud* SHEFHERD, 1994 *Op. cit.*

WADE, J.E., HEWSON, E.W., **Trees as a Local Climatic Indicator**, 1979 *apud* CHESF-BRASCEP, 1987 *Op. cit.*

WAGNER, A. 2000, Set for the 21st century: Germany New Renewable Energy Law, **Renewable Energy World** , v. 3, n. 2, Mar-Apr, 2000, p.73-83

WIND ENERGY for the world. **Windblatt**, n. 4, 1999.

WINROCK INTERNATIONAL, USAID. **Trade Guide on Renewable Energy in Brazil** Apr., 1999, Salvador, April, 1999. 100p.

WORLD ENERGY COUNCI., **New Renewable Energy Resources: Opportunities and Constraints 1990-2020**. London: Kogan Page,, 1993.

_____. **New Renewable Energy Resources: A Guide to the Furture**. London: Kogan Page., 1994.