

PROPOSTAS DE POLÍTICAS ESPECÍFICAS PARA ENERGIA EÓLICA NO
BRASIL APÓS A PRIMEIRA FASE DO PROINFA

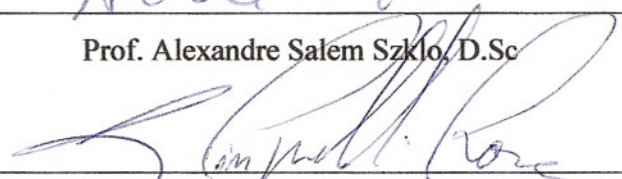
Ricardo Marques Dutra

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 DOUTOR EM CIÊNCIAS
EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:



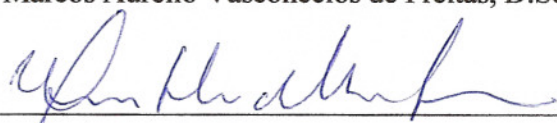
Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.



Prof. Luiz Pinguelli Rosa, D.Sc.



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



Prof. Marcos Sebastião de Paula Gomes, Ph.D.



Dr. Neilton Fidelis da Silva, D.Sc.



Prof. Osvaldo Livio Soliano Pereira, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2007

DUTRA, RICARDO MARQUES

Propostas de Políticas Específicas para Energia
Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA
[Rio de Janeiro] 2007

XXI, 415 p. 29.7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc.,
Planejamento Energético, 2007)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro,
COPPE

1. Energia Eólica, Políticas

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

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

Para minha esposa Angelita Dutra,
que dividiu a tese em dois momentos:
antes e depois de nosso casamento.
Pelo muito amor e compreensão,
dividindo a carga ao longo deste
trabalho; pelo ânimo e o incentivo
sempre presente em todos
os momentos.

Querida, te amo de montão!

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 Jorge Henrique G. Lima e Hamilton Moss de Souza 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 de Souza que, coordenando o Centro, esperou pacientemente pelo dia da defesa da tese;

Aos amigos da Sala D-102 que estiveram sempre presentes ao longo da elaboração deste trabalho, acreditando e sempre incentivando; em especial a Sérgio Melo pelas dicas sobre SIG e mapas temáticos que em muito enriqueceu este trabalho;

Ao pesquisador Antônio Leite de Sá que forneceu importantes informações e dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro;

Ao meu orientador Alexandre Salem Szklo pelo incentivo e orientação ao longo do desenvolvimento deste trabalho;

Pela equipe do PPE em especial para Sandra, Simone e Paulo que sempre me ajudaram durante o mestrado e doutorado, principalmente na reta final simplificando todo o possível;

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. A todos que acreditaram e juntos torceram, onde, mesmo em silêncio, pude confirmar a força de quem acredita.

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

PROPOSTAS DE POLÍTICAS ESPECÍFICAS PARA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL APÓS A PRIMEIRA FASE DO PROINFA

Ricardo Marques Dutra

Abril/2007

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

A presente tese tem por finalidade propor possíveis estratégias, conforme diferentes critérios, para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, a partir da segunda fase do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia - PROINFA. Desta forma, ela apresenta os principais mecanismos de promoção de fontes alternativas e renováveis de geração de eletricidade tanto sob o ponto de vista teórico quanto através da apresentação e análise de resultados obtidos da experiência internacional. Também é feita a análise do contexto atual do setor elétrico brasileiro, especialmente da evolução das políticas implementadas para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia. Com a reflexão proveniente da experiência internacional e o contexto atual do setor elétrico brasileiro, são propostas e avaliadas quantitativamente estratégias para a aplicação de políticas de incentivos à fonte eólica no Brasil, além do que é apresentado pela estrutura atual do PROINFA. Os critérios para estas estratégias são: (1) redução das emissões do setor elétrico; (2) otimização do sistema hidrelétrico; (3) desenvolvimento industrial e regional e (4) aumento da participação de fontes renováveis alternativas na matriz energética. Os resultados apresentados neste trabalho mostram a viabilidade de diversas estratégias para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil: para a estratégia (1), identificou-se que o Sistema de Cotas mostra-se mais adequado para o caso brasileiro; para as estratégias (2) e (3) identificou-se que o sistema *Feed-In* apresenta-se mais adequado para ambas estratégias. Finalmente, para a estratégia (4) o sistema *Feed-In* mostra-se mais adequado para uma estratégia a curto prazo, para um programa a longo prazo, a harmonização dos Sistemas *Feed-In* e Cotas mostra-se mais apropriado para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

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

PROPOSAL OF A SPECIFICS POLITICS FOR WIND ENRGY
IN BRAZIL, AFTER THE FIRST PHASE OF THE PROINFA PROGRAMME

Ricardo Marques Dutra

April/2007

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energetic Planning

This work aims to propose viable strategies, using several criteria, for the development of Wind Energy in Brazil, to be implemented from the second phase of the PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia/Incentive Program to Alternative Electric Sources) onwards. It describes the main incentives for fostering renewable energy sources for electricity generation both under a theoretical point of view and through an analysis of the international experience in this field. It also present an analysis of the new Brazilian electric power sector, specially of the evolution of the politics for renewable power sources. Given the international experience and the current state of the Brazilian Utilities, this work proposes and evaluates quantitative and qualitatively strategies for the application of incentives to Wind Enegy, beyond those already applied in PROINFA. The criteria for these strategies are: (1) reduction of greenhouse emissions by utilities; (2) optimization of the hydroelectric system; (3) industrial and regional development and (4) an increase of the participation of alternative renewable sources in the power matrix. The results obtained in this work show clearly the viability of several strategies for Wind Energy development in Brazil: for strategy (1), it was identified that Quota/Green Certificate is more adequate for the Brazilian case; for both strategies (2) and (3) it was identified that the Feed-In system is the most adequate one. Finally, for the strategy (4) the Feed-In system is more adequate for a short-term strategy, while, for the long-term, the harmonization of the Feed-In system and Quota/Green Certificate is more appropriate for wind energy development in Brazil.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO GERAL	1
2	POLÍTICAS DE INCENTIVOS ÀS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA	18
2.1	Introdução	18
2.2	Sistema <i>Feed-In</i>	20
2.3	Sistema de leilão	24
2.4	Sistema de cotas/certificados verdes	26
2.5	Outros mecanismos	33
2.6	Harmonização dos Sistemas <i>Feed-In</i> e Cotas/Certificados Verdes	46
2.7	Quadro comparativo dos mecanismos de políticas de desenvolvimento de FAEs de geração renovável	50
2.8	Conclusões e Considerações Finais	53
3	EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DE DESENVOLVIMENTO DE MERCADOS EÓLICOS	55
3.1	Introdução	55
3.2	Panorama Mundial das Políticas de Incentivos a Fontes Renováveis de Energia Elétrica	57
3.3	Políticas de Incentivos a Fontes Renováveis de Energia na Alemanha	63
3.4	Políticas de Incentivos a Fontes Renováveis de Energia no Reino Unido	95
3.5	Comparação entre o Sistema <i>Feed-In</i> da Alemanha e o Sistema de Cotas/Certificados Verdes do Reino Unido	139
3.6	Conclusões	155
4	ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: PROINFA E O NOVO CENÁRIO DE SETOR ELÉTRICO	159
4.1	Introdução	159
4.2	O Recurso Eólico Brasileiro e a Potência Instalada no Brasil	161
4.3	Histórico da regulação do setor elétrico destinado a fontes renováveis	167
4.4	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	183
4.5	PROINFA 2ª Fase e o Novo Modelo do Setor Elétrico	194
4.6	Considerações Finais	213
5	OPÇÕES PARA POLÍTICAS DE DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL – PROPOSTAS PARA 2º FASE DO PROINFA	215

5.1	Introdução	215
5.2	Releituras do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro	216
5.3	Alternativas de programas para energia eólica no Brasil	236
6	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	278
7	BIBLIOGRAFIAS	285
8	ANEXO – I TUTORIAL SOBRE ENERGIA EÓLICA PRINCÍPIOS E TECNOLOGIAS	314
9	ANEXO - II ESTUDO DE VIABILIDADE ECONONÔMICA PARA PROJETOS EÓLICOS COM BASE NAS RESOLUÇÕES ANEEL 233/1999 E ANEEL 245/1999	352
10	ANEXO – III METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DA PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA SEGUNDA FASE DO PROINFA.	376
11	ANEXO - IV METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DA ENERGIA GERADA A PARTIR DO ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO	379
12	ANEXO - V MAPAS TEMÁTICOS RESULTADO DA RELEITURA DO ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO: POTENCIAL ENERGÉTICO, FATOR DE CAPACIDADE E CUSTO DA ENERGIA GERADA	395

ÍNDICE DAS FIGURAS

Figura 2.1 – Sistema Feed-In: Tarifas fixas	21
Figura 2.2 – Sistema <i>Feed-In</i> : Tarifas variadas (Fonte: FINON, 2002)	22
Figura 2.3 – Efeito do progresso tecnológico sobre o Sistema <i>Feed-In</i> (Fonte: FINON, 2002). 23	
Figura 2.4 – A redução da Tarifa no sistema <i>Feed-In</i> e o efeito na renda (Fonte: FINON, 2003)	23
Figura 2.5 – Curva dos custos marginais no Sistema de Leilão. (Fonte: FINON, 2003).....	25
Figura 2.6 – Efeito do progresso tecnológico sobre o Sistema de Leilão (Fonte: FINON, 2003)	25
Figura 2.7 – Curva dos custos marginais no sistema de cotas (Fonte: FINON, 2003).....	26

Figura 2.8 – Operação no mercado de certificados verdes (exemplo para dois produtores: A e B) (Fonte: FINON, 2003).....	28
Figura 2.9 – Limitações do desenvolvimento tecnológico na operação do mercado de certificados verdes (Fonte: FINON, 2003).....	29
Figura 2.10 - Divisão do custo total de desenvolvimento de renováveis sem a introdução de um sistema de permissões negociáveis (Fonte MORTHORST, 2001)	31
Figura 2.11 - Divisão do custo total de desenvolvimento de renováveis com a introdução de um sistema de permissões negociáveis baseado em <i>grandfathering</i> (Fonte MORTHORST, 2001)	32
Figura 2.12 – Atuação de subsídios para investimento na curva de demanda e no deslocamento da curva dos custos marginais.	35
Figura 2.13 – Atuação de incentivos fiscais no alargamento da curva dos custos marginais e a curva de demanda.....	36
Figura 2.14 – Internalização dos custos ambientais e o efeito sobre o custo marginal das fontes convencionais e renováveis.....	38
Figura 2.15 – Modelo básico de um sistema de aprendizagem.....	40
Figura 2.16 – Efeito de Aprendizagem e Retornos de Escala.	41
Figura 2.17 – Exemplo de diversas curvas de aprendizado para diversas tecnologias (Fonte: IEA, 2001).....	43
Figura 2.18 – Utilização da curva de aprendizado e os investimentos necessários para tornar uma tecnologia mais competitiva (Fonte: IEA, 2000)	44
Figura 2.19– Instrumentos aplicados nos diversos estágios de amadurecimento tecnológico de fontes alternativas de energia (MIDTTUN, 2007)	47
Figura 2.20 – Áreas de atuação de mecanismos de incentivos e diversas curvas de aprendizado para diversas tecnologias. (Fonte: IEA, 2000; MIDTTUN, 2007).....	50
Figura 3.1 – Início da adoção de políticas de P&D e de projetos de demonstração em diversos países (Fonte HAAS, 2004, IEA, 2004).....	57
Figura 3.2 – Círculo Virtuoso na manutenção de um ambiente de políticas de P&D e políticas de desenvolvimento de mercado para fontes renováveis de energia elétrica. (Fonte: IEA, 2004)	58
Figura 3.3 – Políticas para o desenvolvimento de mercados de geração renovável de energia elétrica (Fonte: IEA, 2004).....	59
Figura 3.4 – Início da aplicação dos diversos mecanismos de políticas de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica em diversos países (Fonte HAAS, 2004, IEA, 2004)	60
Figura 3.5 – Políticas adotadas pelos países europeus para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica em vigor em 2006 (Fonte: MAY, 2006)	61

Figura 3.6 – Potência eólica instalada no mundo no período de 1980 a 2005 (Fonte: WWEA, 2006, DUTRA, 2001).....	61
Figura 3.7 – Evolução das Leis de Incentivos a Fontes Renováveis de Energia Na Alemanha..	65
Figura 3.8 - Evolução dos reembolsos de energia eólica pelas concessionárias alemãs (Fonte: DEWI, 1998; IEA, 2004)	69
Figura 3.9 - Fluxo de energia e fluxo de caixa imposto pela LFE em 1991 (Fonte: IEA, 2004)	69
Figura 3.10 – Evolução da tarifa para novos empreendimentos eólicos no contexto da LER Fonte (BMU,2003,2004).....	73
Figura 3.11 - Fluxo de energia e fluxo de caixa estabelecido pela LER em 2000 (Fonte: IEA, 2004)	75
Figura 3.12 – Potência Instalada das diversas fontes participantes da LFE e da LER (Fonte: BMU, 2006c).....	80
Figura 3.13 – Energia elétrica gerada pelas diversas fontes participantes da LFE e da LER (Fonte: BMU, 2006c)	80
Figura 3.14 – Energia elétrica gerada pelas diversas fontes participantes da LFE e da LER (Fonte: BMU, 2006c)	81
Figura 3.15 – Total de redução nas emissões de CO ₂ pelo uso de fontes renováveis de energia por ano (BMU, 2006).....	82
Figura 3.16 – Composição da tarifa de energia elétrica para o setor residencial na Alemanha. (fonte: BMU, 2006).....	84
Figura 3.17 – Projeção da evolução dos valores pagos por um consumidor residencial típico para manutenção da LER (BMU, 2006).....	84
Figura 3.18 - Faturamento realizados na construção e expansão de novos projetos em energias renováveis (Fonte: BMU, 2006a).....	85
Figura 3.19 - Faturamento gerado pela venda de energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia em 2005(Fonte: BMU, 2006a)	86
Figura 3.20 – Total do faturamento e investimentos realizados em fontes renováveis de energia em 2005 (Fonte: BMU, 2006a)	86
Figura 3.21 – Evolução da energia elétrica gerada e o faturamento durante a LFE e a LER (Fonte: BMU, 2006a)	87
Figura 3.22 – Distribuição da geração de empregos pelas diversas fontes participantes da LFE e LER. (Fonte: BMU, 2006c).....	89
Figura 3.23 - Evolução do número de turbinas instaladas ano a ano e o total acumulado. (Fonte ENDER, 2006)	90
Figura 3.24 - Evolução da potência instalada ano a ano e o total acumulado. (Fonte ENDER, 2006)	91

Figura 3.25 – Distribuição dos projetos eólicos nos Estados Alemães até 2005 . (Fonte ENDER, 2006)	92
Figura 3.26 - A evolução da potência média instalada ao longo dos anos na Alemanha. (Fonte ENDER, 2006)	93
Figura 3.27 - Distribuição das empresas participantes do mercado alemão desde 1982 potência acumulada instalada (Fonte ENDER, 2006)	94
Figura 3.28 - Distribuição das empresas participantes do mercado alemão no ano de 2005 potência instalada (Fonte ENDER, 2006)	94
Figura 3.29 – Participação dos diversos agentes no NFFO (TERI, 2005)	100
Figura 3.30 – Agentes participantes da RO e seus relacionamentos (ILEX,2005)	112
Figura 3.31 – Um mercado ideal para os ROCs (SMITH, 2002b).....	114
Figura 3.32 – Valores do <i>Green Premium</i> em função do percentual da meta não atingida por ROCs (ILEX, 2005)	117
Figura 3.33 – Potência Instalada de fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido. (Fonte: DTI, 2006b)	120
Figura 3.34 – Energia elétrica gerada por fontes renováveis no Reino Unido. (Fonte: DTI, 2006b)	121
Figura 3.35 – Participação percentual das fontes renováveis na geração de energia elétrica no Reino Unido. (Fonte: DTI, 2006b).....	121
Figura 3.36 – Percentual de potência instalada em relação aos contratos do NFFO (Fonte: DTI, 2006b)	126
Figura 3.37 – Percentual de potência instalada em relação aos contratos do SRO (Fonte: DTI, 2006b)	126
Figura 3.38 – Evolução das emissões de gases de efeito estufa no Reino Unido (DEFRA, 2006)	131
Figura 3.39 – Estrutura tarifária de energia elétrica no Reino Unido (EC, 2006).....	132
Figura 3.40 - Evolução do número de turbinas instaladas ano a ano e o total acumulado. (Fonte BWEA, 2006).....	135
Figura 3.41 - Evolução da potência instalada ano a ano e o total acumulado. (Fonte BWEA, 2006)	135
Figura 3.42– Distribuição dos projetos eólicos no Reino Unido até 2005. (Fonte BWEA, 2006)	136
Figura 3.43 - A evolução da potência média instalada ao longo dos anos no Reino Unido. (Fonte BWEA, 2006).....	137
Figura 3.44 - Distribuição das empresas participantes do mercado britânico desde 1991 potência instalada (Fonte: BWEA, 2006)	138

Figura 3.45- Distribuição das empresas participantes do mercado britânico no ano de 2005 potência instalada. (Fonte: BWEA, 2006).....	138
Figura 3.46 – Atlas do Potencial Eólico da Europa (Fonte:TROEN, 1991)	141
Figura 3.47 – Potência eólica instalada e geração de energia na Alemanha e Reino Unido (Fonte: DTI, 2006b e BMU, 2006c).....	143
Figura 3.48 – Evolução da tarifa paga para energia eólica no Reino Unido e na Alemanha	146
Figura 4.1 – Distribuição da Velocidade Média Anual no Território Brasileiro (Fonte: CEPEL, 2001)	163
Figura 4.2- Composição de custo de geração em sistemas beneficiados pela CCC. (Fonte: RIBEIRO <i>et al.</i> 1998).....	171
Figura 4.3 – Produção de Parques Eólicos em 10% do território do Estado do Ceará.....	192
Figura 4.4 – Vazão afluente do reservatório de Sobradinho (médias de 1931 a 1992) (Fonte: BITTENCOURT <i>et al.</i> 1999).....	192
Figura 4.5 - Energia Eólica e Geração Hidroelétrica no Subsistema Hidráulico da Região Sul – 1979-1992 (Fonte: BITTENCOURT <i>et al.</i> 1999).....	192
Figura 4.6 - Ambiente possíveis de contratação de geração elétrica no novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. (Fonte: MME, 2003).....	197
Figura 4.7 – Evolução da capacidade hidrelétrica instalada no SIN – Trajetória de Referência (Fonte:MME,2006)	202
Figura 4.8 – Evolução da capacidade termelétrica instalada no SIN – Trajetória de Referência (Fonte:MME,2006)	202
Figura 4.9 – Participação percentual das diversas fontes termelétricas no SIN – Trajetória de Referência (Fonte:MME,2006)	203
Figura 5.1 – Metodologia de cálculo da energia elétrica a partir de dados eólicos do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.....	220
Figura 5.2 – Posicionamento das turbinas eólicas na configuração “5D x 10D” (CEPEL, 2001)	222
Figura 5.3 - Projeção do consumo final de eletricidade (Fonte: EPE, 2006b)	266
Figura 5.4– Expansão da matriz de geração de energia elétrica (2030) (Fonte: EPE, 2006b) ..	272
Figura 5.5 – Composição do parque termelétrico (2030) (Fonte: EPE, 2006b).....	272
Figura 5.6 – Resumo das quatro alternativas de programas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.....	277

ÍNDICE DAS TABELAS

Tabela 1.1 – Emprego nos diversos setores energéticos	Erro! Indicador não definido.
Tabela 2.1– Razão de Progresso Técnico e Taxa de Aprendizado para energia eólica em vários países.	46
Tabela 2.2 – Quadro comparativo das políticas de incentivos para FAEs de geração renovável	51
Tabela 3.1 – Panorama da geração eólica nos dez maiores mercados mundiais.....	62
Tabela 3.2 – Taxa de redução anual e tarifas pagas para as fontes renováveis de energia no LER.	73
Tabela 3.3 – Taxa de redução anual e tarifas paga para as fontes renováveis de energia após a revisão da LER em 2004.	77
Tabela 3.4 - Evolução da tarifa média de uma residência na Alemanha.....	83
Tabela 3.5 - Participação da LER no faturamento e no volume de energia elétrica	87
Tabela 3.6 – Geração de empregos por fonte renovável de geração de energia elétrica na Alemanha	88
Tabela 3.7 - Estado do uso da energia eólica na Alemanha	90
Tabela 3.8 - Grupos de turbinas eólicas e sua participação na produção energética anual.	91
Tabela 3.9 – Capacidade instalada (MWh) acumulada na Alemanha e na União Européia	94
Tabela 3.10 – Resultado do NFFO-1	103
Tabela 3.11 – Resultado do NFFO-2	104
Tabela 3.12 – Resultado do NFFO-3	106
Tabela 3.13 – Resultado do NFFO-4	107
Tabela 3.14 – Resultado do NFFO-5	107
Tabela 3.15 – Novo cronograma das cotas obrigatórias na RO	111
Tabela 3.16– Fontes renováveis de geração de energia elétrica elegíveis participantes da RO.	115
Tabela 3.17 – Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos do NFFO.	122
Tabela 3.18 – Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos da SRO na Escócia.	124
Tabela 3.19 – Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos do NI-NFFO na Irlanda do Norte.	125
Tabela 3.20 – Potência Instalada de fontes renováveis de energia no Reino Unido nas duas políticas de desenvolvimento adotadas.	127
Tabela 3.21 – Preço médio dos ROCs comercializadas no mercado de certificados gerenciado pela <i>Non-Fossil Purchase Agency</i> - NFPA	128
Tabela 3.22 – Atualizações anuais do valor do Buy-Out.....	128
Tabela 3.23 – Consolidação dos volumes financeiros da RO na Inglaterra e País de Gales.....	129

Tabela 3.24 – Consolidação dos volumes financeiros da ROS na Escócia.....	130
Tabela 3.25 – Valor total da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis elegíveis na RO	130
Tabela 3.26 - Emissões atmosféricas da energia gerada por fontes convencionais no Reino Unido.....	131
Tabela 3.27 - Posição do uso da energia eólica no Reino Unido	134
Tabela 3.28 - Grupos de turbinas eólicas e sua participação na produção energética anual.	136
Tabela 3.29 – Capacidade instalada (MW) acumulada no Reino Unido e na União Européia.	139
Tabela 3.30 – Preços pagos pela energia eólica no Reino Unido e na Alemanha.....	146
Tabela 3.31 – Quadro comparativo da efetividade dos sistemas <i>Feed-In</i> e Cotas/Certificados Verdes na Alemanha e Reino Unido respectivamente	152
Tabela 4.1 – Integração Cumulativa - BRASIL	164
Tabela 4.2 –Integração por faixa de Velocidade - NORDESTE.....	164
Tabela 4.3 –Integração por faixa de Velocidade - NORTE	164
Tabela 4.4 –Integração por faixa de Velocidade – CENTRO-OESTE	165
Tabela 4.5 –Integração por faixa de Velocidade – SUDESTE	165
Tabela 4.6 –Integração por faixa de Velocidade – SUL	165
Tabela 4.7 – Usinas Eólicas em operação no Brasil.....	166
Tabela 4.8 - Regras de Concessão para Geração de Energia Elétrica	169
Tabela 4.9 - Regras de comparação e valoração do PCE_l	178
Tabela 4.10 -Valores Normativos – referência em julho/1999	179
Tabela 4.11 – Evolução Histórica das Resoluções ANEEL sobre Valores Normativos.....	181
Tabela 4.12 – Oferta de Energia Elétrica em 2004	186
Tabela 4.13 – Potência Instalada em 2005	186
Tabela 4.14 – Valores Econômicos do PROINFA 1ªFase (base: Setembro de 2005).....	187
Tabela 4.15 – Potência Contratada por Fonte	189
Tabela 4.16 – Potência Contratada e Energia Contratada por Região	189
Tabela 4.17 – Valores Econômicos do PROINFA 1ªFase (base: Setembro de 2005).....	190
Tabela 4.18 – Projetos Eólicos do PROINFA Fase I	193
Tabela 4.19 – Previsão de Projetos Instalados no PROINFA em 2014	195
Tabela 4.20– Resultado dos leilões para Energia Velha	200
Tabela 4.21 – Resultado dos leilões para Energia Nova (16/12/2005)	201
Tabela 4.22 – Consumo de Energia Elétrica (GWh) – Trajetória de Referência	201
Tabela 4.23 - Evolução da capacidade instalada no Brasil a partir de fontes convencionais para o Cenário Base – Expansão da Matriz segundo IAEA.....	203
Tabela 4.24 – Estimativas de custos nivelados das fontes tradicionais.....	203

Tabela 4.25 – Parâmetros utilizados para as fontes renováveis participantes do PROINFA em sua segunda fase.....	204
Tabela 4.26 – Cenário 1: Participação exclusiva de cada uma das fontes participantes do PROINFA (Projeção: PDEE).....	205
Tabela 4.27 – Cenário 2: Divisão igualitária da energia disponível entre as fontes (Projeção: PDEE)	205
Tabela 4.28 – Cenário 3: Divisão igualitária de potência entre as fontes (Projeção: PDEE)....	206
Tabela 4.29 – Cenário 1: Participação exclusiva de cada uma das fontes participantes do PROINFA (Projeção: EMEB).....	206
Tabela 4.30 – Cenário 2: Divisão igualitária da energia disponível entre as fontes (Projeção: EMEB)	206
Tabela 4.31 – Cenário 3: Divisão igualitária de potência entre as fontes (Projeção: EMEB)...	207
Tabela 4.32 - Resultados do PROINFA para o Cenário de uso exclusivo de cada uma das fontes participantes do programa. (Projeção: PDEE)	208
Tabela 4.33 - Resultados do PROINFA para o Cenário de divisão igualitária da energia disponível entre as fontes participantes do programa. (Projeção: PDEE).....	208
Tabela 4.34 - Resultados do PROINFA para o Cenário de divisão igualitária da potência instalada entre as fontes participantes do programa, (Projeção: PDEE)	209
Tabela 4.35 - Resultados do PROINFA para o Cenário de uso exclusivo de cada uma das fontes participantes do programa. (Projeção: EMEB)	209
Tabela 4.36 - Resultados do PROINFA para o Cenário de divisão igualitária da energia disponível entre as fontes participantes do programa. (Projeção: EMEB).....	210
Tabela 4.37 - Resultados do PROINFA para o Cenário de divisão igualitária da potência instalada entre as fontes participantes do programa. (Projeção: EMEB)	210
Tabela 4.38 – Participação do PROINFA na geração de energia elétrica em 2015 para os diversos cenários apresentados. (Projeção: PDEE).....	211
Tabela 4.39 – Participação da energia eólica na geração de energia elétrica em 2015 para os diversos cenários apresentados. (Projeção: PDEE).....	211
Tabela 4.40 – Participação do PROINFA na geração de energia elétrica em 2015 para os diversos cenários apresentados. (Projeção: EMEB).....	212
Tabela 4.41 – Participação da energia eólica na geração de energia elétrica em 2019 para os diversos cenários apresentados. (Projeção: PDEE).....	212
Tabela 5.1 - Estações utilizadas como referência para o APEB.....	218
Tabela 5.2 – Valores da releitura do APEB agregados por faixa de Velocidade	224
Tabela 5.3 – Valores acumulados da releitura do APEB	225
Tabela 5.4 – Investimento inicial e custos de O&M de diversos empreendimentos eólicos. ...	226

Tabela 5.5 – Relação da menor distância entre o polígono e a costa e do percentual adicional ao investimento	228
Tabela 5.6 – Valores econômicos utilizados na análise	229
Tabela 5.7 - Valores da releitura do APEB agregados por faixa de custo de energia (US\$/MWh)	230
Tabela 5.8 – Perfil da expansão da geração termelétrica não contratada	239
Tabela 5.9 – Evolução da capacidade instalada da geração termelétrica no período 2015-2030	239
Tabela 5.10 – Alternativas de geração de energia elétrica para o período de 2015-2030 (MW)	240
Tabela 5.11 – Evolução da capacidade instalada da geração termelétrica no período 2011-2030 compatível para um programa de redução de emissões no setor elétrico.....	241
Tabela 5.12 – Distribuição regional da capacidade instalada da geração termelétrica no período 2011-2030	241
Tabela 5.13 – Distribuição regional da energia elétrica gerada por termelétrica no período 2011-2030.....	241
Tabela 5.14 – Potência necessária para substituição da geração termelétrica por fonte eólica em cada região brasileira.....	243
Tabela 5.15 – Potência necessária para substituição da geração termelétrica por fonte eólica para todo o Brasil	243
Tabela 5.16 – Percentual do potencial eólico para geração de energia equivalente a expansão termelétrica a gás natural e a carvão para o período de 2011 a 2030.....	244
Tabela 5.17 – Valores da geração termelétrica utilizado no PNE – 2030	246
Tabela 5.18 – Valores adicionais para substituição da geração termelétrica pela geração eólica	246
Tabela 5.19 – Potencial eólico realizável para todos os estados nordestinos (até 100 km da costa)	248
Tabela 5.20 – Potencial eólico realizável acumulado para todos os estados nordestinos (até 100 km da costa)	250
Tabela 5.21– Valores do custo da energia para todos os estados nordestinos (até 100 km da costa)	252
Tabela 5.22– Valores do custo da energia para a Região Nordeste (até 100 km da costa)....	255
Tabela 5.23– Relação de empregos no setor eólico europeu.....	258
Tabela 5.24 – Valores do potencial realizável por faixa de velocidade média anual do vento (Custo da energia limitada a 75 US\$/MWh).....	260
Tabela 5.25 – Valores do potencial realizável por faixa de velocidade média anual do vento (Custo da energia limitada a 60 US\$/MWh).....	261

Tabela 5.26 – Potencial eólico realizável para faixas de custos de energia (valores acumulados)	262
Tabela 5.27 – Participação da energia eólica para os diversos cenários do PNE 2030.....	266
Tabela 5.28 – Potência necessária para substituição da geração convencional por fonte eólica em cada região brasileira.....	268
Tabela 5.29 – Localização dos melhores sítios para cada região brasileira (relação entre potencial necessário e potencial bruto)	270
Tabela 5.30 – Potência necessária para substituição da geração termelétrica por fonte eólica para todo o Brasil	270
Tabela 5.31 – Valores da energia gerada por fontes convencionais.....	271
Tabela 5.32 – Valores adicionais para substituição parcial do <i>mix</i> de geração pela geração eólica para cada região.....	273
Tabela 5.33 – Valores adicionais para substituição parcial do <i>mix</i> de geração pela geração eólica para todo o Brasil	273

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
APEB – Atlas do Potencial Eólico Brasileiro
AWEA - *American Wind Energy Association*
BMU - *Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety* - DE
BWE - *Bundesverband WindEnergie* (Associação Alemã de Energia Eólica)
BWEA - *British Wind Energy Association* –
CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica
CCC – Conta de Consumo de Combustível
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCL - *Climate Change Levy*
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
CDG – *Carl Duisberg Gesellschaft*
CELPA – Companhia Elétrica do Pará
CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF - Companhia Hidroelétrica do São Francisco
COELBA - Companhia Energética da Bahia
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
DEWI - *Deutsches Windenergie - Institut*
DOE – *Department of Energy*
DTI - *Department of Trade and Industry* - UK
EC - Commission of the European Communities
EC – European Commission
ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte
EPE – Empresa de Pesquisa de Energia

EWEA - *European Wind Energy Association*
 FAE – Fontes Alternativas de Energia Elétrica
 FC – Fator de Capacidade
 FFL - *Fossil Fuel Levy*
 GTEE - Grupo de Trabalho de Energia Eólica
 IEA – *International Energy Agency*
 INFRAERO – Infra-estrutura Aeroportuária
 INMET - Instituto Nacional de Meteorologia
 INPE - Instituto de Pesquisas Espaciais
 LEC - *Levy Exemption Certificates*
 LER - Lei das Energias Renováveis (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*)
 LFE - Lei *Feed-In* de Eletricidade (*Stromeinspeisungsgesetz*)
 LI – Licença Ambiental de Instalação
 LP - Licença Prévia Ambiental
 MEASNET - *Network of European Measuring Institutes*
 MME – Ministério de Minas e Energia
 NETA - *New Electricity Trading Arrangements*
 NFFO - *Non Fossil Fuel Obligation*
 NFPA - *Non-Fossil Purchasing Agency*
 NI-NFFO - *Northern Ireland Non-Fossil Fuel Obligation*
 NIROC - *Northern Ireland Renewables Obligation Certificates*
 OFFER - *Office of Electricity Regulation*
 OFGEM - *Office of Gas and Electricity Market*
 ONS – Operadora Nacional do Sistema
 PDEE – Plano Decenal de Energia Elétrica
 PI - Produtor Independente
 PIA - Produtor Independente Autônomo
 PROINFA – Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia
 RGR – Reserva Global de Reversão
 RISØ - *Riso National Laboratory*
 RO - *Renewable Obligation*
 ROC - *Renewable Obligation Certificate*
 RPS - *Renewable Portfolio Standard*
 SIG – Sistema de Informação Geográfica

SRO - *Scottish Renewable Order*

SROC - *Scottish Renewable Obligation Certificates*

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*

WWEA – *World Wind Energy Association*

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO GERAL

A evolução da energia eólica ao longo dos últimos 20 anos mostrou significativos progressos tecnológicos e importantes reduções no custo da energia gerada. Não obstante, a energia eólica ainda é classificada como uma fonte alternativa de energia elétrica – FAE. De fato, com uma expressiva participação das fontes primárias de energia de origem fóssil na geração de energia elétrica, várias outras fontes de geração de energia elétrica passaram a ser estudadas e classificadas como fontes alternativas àquelas denominadas como convencionais. Assim, o termo FAE inclui a fonte que não é competitiva técnica (neste caso, por fatores tecnológicos ou de escala) ou economicamente (altos custos associados à energia gerada), comparada com as fontes convencionais tais como as grandes hidrelétricas, as termelétricas a carvão e as termelétricas a gás (GELLER, *et al.* 2004; FINON, *et al.* 2002; HAAS, *et al.* 2004; GELLER, 2003; SZKLO, 2006; SCHEER, 2002, 1995; TOLMASQUIM, 2004, 2005; IEA, 2003 e 2004).

O desenvolvimento das FAEs no mercado de energia elétrica necessita de políticas específicas para que diversas barreiras que impedem sua integração no mercado convencional de energia elétrica sejam superadas. A identificação das barreiras que as FAEs devem superar para o amadurecimento tecnológico e sua inserção no mercado convencional está diretamente associada à sua classificação como alternativa ao sistema energético convencional. Estas barreiras podem ser identificadas sob diversos pontos de vista, tais como:

Falta de escala e escopo – Algumas FAEs não têm escala por suas características intrínsecas ou por seu nível de maturidade tecnológica. Muitas vezes por serem aplicadas em nichos de mercado específicos, como por exemplo em comunidades de baixa renda ou em localidades isoladas, não apresentam ganhos de escala suficiente para uma aplicação mais abrangente. A falta de escopo também se apresenta como um obstáculo visto que algumas FAEs são associadas a apenas um serviço energético.

Custos Privados – Uma vez somados os custos de geração apresentados das fontes convencionais com aqueles provenientes das externalidades associados à geração, impactos ambientais entre outros, os custos das FAEs podem se assemelhar aos das fontes convencionais podendo chegar a ser até menores. Apesar desta associação, os custos privados para FAEs ainda são maiores do que aqueles disponíveis para fontes convencionais. Como pode ser observado,

os custos privados não consideram fatores como as externalidades negativas das fontes convencionais.

Trancamento Tecnológico – O desenvolvimento das FAEs depara-se com as infra-estruturas de produção, transporte, distribuição, armazenagem e consumo das fontes convencionais de grande porte. Esta infra-estrutura que engloba todo o setor energético convencional apresenta-se como uma barreira para as FAEs nas propostas de mudanças de paradigmas, muitas vezes irreversíveis para a sociedade.

Economia e Envergadura da Indústria Energética Convencional – O desenvolvimento das FAEs depara com toda a envergadura das indústrias energéticas associadas às fontes convencionais que as colocam em grande vantagem diante das FAEs principalmente na aquisição de financiamentos. Um exemplo da envergadura das indústrias energéticas associadas às fontes convencionais está na indústria mundial do petróleo onde, em 2002, quatro das maiores empresas de petróleo mundial (Exxon-Mobil, Shell, BP e Texaco-Chevron) responderam por 50% do faturamento das 25 maiores empresas de energia do mundo. (CHEVALIER, 2004)

Barreira de Informação – A presença de assimetria de informações nos diversos estágios de implementação de projetos em FAEs acarreta em um maior custo de transação para o pequeno investidor dificultando assim a viabilidade de projetos de pequeno porte e a presença mais significativa de um número maior de investidores.

Disponibilidade tecnológica e dos recursos – Algumas FAEs são baseadas em recursos de fluxo. O seu aproveitamento envolve a sua disponibilidade que é dada por funções estocásticas e pela própria existência do recurso local. Enquanto, em tese, recursos de estoque (finitos) podem ser transportados, recursos de fluxo estão disponíveis apenas onde seu potencial é identificado. A intermitência do recurso natural leva à não coincidência das curvas de disponibilidade e demanda, e à necessidade de sistemas de estocagem (que implica em maiores custos) ou no despacho imediato da energia gerada.

Densidade energética – A fonte natural de uma determinada FAE pode apresentar uma baixa densidade energética. No caso da energia eólica, a massa de ar específica é muito baixa ($1,25 \text{ kg/m}^3$ contra cerca de 1.000 kg/m^3 da água, por exemplo) acarretando a necessidade de uma grande área para geração de energia além do espaçamento entre elas para que o efeito de captação do fluxo de ar seja o menos turbulento possível.

Qualidade da energia – A questão da flutuação de tensão está associada, sobretudo, às rápidas flutuações no nível do sistema de distribuição. Normalmente, o problema se dá em redes com baixo nível de proteção como ocorrem em redes rurais. A geração de harmônicos também influencia na qualidade de energia onde alguns modelos de turbinas eólicas, para atenderem aos níveis aceitáveis de produção de harmônicos, utilizam filtros capacitivos que oneram os projetos. A utilização de sistemas fotovoltaicos conectados à rede também apresentam

problemas de geração de harmônicos causados pela elevação e inversão de corrente contínua para corrente alternada. Apesar de todo o avanço tecnológico em diversas FAEs, a questão da qualidade de energia tem se mostrado uma barreira de contínuo esforço tecnológico em eletrônica de potência.

As barreiras identificadas acima mostram que o desenvolvimento de FAEs deve estar associado a políticas específicas, com objetivos, critérios e mecanismos transparentes, de tal forma que sejam eficientes e também justificáveis, dado que representarão, normalmente, uma transferência de renda do consumidor de energia ou da sociedade como um todo (dependendo da política) para o produtor associado à FAE.

O fato de que a energia eólica necessite de políticas específicas para o seu desenvolvimento é justificável por duas razões inerentes à sua tecnologia. A primeira razão está na sua característica de FAE e, como já apresentado, a maioria das barreiras que uma FAE precisa superar para adquirir amadurecimento no mercado energético de fontes convencionais também se enquadra para a energia eólica. A segunda razão é que a energia eólica apresenta vantagens que justificam o seu incentivo, principalmente as vantagens relativas às externalidades positivas¹ da energia eólica. Assim, não se deve incentivar a energia eólica somente porque existem barreiras para seu desenvolvimento, mas também porque ela apresenta vantagens que trazem benefícios ao meio ambiente, à otimização do sistema de geração de eletricidade, à geração de empregos, entre outras.

A energia eólica apresenta-se como uma importante opção energética visto os baixos impactos ambientais por ela produzidos. O aproveitamento dos ventos para geração de energia elétrica apresenta impactos ambientais desfavoráveis como por exemplo: impacto visual, ruído, interferência eletromagnética, ofuscamento e danos à fauna (EWEA, 2003; DEWI, 1996, 1998; EWEA, 2004; ISET, 2004). Essas características aparentemente negativas podem ser significativamente minimizadas, e até mesmo eliminadas, através de planejamento adequado e também da aplicação de novas tecnologias. Das características ambientais positivas da energia eólica podem ser citadas a não necessidade do uso da água como elemento motriz ou mesmo como fluido de refrigeração, e também a não produção de resíduos radioativos e emissões de poluentes atmosféricos. Além disso, 99% de uma área usada em um parque eólico pode ser

¹ O termo externalidade é utilizado para definir os benefícios ou danos causados pela geração de energia elétrica que não são contabilizados nos custos privados e conseqüentemente nos preços da eletricidade gerada. A não contabilização de tais custos pode mascarar o real custo da geração, desta forma, uma ponderação das externalidades ambientais do mercado convencional de energia deve ser realizada de forma a agregar valor aos benefícios ao meio ambiente advindos do uso de fontes renováveis como a energia eólica.

utilizada para outros fins, como a pecuária e atividades agrícolas (DEWI, 1996, 2005; CUSTÓDIO, 2004; CARVALHO, 2003).

Além da utilização de um recurso renovável e abundante, a energia eólica também apresenta uma importante característica da não emissão de gases de efeito estufa² durante sua operação. Estudo apresentado pela *European Wind Energy Association* – EWEA (1997) mostra que, quando comparada a outras tecnologias renováveis, a turbinas eólicas mostra-se como uma das alternativas mais baratas de redução das emissões de CO₂ emitido em centrais termelétricas convencionais (entre 10 – 12 €/ton CO₂ evitados para turbinas eólicas acima de 500 kW).

Estudos realizados na Europa mostram que o tempo necessário para a recuperação da energia utilizada em todo o processo de instalação de um parque eólico, quando do início de seu funcionamento, está em torno de 3 a 5 meses. Já as emissões de CO₂, fruto, não de sua operação, que é livre de emissões, mas sim das emissões contabilizadas na produção dos equipamentos, transporte e instalação, estão calculadas entre 7 e 10g CO₂/kWh (HOLTTINEN *et al*, 2004; LENZEN e MUNKSGAARD, 2002; WEC, 1993).

O Conselho Mundial de Energia em seu relatório “Renewable Energy Resources: Opportunities and Constraints 1990-2020”, publicou estudo comparativo das emissões de CO₂ proveniente da aplicação de distintas tecnologias de geração de eletricidade (WEC, 1993). Os valores apresentados no relatório da WEC mostram que, para emissões inferiores às da energia eólica (geotérmica, fotovoltaica, grandes hidroelétricas e solar térmica), somente as grandes hidrelétricas apresentam-se com custos de geração competitivos.³

Muitas das limitações tecnológicas da energia eólica no que diz respeito a aspectos ambientais foram superadas tornando-a ainda mais favorável sob aspectos ambientais. Novas concepções de sistemas de geração e o desenvolvimento de ferramentas computacionais para otimização dos componentes aerodinâmicos das turbinas eólicas possibilitaram o surgimento de máquinas mais potentes, mais silenciosas e mais eficientes⁴. O desenvolvimento de ferramentas computacionais possibilita ao projetista uma avaliação dos impactos ambientais antes da execução do projeto. Desta forma, questões como ruído (turbinas eólicas que utilizam caixa

² Gases de efeito estufa são assim denominados porque têm a propriedade de reter o calor irradiante da Terra. Existem mais de 70 desses gases, sendo os mais importantes, pelas características que possuem, o vapor d'água (H₂O), o dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄), o óxido nitroso (N₂O), o ozônio troposférico (O₃), o hexafluoreto de enxofre (SF₆), os clorofluorcarbono (CFCs), os hidrofluorcarbonos (HFCs) e os perfluorcarbonos (PFCs) (REIS, 2004).

³ No entanto, é importante frisar que diversos estudos têm sido conduzidos no Brasil e Canadá, com o objetivo de quantificar o quão significativas são as emissões de gases de efeito estufa oriundas dos grandes reservatórios, em especial as emissões de metano (ROSA *et al*, 2004).

⁴ Maiores informações sobre o desenvolvimento de turbinas eólicas podem ser obtidas através do tutorial tecnológico apresentado no Anexo 1.

multiplicadora apresentam ruído na faixa de 90 a 100 dB no alto da nacele⁵, (OHDE, 2004)) efeito sombra (projeção da turbina eólica no solo ao longo do dia) e impacto visual (mudança na paisagem local) podem ser avaliadas e seus impactos minimizados através de uma melhor adequação do posicionamento das turbinas eólicas no parque.(EWEA, 2004; MANWELL, 2002; RISO, 2006; EMD, 2006; RESoft, 2006).

A utilização de ferramentas computacionais de planeamento que apresente banco de dados sobre a fauna também possibilita a redução dos riscos de mortandade de pássaros através de colisões nas turbinas eólicas. Segundo MANWELL (2002), alguns critérios adotados na fase inicial de projeto podem reduzir significativamente as probabilidades de ocorrência de mortandades de pássaros em turbinas eólicas tais como: evitar corredores migratórios, evitar instalações de plantas eólicas em micro-habitats ou reservas; uso de torres apropriadas e o uso de transmissão de energia de forma subterrânea. Apesar dos dois exemplos mais críticos de mortalidade de pássaros por impactos devido a turbinas eólicas em Altamont Pass Califórnia - USA e La Tarifa – Espanha onde o planeamento dos projetos não levou em consideração as rotas migratórias (BIRDLIFE, 2003; SEGRILLO, 2003; WEC, 1993), a questão da mortalidade de pássaros é sujeita à grande discussão (YOUTH, 2003, EWEA, 2004). A Western EcoSystems Technology Inc. (2001) mostra estudos que entre 100 milhões e 1 bilhão de aves mortas nos Estados Unidos são provenientes de colisões em estruturas artificiais como veículos, prédios, janelas e torres de comunicação e transmissão de energia. Os valores apontados para plantas eólicas representam cerca de 0,01 a 0,02% das mortalidades anuais de pássaros nos Estados Unidos. Apesar de ser um percentual reduzido, a questão dos pássaros pode ser minimizada através de boas práticas já consagradas (EWEA, 2004; UNITED NATIONS, 2002; EU Directive 85/337/EEC)

Ademais, uma importante característica da energia eólica é a possibilidade de que, em alguns sítios, o regime dos ventos complemente o regime hídrico de rios e bacias nos períodos de seca. Esta complementaridade entre o recurso eólico e o hídrico, já constatado em vários países, possibilita que a oferta de energia elétrica a partir de hidrelétricas possa ser regulada também por uma fonte renovável.

Por exemplo, países como Estados Unidos, Canadá e Tanzânia apresentam localidades onde o perfil do vento ao longo do ano complementa o regime hídrico principalmente nos períodos de seca. Geralmente estes sítios apresentam-se próximos a grandes bacias onde grandes hidrelétricas estão instaladas (BROOKS *et al.*, 2005;. KAINKWA, 1999). Estudos conduzidos pela Universidade de Roskilde na Dinamarca concluíram haver uma complementaridade no sistema hidráulico da Suécia e Noruega que permite firmar a oferta de

⁵ A uma distância entre 200 a 300m, este ruído é reduzido para uma faixa de 45 a 50 dB que pode ser comparado ao ruído moderado encontrado em um escritório (EWEA, 2004).

energia nos meses secos daqueles países sem prejuízo aos níveis de segurança na estabilidade de fornecimento (MEIBOM *et al.* 1999). Este efeito de complementaridade também é verificado no Brasil. BITTENCOURT *et al.* (1999) mostram que o efeito de complementaridade apresenta uma correlação mais acentuada na Região Nordeste, relacionando o potencial da costa do Ceará com o regime hídrico do reservatório de Sobradinho; e na Região Sudeste, comparando a geração eólica instalada na região de Palmas – PR com o regime hídrico da Região Sudeste. Com o predomínio da geração hidrelétrica no Brasil, a estabilização sazonal da oferta de energia tem sido um desafio histórico ao planejamento da operação dos sistemas interligados. A complementaridade hídrico-eólica representa uma forma de minimizar os riscos de déficit da capacidade de armazenamento nas barragens durante as estações secas críticas, através de uma geração também renovável de energia elétrica.

Algumas políticas específicas para o desenvolvimento da energia eólica têm mostrado grande eficácia no fortalecimento da indústria de equipamentos eólicos e também nos setores de serviços relacionados. Especificamente sobre o desenvolvimento industrial, países que implementam programas baseados no preço tendem a ter crescimento mais rápido do que outras configurações de políticas⁶. Diante dos objetivos, das metas e dos mecanismos usados para aplicação de políticas de desenvolvimento de energia eólica, o suprimento de turbinas eólicas pode ser feito através de importações ou através de indústrias do mercado interno. A configuração das políticas adotadas é que ditará o ritmo do crescimento industrial interno. Assim, o objetivo de desenvolver ou não endogenamente a tecnologia eólica deverá afetar o tipo de mecanismo de incentivo a ser adotado.

Sobre a geração de empregos, GOLDEMBERG (2004) apresenta a relação de empregos-ano para diferentes fontes de energia durante a extração do combustível (onde for pertinente) e sua geração de energia elétrica. A tabela 1.1 mostra estes valores. Como pode ser observada, a energia eólica apresenta uma faixa de valores de geração de empregos inferior somente ao da geração fotovoltaica e da biomassa a partir da cana de açúcar.

⁶ No Capítulo 2, são apresentados vários mecanismos de políticas de incentivo a fontes alternativas de geração renovável de energia elétrica. Estes mecanismos são analisados ao longo da tese com maiores detalhes.

Tabela 1.1 – Emprego nos diversos setores energéticos⁷

Setor	Empregos. Ano/MTEP (Produção de Combustível)	Empregos (profissionais-ano)/TWh (Produção do combustível + Geração de energia)
Petróleo ¹	369	260
Petróleo <i>Offshore</i> ¹	450	265
Gás Natural ¹	428	250
Carvão ¹	925	370
Nuclear ²	100	75
Lenha ³		733 – 1.067
Hidrelétricas ⁴		250
PCH ⁵		120
Eólica		918 ⁽⁵⁾ – 2.400 ⁽⁶⁾
Fotovoltaico		29.580 ⁽⁷⁾ – 107.000 ⁽⁵⁾
Etanol (de cana de açúcar) ⁸		3711 - 5392

Fonte: (1) GRASSI (1996); (2) ELECTRIC POWER INTERNATIONAL (1995) *apud* GRASSI (1996); (3) GRASSI (1996); (4) CARVALHO AND SZWARCZ (2001); (5) PEREZ (2001); (6) IEA (2002); (7) REPP (2001), IEA (2002); (8) ÚNICA (2003).

Apesar de não ser a fonte energética que mais gera empregos, o desenvolvimento de indústrias locais para o fornecimento de turbinas eólicas pode ser realizado a partir da adoção de políticas de longo prazo.

Finalmente, uma das mais importantes qualidades da energia eólica está justamente da geração de energia elétrica a partir do recurso renovável vento. A utilização de recursos renováveis provenientes dos diversos ciclos da natureza tem assumido relevância, principalmente devido aos conflitos geopolíticos que envolvem as fontes de origem fósseis e pelos efeitos de aquecimento global. A energia eólica tem se mostrada madura o suficiente para uma participação mais agressiva na matriz de geração de energia elétrica mundial. Estudos realizados por EWEA e GREENPEACE (2004) mostram a viabilidade tanto na disponibilidade

⁷ Apesar da indicação de que a fonte solar fotovoltaica apresenta a maior faixa de número de empregos, o valor de 107.000 empregos gerados é questionável pela sua magnitude. Não foi apresentado nenhum critério pelo qual o número foi concebido (somente a indicação da fonte utilizada) tornando-o mais confiável. Para maiores detalhes sobre os valores do número de empregos apresentados, consultar GOLDEMBERG (2004)

de recursos quanto no desenvolvimento tecnológico, sendo a energia eólica capaz de prover 12% da demanda mundial por energia elétrica até 2020.

A trilha histórica da energia eólica no mundo foi marcada por várias descontinuidades ao longo do século XX. Durante toda a primeira metade do século XX até mesmo depois da II Guerra Mundial, as FAEs apresentaram desenvolvimento tecnológico lento e muitas vezes de forma descontínua (SCHEER, 1995; SPERA, 1994). A energia eólica, que é o foco desta tese, foi um exemplo tecnológico de desenvolvimento descontínuo. As aplicações em larga escala foram motivadas, no início do século XX, pela expansão territorial dos Estados Unidos e Rússia que utilizaram aerogeradores de pequeno porte para eletrificação rural (CHESF-BRASCEP, 1987; JACOBS, 1973; SHEPHERD, 1994). Todas as tentativas de desenvolvimento tecnológico de aerogeradores de grande porte conectado a rede não passaram de alguns protótipos cuja vida útil não excediam alguns anos de operação (SHEPHERD, 1994; VOADEN, 1943; PUTNAM, 1948; KOEPPL, 1982).⁸

Pela característica de FAE, a energia eólica experimentou apogeu e declínios conforme a situação mundial de abastecimento de combustíveis fósseis. Este fato pode ser exemplificado pela adoção de linhas de pesquisa em vários países durante a Segunda Guerra Mundial devido à escassez de petróleo, visto que o combustível era intensamente utilizado no esforço de guerra de diversos países (SPERA, 1994). Tão logo a guerra encerrou-se, os combustíveis fósseis voltaram a tomar posição hegemônica no cenário energético mundial e as fontes alternativas de energia, em especial a energia eólica, passaram a não mais contar com os recursos dispensados para pesquisa e desenvolvimento (BARBALHO, 1987).

De certa forma, muito poucos projetos em energia eólica prosseguiram após o início da segunda metade do século XX (SPERA, 1994). Dentro das novas tecnologias de geração de energia elétrica, também existia a perspectiva de que a energia nuclear viesse a ser uma fonte segura e barata (BARBALHO, 1987; LEITE, 1997). Nesse cenário, os projetos de aerogeradores se restringiam somente a estudos acadêmicos sem nenhum grande interesse comercial.

Em outubro de 1973, a economia mundial foi 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 (MARTIN, 1992). Depois de cinco anos de relativa estabilidade, um novo choque eleva o preço de referência do barril de petróleo para

⁸ Vários modelos de turbinas eólicas conectadas a rede foram construídas na primeira metade do Século XX. A potência dos protótipos desenvolvidos variavam de centenas de quilowatts até a faixa de megawatts (SPERA, 1994). Para maiores informações sobre o desenvolvimento tecnológico contemporâneo consultar o Anexo 1.

valores superiores a US\$ 35,00/b no decorrer do quarto trimestre de 1979 (MARTIN, 1992). Todos os países importadores pertencentes a OCDE reagiram com rapidez à elevação dos preços⁹. A *International Energy Agency* (IEA), 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: (1) Diversificar as fontes de importação de petróleo, (2) Substituir o petróleo por outras fontes de energia, (3) Utilizar a energia com mais racionalidade (MARTIN, 1992).

Os dois choques do preço do petróleo propiciaram a retomada de investimentos em energia eólica. As pesquisas e investimentos estavam direcionados ao uso de turbinas eólicas conectados às redes operadas por usinas termelétricas. Com o aumento do preço 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 a partir de então (DUTRA, 2001).

Neste momento em que o setor elétrico mundial retomava investimentos em FAEs, também se iniciou a discussão sobre os impactos e riscos ambientais acarretados em toda a cadeia energética. As pressões ambientais direcionadas para o setor de geração de energia elétrica apresentaram-se mais fortes após os 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 (SCHEER, 1995, 2002; LEITE, 1997). Estes acidentes forçaram a comunidade mundial a procurar fontes mais seguras, confiáveis e com menor risco ambiental para o fornecimento de energia elétrica. Dentro dos novos paradigmas por fontes com menores riscos ambientais, 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.

Atualmente, as fontes renováveis de energia elétrica, de uma forma geral, mostram-se como uma das soluções energéticas para as mudanças climáticas globais. Durante o último século, as concentrações de CO₂ na atmosfera têm aumentado substancialmente. Isto ocorre, em

⁹ Não é foco desta tese a análise mais detalhada do efeito da crise do petróleo sobre as fontes renováveis de energia elétrica durante a década de setenta e início de oitenta. Para maiores informações sobre este assunto consultar SCHEER (1995, 2002); ZITTEL E SCHINDLER (2005); SALAMEH (2004); IEA (2006); SMITH (2005), WILKINS (2002); ELIOTT (1977, 2003); JOHANSSON E BURNHAM (1993); PERLIN (1999); CAMPBELL (2005)

grande parte, devido ao incremento do uso dos combustíveis fósseis ao longo do processo do desenvolvimento humano, bem como por outros fatores que estão relacionados com o aumento da população e ampliação do consumo de bens e serviços, além das mudanças registradas quanto ao uso do solo (SILVA, 2006).

O terceiro relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC (2001)¹⁰ apresenta evidências que confirmam que o clima do planeta está mudando como resultado das atividades humanas na Terra, e majoritariamente devido ao uso dos combustíveis fósseis. Nesse cenário, os efeitos da intensificação dos gases de efeito estufa, devido às emissões antropogênicas é um conceito aceito como fato: os cientistas do IPCC alertam para a urgente necessidade de adoção de mudanças na estrutura econômica mundial e, principalmente no que se refere ao mercado de energia. Nesse sentido, a Comissão Europeia vem somando esforços para reduzir as emissões provenientes de seus estados membros. Tais ações fortificam os objetivos descritos da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima¹¹ e do Protocolo de Quioto¹².

¹⁰ O Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – PNUMA, juntamente com a Organização Meteorológica Mundial - OMM, criaram no ano de 1998 o Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima - IPCC, objetivando: i) analisar as informações científicas disponíveis sobre a mudança climática; ii) avaliar as possíveis repercussões sócio-econômico-ambientais decorrentes das mudanças do clima e iii) estabelecer estratégias de atuação sobre as mudanças climáticas e seus impactos sobre o planeta.

¹¹ A resolução 45/212-1990, das Nações Unidas criou um Comitê Intergovernamental de Negociação com o objetivo de elaborar uma Convenção Quadro sobre Mudança do Clima. Após um ano e meio de negociações em cinco rodadas de negociação foi elaborada em maio de 1992 a Convenção Quadro sobre Mudança do Clima. Durante a Conferência das Nações Unidas, esta Convenção assinada por 155 Estados entrou em vigor em março de 1994.

A Convenção Quadro sobre Mudança do Clima em seu artigo 2º estabelece que o seu objetivo principal consiste em alcançar a estabilização das concentrações dos gases de efeito estufa na atmosfera a um nível que impeça interferências antropogênicas perigosas ao sistema climático. Os níveis de estabilização devem ser atingidos em um prazo tal que possa permitir que os ecossistemas se adaptem naturalmente às mudanças climáticas, garantindo assim segurança na produção de alimentos e o desenvolvimento econômico em bases sustentáveis.

¹² Um protocolo é um acordo internacional autônomo, mas vinculado a um tratado já existente. Isso significa que o Protocolo de Quioto compartilha as preocupações e os princípios estabelecidos na Convenção Quadro sobre Mudança do Clima agregando compromissos mais enérgicos e detalhados que os estipulados na Convenção.

O Protocolo de Quioto, adotado em 1997 durante a terceira seção da Convenção das Partes – COP, entrou em período de vigência em março de 2005. Este protocolo estabelece um compromisso específico de redução de emissões líquidas de gases de efeito estufa para os principais países desenvolvidos e em economias de transição (SILVA, 2006).

As fontes renováveis de energia elétrica, em especial a energia eólica, vêm ganhando ainda maior notoriedade e incentivos, visto sua característica renovável e de redução das emissões de carbono da geração termelétrica (SCHEER, 1995, 2002).

Após a fase de incentivos para o desenvolvimento tecnológico, a energia eólica passou a trilhar pelo caminho do desenvolvimento de um mercado que a conduzisse a um estágio mais competitivo. Mesmo com a continuidade de programas de P&D, a energia eólica, como outras FAEs derivadas de fontes renováveis de energia, deveria se desenvolver no âmbito de um mercado de energia elétrica específico. Políticas de incentivos focadas no preço e/ou na quantidade de energia gerada foram implementadas para o desenvolvimento de um mercado de energia eólica em diversos países. Além da remuneração pela energia gerada, outros meios de incentivos também foram adotados tais como linhas de crédito especiais para empreendimentos renováveis, além de medidas fiscais incentivando projetos. Mesmo com algumas políticas de incentivos a fontes renováveis de energia iniciadas na década de setenta tais como o *Public Utility Regulatory Policies Act* - PURPA (1978) dos Estados Unidos e, já no início da década de oitenta, a Lei de Conservação de Energia (1989) da Espanha e a Lei de Apoio para Utilização de Fontes Renováveis de Energia Elétrica (1981) da Dinamarca, vários outros países iniciaram suas políticas de incentivos a partir do final da década de oitenta. Vários países tais como Holanda, Luxemburgo, França, Bélgica, Turquia, Grécia, Finlândia, Japão e Itália têm mantido políticas de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica aplicando ajustes nas leis, sempre que necessário, de forma a melhor adaptá-las à evolução tecnológica e às novas demandas energéticas.

O resultado das políticas de incentivos aplicadas nos anos noventa até o momento pode ser avaliado sob diversos pontos de vista. Divididas em dois grandes grupos, as políticas de incentivos podem ser classificadas como aquelas focadas no preço (como é o caso do sistema *Feed-In*) e aquelas focadas na quantidade (Sistema de Leilão e o Sistema de Cotas). O mecanismo mais utilizado mundialmente para o desenvolvimento de mercados de geração renovável de eletricidade, em especial a energia eólica, tem sido o Sistema *Feed-In*. Apesar das críticas em sua implementação, principalmente sobre os valores pagos pela energia elétrica gerada, o sistema *Feed-In* promoveu não só o crescimento do número de projetos mas também o desenvolvimento da indústria eólica e, continuamente, o desenvolvimento tecnológico voltado para as turbinas mais confiáveis e de maiores potência. O progresso tecnológico, em grande parte financiado pelo próprio sistema de incentivo, apresentou um rápido ritmo de crescimento tanto na potência gerada (neste caso, na aplicação de diversas configurações de geração e no

crescimento do tamanho das turbinas) quanto no sistema de controle e na qualidade de energia tanto para aplicações *on-shore* quanto para as aplicações *off-shore*¹³.

O rápido desenvolvimento do mercado eólico visto na década de noventa pode ser avaliado pela potência eólica instalada mundialmente no período. Em 1990 aproximadamente 21.000 turbinas encontravam-se em operação somando um total de aproximadamente 2 GW instalados (WEC,1994). Os modelos utilizados na época apresentavam, em média, potência de 100kW com 40 metros de altura e pás entre 17 a 20 metros de comprimento (WEC, 1994; IEA, 1991) No final de 2005, quinze anos após, existem aproximadamente 50.000 turbinas em funcionamento somando um total de aproximadamente 59 GW instalados (WWEA, 2006). Os modelos comerciais disponíveis atualmente superam, em média, a faixa de 2 MW. Vários protótipos de 4 a 5 MW já se encontram em operação objetivando aplicações *off-shore*. Segundo a *World Wind Energy Association* – WWEA (2006), a potência total instalada no mundo deverá ter se aproximado de 70 GW ao final de 2006 alcançando 120 GW até 2010. O mercado eólico mundial emprega aproximadamente 230 mil profissionais nos mais diversos segmentos tais como na manufatura, nos serviços técnicos e financeiros, nos projetos de engenharia, pesquisas, marketing, etc. (WWEA, 2006)

O Brasil, no contexto mundial do desenvolvimento da energia eólica, apresenta-se de forma ainda tímida, visto o seu grande potencial. Todo o contexto político do setor elétrico brasileiro possibilitou que, até meados de 2003, aproximadamente 28 MW de projetos eólicos estivessem em operação, dos quais, 26,5 em produção comercial (ANEEL, 2005). Quanto ao potencial brasileiro de energia eólica, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro publicado pelo CEPEL em 2001 identifica localidades de grande potencial para o uso de energia eólica. Grandes regiões tais como o litoral nordestino, apresentam velocidades médias anuais superiores a 7 m/s (medidas feita a 50m de altura) possibilitando que projetos eólicos se tornem tecnicamente viáveis e economicamente mais atrativos para sua implementação em grande escala, principalmente aqueles conectados à rede elétrica (SA, 2001).

Apesar das quedas nos preços de turbinas eólicas comerciais, o sistema eólico ainda deve ser considerado uma fonte alternativa de energia elétrica no Brasil. Por não apresentar custos compatíveis para participação em um mercado competitivo, a energia eólica no Brasil necessita de programas especiais que remunerem os investimentos no setor. Neste sentido, o Brasil, durante a década de noventa estabeleceu diretrizes legais para que empreendimentos eólicos (além de outras fontes tais como biomassa e PCH) pudessem ser absorvidos na matriz de geração elétrica brasileira. Iniciativas como a adoção dos Valores Normativos, o uso dos

¹³ Para maiores detalhes sobre o desenvolvimento tecnológico da energia eólica no mundo, o tutorial apresentado no Anexo 1 apresenta a evolução do tamanho das turbinas eólicas ao longo dos anos e as principais configurações de geração e controle utilizadas por turbinas eólicas a nível comercial.

benefícios da CCC para geração renovável em substituição ao diesel utilizado nas centrais descentralizadas do Sistema Isolado, o PROEÓLICA (Resolução nº 24/2001 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE) (WACHSMANN, 2003; OLZ, 2003), o PCH.COM (ELETROBRÁS, 2005) entre outros marcaram o desenvolvimento das fontes renováveis de energia elétrica no Brasil durante a segunda metade da década de noventa e início do século XXI (DUTRA, 2001). Estes mecanismos não foram suficientes para promover um crescimento contínuo de projetos em energia eólica, uma vez que seus objetivos não se basearam na inserção no longo prazo. Mesmo com as grandes incertezas e com as freqüentes mudanças regulatórias, alguns projetos eólicos comerciais foram implementados através de PPAs estabelecidos com as concessionárias locais. De certa maneira, todo o setor de fontes renováveis no Brasil esperava a implantação de um novo mecanismo que viabilizasse novos projetos e que houvesse um planejamento de longo prazo para que os mesmos pudessem ser absorvidos de forma contínua. O Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia – PROINFA, publicado em 26 de abril de 2002 pela Lei Federal nº 10.438 apresentou-se como o mais importante mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia, especificamente a fonte eólica, biomassa e PCH. Dividido em duas fases, o PROINFA promoveu, em sua primeira fase, a contratação de 3,3 GW em projetos distribuídos pelas três fontes. Este processo, apesar das diversas mudanças e ajustes realizados durante o processo realizado desde sua publicação (abril/2002) até a finalização da contratação dos projetos selecionados (outubro/2004), possibilitou a contratação de 685 MW em projetos de Biomassa, 1191 MW em projetos de PCH e 1422 MW em projetos eólicos (CEBOLO, 2005).

Paralelo ao processo de ajustes e contratações no âmbito do PROINFA, o sistema elétrico brasileiro passou por uma profunda reforma estrutural. Criado pela Lei nº 10.848/2004, o Novo Modelo do Setor Elétrico, segundo seus criadores, baseia-se no tripé composto por regras estáveis, segurança e modicidade tarifária. Em substituição ao modelo competitivo implementado anteriormente, a busca por modicidade tarifária se dará através de leilões públicos onde vencerá aquele agente que oferecer a menor tarifa ao consumidor. Isto significa que a expansão do sistema acontecerá de modo que o custo de eletricidade ao consumidor final se apresente o mais competitivo, ao mesmo tempo em que os investidores em empreendimentos de geração terão a seu favor o estabelecimento de relações de longo prazo para a venda de eletricidade gerada. O novo modelo também apresenta novas regras para a segunda fase do PROINFA. A redação original do PROINFA (Lei 10.468/2002) previa que, após a primeira fase do PROINFA, a contratação de fontes renováveis de energia elétrica deveria ser de tal forma que não excedesse 15% da nova demanda de energia elétrica anual até que 10% de toda a demanda de energia fosse proveniente de fontes renováveis participantes do Programa. Com a implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico, além de estarem restritas a um percentual de

impacto tarifário anual, as fontes renováveis de energia participantes do PROINFA devem competir entre si para garantir contratos.

Diante do contexto atual do setor elétrico brasileiro, importantes reflexões devem ser feitas sobre os próximos passos a serem dados na promoção de FAEs derivadas de fontes renováveis de energia, especialmente a energia eólica. Apesar de o Novo Modelo do Setor Elétrico pretender ser baseado em regras estáveis, estas regras não se aplicam, até o momento, para fontes renováveis de energia elétrica, principalmente para a energia eólica que atualmente mostra-se em um contexto de incertezas e indefinições. A indefinição dos próximos passos compromete as metas inicialmente propostas para as duas fases do PROINFA, principalmente em relação ao atendimento do índice mínimo de nacionalização¹⁴. Os próximos passos devem, de certa forma, garantir que haja um ambiente atrativo para que os fabricantes de equipamentos se instalem no Brasil. O ambiente de incertezas, principalmente no grande espaço de tempo previsto para definições da próxima fase do PROINFA, naturalmente afasta os fabricantes, comprometendo assim a continuidade do programa.

Assim, a análise das possíveis estratégias de aproveitamento das FAEs derivadas de fontes renováveis de energia torna-se uma importante ferramenta para avaliação dos próximos passos a serem dados. Isto é particularmente importante para a energia eólica, que não tem uma larga base industrial de produção de equipamentos, como as outras FAEs abarcadas no PROINFA.

É no contexto atual do setor elétrico brasileiro que a presente tese apresenta possíveis estratégias, conforme diferentes critérios, para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, a partir da segunda fase do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia - PROINFA. Desta forma, ela apresenta os principais mecanismos de promoção de fontes alternativas e renováveis de geração de eletricidade tanto sob o ponto de vista teórico quanto através da apresentação e análise de resultados obtidos da experiência internacional. Também é feita a análise do contexto atual do setor elétrico brasileiro, especialmente da evolução das políticas implementadas para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia. Com a reflexão proveniente da experiência internacional e o contexto atual do setor elétrico brasileiro, são

¹⁴ O índice de nacionalização estabelece que um percentual de um equipamento em sua totalidade seja proveniente da indústria nacional. Este percentual explicitamente representa o objetivo do fortalecimento e expansão da indústrias eólicas em território brasileiro. Este índice inicialmente estabelecido de 60% para a primeira fase do PROINFA, compromete a segunda fase visto que somente as empresas que se instalarem no Brasil e que tenham um índice de nacionalidade mínimo de 90% poderão participar da segunda fase do PROINFA. Caso não haja um ambiente favorável de políticas a longo prazo que traga novas empresas a se instalarem no Brasil, o índice não será cumprido.

propostas e avaliadas quantitativamente estratégias para a aplicação de políticas de incentivos à fonte eólica no Brasil, além do que é apresentado pela estrutura atual do PROINFA.

A tese, diante da apresentação dos principais mecanismos utilizados para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia, especialmente a energia eólica, da experiência internacional e do atual contexto brasileiro, procura analisar e propor estratégias para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil conforme diferentes critérios ou objetivos. As estratégias propostas na tese basear-se-ão na característica de que a energia eólica é uma FAE e por isso necessita de programas específicos para transpor as diferentes barreiras conforme já apresentados. Os programas de incentivos a energia eólica devem apresentar objetivos claros não somente para a superação das barreiras intrínsecas de um FAE, mas principalmente para valorização das qualidades da energia eólica e suas externalidades positivas (aquelas que não são internalizadas completamente no seu custo privado).

Desta forma, os programas para o incentivo da energia eólica no Brasil devem ser caracterizados por objetivos e critérios específicos de longo prazo, utilizando mecanismos que favoreçam a melhor integração dos objetivos e critérios estabelecidos. O trabalho realizado na tese procura enfatizar a análise de estratégias de expansão de longo prazo, conforme critérios específicos tais como: a substituição da geração termelétrica para redução das emissões de gases de efeito estufa; a otimização do sistema interligado pela complementaridade hídrico-eólico; a geração de empregos; e a diversificação da matriz de geração de energia elétrica. Para cada um destes critérios, serão também discutidos os mecanismos de incentivos mais apropriados para serem adotados em um programa de incentivo à energia eólica no Brasil.

A seguir é apresentado o conteúdo da tese de doutorado que apresenta seis capítulos e cinco anexos.

O Capítulo 2 apresenta a análise teórica detalhada de cada mecanismo utilizado para a promoção de FAEs para geração de energia elétrica. É feita a análise estática e dinâmica (efeito do desenvolvimento tecnológico) de cada mecanismo de incentivo. Assim, este capítulo provê o embasamento teórico dos principais mecanismos utilizados para a promoção de FAEs, enfatizando a principal dualidade entre os mecanismos baseados em preço e os mecanismos baseados em quantidades.

O Capítulo 3 analisa a experiência internacional da utilização das políticas de incentivos a fontes renováveis de energia elétrica, detalhando o desenvolvimento do mercado eólico na Alemanha e no Reino Unido, que representam os mais significativos resultados na implementação de mecanismos de incentivos a fontes renováveis de energia elétrica, a saber o sistema *Feed-In* e o Sistema de Cotas/Certificados Verdes, respectivamente. Para exemplificar os efeitos práticos de cada uma das linhas de mecanismos, são apresentadas as leis adotadas, os principais marcos regulatórios ao longo do período, os resultados destas leis e o estado-da-arte

da energia eólica em cada país. Também é elaborada uma análise do custo-efetividade de cada uma das políticas adotadas.

Dentro do contexto brasileiro, o Capítulo 4 apresenta os principais marcos regulatórios relacionados diretamente ao desenvolvimento da energia eólica no Brasil, a partir do final da década de noventa. O PROINFA é especialmente descrito, assim como seus resultados e suas perspectivas. Com a implantação de um novo modelo para o setor elétrico baseado em regras estáveis, segurança e modicidade tarifária, o PROINFA encontra-se atualmente envolvido em duas grandes expectativas: uma que trata da conclusão da primeira fase do Programa; e outra da definição regulatória da segunda fase. Esta definição que ainda não está regulamentada propiciou uma série de discussões e dúvidas sobre a efetividade do Programa no futuro.

À luz de análises teóricas do capítulo 2 e da experiência internacional do capítulo 3, este capítulo ainda mostra alternativas para que as novas regras do novo modelo do setor elétrico possam garantir um mercado para energia eólica na segunda fase do PROINFA. São apresentadas várias simulações para o aproveitamento das fontes participantes do PROINFA em sua segunda fase, de acordo com as regras inicialmente impostas pelo novo modelo no que diz respeito ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta e avalia (qualitativa e quantitativamente) propostas de programas específicos para energia eólica no Brasil. As propostas apresentadas são baseadas em objetivos e critérios específicos que se relacionam às características e vantagens da energia eólica. Desta forma os programas de incentivo a energia eólica no Brasil devem ser focados em suas especificidades no auxílio do rompimento das barreiras intrínsecas de uma FAE. Valendo-se dos dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de velocidade média anual, fator de forma e de escala da distribuição de Weibull, rugosidade, etc. são localizadas as áreas de potencial eólico, a energia gerada e o valor (custo nivelado) desta energia. Uma vez calculados a energia e seu custo através de ferramentas SIG (Sistema de Informação Geográfica), são apresentados os possíveis critérios de justificativa para diferentes programas de incentivos para energia eólica no Brasil, tais como a substituição da geração termelétrica, a regulação das hidrelétricas a partir do efeito de complementaridade hídrico-eólico, o fortalecimento da indústria nacional/geração de empregos e uma maior participação da geração eólica segundo as metas originais do PROINFA.

A partir destes critérios e do resultado da sua aplicação em distintos programas de incentivos, analisa-se a pertinência do uso de *Feed-In* ou do Sistema de Cotas/Certificados Verdes, dentro de cada alternativa de programa apresentado.

Esta tese apresenta ainda cinco anexos.

O Anexo 1 apresenta um tutorial sobre energia eólica nos mais diversos segmentos. É apresentado um histórico da energia eólica, sua utilização e sua evolução tecnológica, também são apresentadas informações sobre o recurso eólico e a extração da energia através das turbinas

eólicas. Enfim o Anexo 1 apresenta as diversas tecnologias aplicadas em turbinas eólicas, seus principais componentes e os diversos tipos de aplicações.

Como complemento ao Capítulo 4, o Anexo 2 apresenta o artigo “Estudo de Viabilidade Econômica para Projetos Eólicos com Base no Novo Contexto do Setor Elétrico” (DUTRA, 2002) que analisa a viabilidade econômica de empreendimentos eólicos no contexto das políticas de incentivos implementadas no período que antecedeu o PROINFA.

O Anexo 3 também faz parte de um complemento ao Capítulo 4. Ele apresenta a metodologia utilizada para estimar a cota no leilão para fontes renováveis participantes do PROINFA em sua segunda fase. A metodologia apresentada utiliza os custos nivelados da geração convencional e a média dos custos nivelados totais do sistema (incluindo fontes convencionais e renováveis).

O Anexo 4 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo da energia gerada por um parque eólico segundo informações de velocidade média anual, distribuição de forma e de escala de Weibull e rugosidade todas apresentadas no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Também é apresentada a metodologia para o cálculo do valor da energia gerada a partir das estimativas de custo do sistema instalado. Este anexo é parte integrante do Capítulo 5 que apresenta os diversos critérios para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA.

O Anexo 5 apresenta os mapas temáticos resultado da releitura do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro para os valores da energia gerada, fator de capacidade e custo da energia gerada segundo os critérios já apresentados no Capítulo 5 e no Anexo 3. Estes mapas temáticos apresentam a localidade nas quatro regiões brasileiras dos valores apresentados em forma de tabelas no decorrer do capítulo 5.

Espera-se que esta tese possa fornecer subsídios para os tomadores de decisão sobre a continuidade do uso da energia eólica na matriz de geração de energia elétrica brasileira, através de mecanismos que melhor atendam aos objetivos estipulados para este fim.

CAPÍTULO II

POLÍTICAS DE INCENTIVOS ÀS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

2.1 Introdução

O desenvolvimento das fontes alternativas de energia elétrica - FAE de geração renovável observada ao longo das décadas de 80 e 90 mostra que a aplicação de políticas específicas no setor energético determinou de forma decisiva o sucesso ou o fracasso da aplicação dessas fontes na geração de energia elétrica. Questões como os impactos ao meio ambiente e o aquecimento global geraram uma necessidade de mudanças na geração elétrica em vários países do mundo. Vários países estipularam metas e definiram programas com a finalidade de criação de um ambiente mais favorável para a que as FAEs de geração renovável pudessem ter uma participação mais efetiva na matriz de geração de energia elétrica reduzindo também a dependência de combustíveis fósseis.¹⁵

Divididas em duas linhas distintas, as políticas de incentivos a FAEs de geração renovável, que vem sendo aplicadas no mundo, podem genericamente ser classificadas em sistemas baseados no preço e sistemas baseados em quantidades. Os principais mecanismos podem ser divididos em três categorias¹⁶:

¹⁵ O desenvolvimento de FAEs de geração renovável teve seu grande impulso após os dois grandes choques do petróleo principalmente como uma opção de redução do consumo de combustíveis fósseis através da diversificação da matriz energética (MARTIN, 1992). A crise do petróleo não foi a única oportunidade em que as fontes renováveis de energia tiveram grandes incentivos para seu desenvolvimento. O acidente na usina nuclear de Chernobyl alertou os países usuários desta tecnologia (e também aos usuários eminentes) para os riscos inerentes a geração nuclear que também procuram alternativas energéticas para programas de desativação de unidades termo-nucleares. Ainda sob os vários riscos da geração nuclear e questões ambientais com representatividade cada vez mais forte nos processo de decisão, a Comissão Européia publicou, em 1997, o White Paper apresentando as estratégias para que em 2010, 12% do consumo de energia seja provido por fontes renováveis de energia (EC,1997). O European Renewable Energy Council – EREC estipula metas ainda mais ambiciosas para a indústria européia onde 20% de todo o consumo de energia na Europa seja produzido por fontes renováveis de energia até 2020 (EREC,2003)

¹⁶ Vide capítulo III onde são apresentadas as principais aplicações destes mecanismos.

- Sistema *Feed-In* (sistema baseado no preço) – utilizado em particular pela Alemanha, Dinamarca e Espanha e que constitui o principal sistema de incentivo para FAEs de geração renovável até 2005;
- Sistema de Leilão (sistema baseado na quantidade) – utilizado pelo Reino Unido, Irlanda e França (até 2000), este sistema consiste na fixação de um montante de FAEs de geração renovável a serem instaladas no sistema em longo prazo e, após várias rodadas, são escolhidos os projetos com os menores custos;
- Sistema de Cotas/Certificados Verdes (sistema baseado na quantidade) – utilizado em alguns países da Europa como Áustria, Dinamarca, Suécia, Bélgica e também em treze Estados americanos, o sistema de cotas consiste na obrigatoriedade das empresas fornecedoras de energia elétrica produzir ou comprar cotas de energia proveniente de FAEs de geração renovável. Este sistema além de promover quantidades descentralizadas também favorece o mercado de certificados verdes.

Um aspecto importante abordado neste capítulo está na análise dinâmica que nada mais é do que o desenvolvimento tecnológico das FAEs de geração renovável e como este desenvolvimento pode influenciar cada um dos mecanismos de incentivos apresentados. A adoção de meios incentivadores para a comercialização das FAEs de geração renovável favorece também o desenvolvimento tecnológico dos equipamentos. Uma vez que estas tecnologias inicialmente não apresentam viabilidade econômica para competirem com as fontes tradicionais, espera-se que os mecanismos de incentivos possibilitem também o desenvolvimento tecnológico proporcionando maior competitividade dessas fontes. O efeito do desenvolvimento tecnológico influencia diretamente na efetividade e também nos custos dos mecanismos adotados.

Quadro 1: Legendas Utilizadas neste Capítulo

Cm_i : Curva de Custo Marginal do empreendedor i

Cm'_i : Curva de Custo Marginal do empreendedor i após o desenvolvimento tecnológico

Cm_{conv} : Curva de Custo Marginal da geração de energia elétrica convencional

Cm_{FAE} : Curva de Custo Marginal da geração renovável de energia elétrica

p : Preço da energia elétrica

p' : Preço da energia elétrica após o desenvolvimento tecnológico

q : Quantidade de energia elétrica

q_{obj} : Quantidade objetivo de energia elétrica

D : Curva de demanda

I : Investimento Inicial

Este capítulo tem por finalidade apresentar uma análise técnica mais detalhada de cada um dos principais mecanismos utilizados para a promoção de energias renováveis para geração de energia elétrica, além de fazer uma análise estática e dinâmica (efeito do desenvolvimento tecnológico) de cada um. De uma forma geral, este capítulo procura dar o embasamento teórico dos principais mecanismos utilizados para o desenvolvimento de FAEs de geração renovável, para que no capítulo III sejam apresentados as principais experiências internacionais, suas concepções e seus resultados mais especificamente no desenvolvimento da geração eólica.

2.2 Sistema *Feed-In*

2.2.1 Caracterização Geral

Segundo FINON (2002), as tarifas em um sistema *Feed-In* apresentam conceitos diferentes. Em sua maioria, este conceito refere-se à questão regulatória do mínimo preço da energia elétrica garantida que as concessionárias de energia são obrigadas a pagar ao produtor independente, ao conectar seus projetos na rede elétrica. Ocasionalmente o conceito também é usado como o valor total do montante recebido por um produtor independente de geração renovável incluindo subsídios de produção e/ou taxas de reembolso, e, em casos excepcionais, refere-se somente ao prêmio pago adicionalmente ao preço da energia elétrica de mercado (MONTHORST, 1999; HUBER *et al.* 2001; HAAS *et al.* 2001).

As tarifas do sistema *Feed-In* podem ser baseadas nos custos evitados das fontes não renováveis de energia ou no preço da energia elétrica do usuário final adicionada por um bônus ou prêmio que estaria relacionado com os benefícios sociais ou ambientais proporcionados pelas FAEs de geração renovável. Por outro lado, as tarifas do sistema *Feed-In* podem ser ajustadas a um certo nível no objetivo de encorajar a própria produção energética com FAEs de geração renovável sem que este nível tenha nenhuma relação com os custos ou preços das fontes de energia fóssil. Embora o sistema *Feed-In* possa ser determinado em um nível uniforme, este também pode ser ajustado diferencialmente para cada uma das tecnologias disponíveis para geração renovável ou, por outros fatores, como o período de vida útil e os efeitos sazonais de cada fonte na geração de energia diretamente na rede elétrica.

A determinação das tarifas no sistema *Feed-In* pode ser fixada em um período mais longo (proporcionando aos produtores garantias por médio e longo prazos) ou através de ajustes periódicos, para manter uma maior flexibilidade ao longo do período. A importância dada às tarifas estabelecidas no sistema *Feed-In* estará fortemente relacionada com os critérios que cada

país dará a sua política de incentivos a FAEs de geração renovável, critérios estes que englobam fatores tecnológicos, econômicos, políticos, estratégicos, entre outros.

No caso simples da adoção de uma tarifa uniforme (como observado na figura 2.1), todos os produtores que apresentarem uma curva de custo marginal inferior à tarifa estabelecida pelo *Feed-In* terão um pagamento adicional representado pela diferença entre a tarifa p e o ponto equivalente da curva do custo marginal. Em uma análise estática, esta representa uma renda diferencial que pode ser garantida aos produtores que, no caso da energia eólica, instalem seus projetos de melhor potencial eólico (locais estes melhores do que aqueles calculados para definição da tarifa). Esta renda diferencial é representada pela área (cAp) que está entre a curva dos custos marginais (C_m) e a tarifa p .

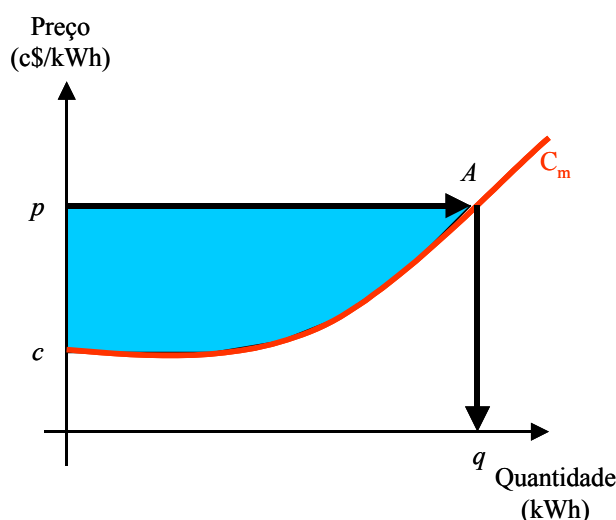


Figura 2.1 – Sistema Feed-In: Tarifas fixas

Para garantir uma taxa de retorno mínima para os produtores localizados em regiões onde a qualidade do recurso renovável seja baixa, e, simultaneamente controlar a renda dos produtores que se beneficiam de forma mais significativa ao estarem situados em localidades onde as condições do recurso renovável sejam mais favoráveis, é possível o estabelecimento de tarifas decrescentes associadas a diversos níveis de produção. Desta forma, é possível agregar em uma política de *Feed-In* as metas de desenvolvimento regional (evitando a concentração de instalações em locais de alta lucratividade) e de eficiência econômica (encorajando investimentos mais produtivos). Como mostra a figura 2.2, a introdução de uma tarifa incremental p' pode ajudar na limitação de rendas diferenciais representada pela área ($p'p''Ac$) situada entre a curva dos custos marginais e os incrementos da tarifa.

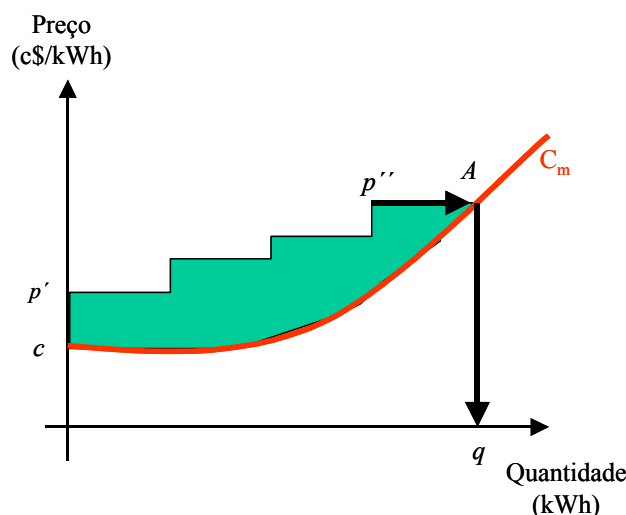


Figura 2.2 – Sistema *Feed-In*: Tarifas variadas (Fonte: FINON, 2002)

2.2.2 O efeito do desenvolvimento tecnológico no sistema *Feed-In*

As diversas políticas de incentivo para aplicação de fontes de energia renovável podem possibilitar o desenvolvimento tecnológico em vários níveis. Esta evolução pode ser observada como um progresso natural de ação direta ou indireta do tipo de política adotada. Além da evolução dos materiais e dos diversos equipamentos envolvidos na geração renovável, é importante citar que a efficientização de forma geral deve ser considerada também como uma evolução das políticas de incentivos.

O sistema *Feed-In*, ao garantir uma remuneração ao longo de um período (máxima remuneração que um produtor pode ter, vide figuras 2.1 e 2.2), mostra que seus agentes são os que melhor possibilitaria investimentos em pesquisas de novas tecnologias mesmo a um custo mais elevado para a sociedade. Em uma perspectiva mais dinâmica o próprio sistema *Feed-In* agregaria a seus resultados a disseminação da tecnologia com o crescimento da escala de utilização e também da aprendizagem ao longo da operação¹⁷. Adicionalmente, o progresso de uma política de *Feed-In* pode possibilitar um re-investimento em pesquisas e desenvolvimento para extrair rendas adicionais no futuro relacionadas com a evolução tecnológica.

A consequência imediata da inovação tecnologia (ou desenvolvimento tecnológico) se reflete na dilatação da curva dos custos marginais da tecnologia. Como mostrado na figura 2.3, a nova curva dos custos marginais possibilita que, para uma mesma tarifa fixada p_0 , a quantidade de energia seja incrementada de q_0^* para q_1^* . Uma das consequências da inovação tecnologia é

¹⁷ Na seção 2.5.4 será feita uma abordagem mais detalhada do efeito de aprendizagem tecnológica, redefinindo o conceito.

que os produtores podem explorar locais de baixa rentabilidade. Este mecanismo dá aos produtores o total dos benefícios provenientes do progresso tecnológico. Este benefício extra é representado pela área ($ADBC$): neste caso, somando-se a renda inicial, o produtor passa a receber um benefício ainda maior representado pela área (cDp_0).

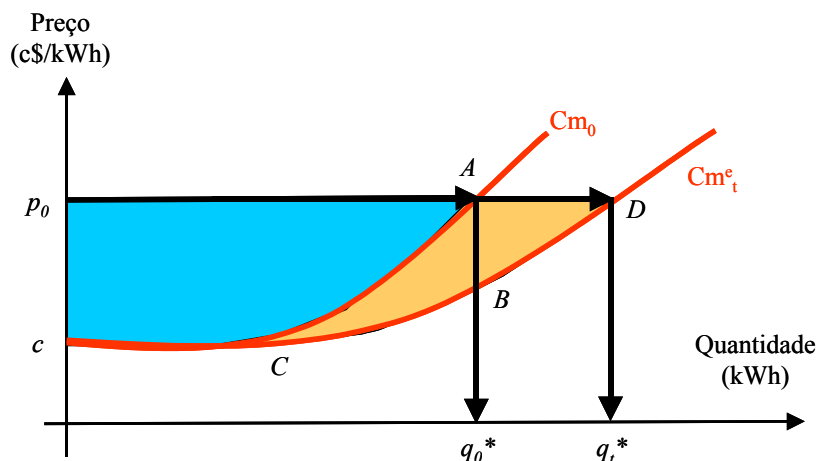


Figura 2.3 – Efeito do progresso tecnológico sobre o Sistema *Feed-In* (Fonte: FINON, 2002)

Por ser um mecanismo que onera os consumidores, o sistema *Feed-In* é alvo de várias críticas sobre os valores das tarifas e a sua sustentação ao longo do período. Uma das soluções para minimizar as distorções do sistema está na adoção de tarifas decrescentes que, a princípio, envolve a antecipação do desenvolvimento tecnológico e assim, o deslocamento da curva dos custos marginais. Como mostrado na figura 2.4, diante da nova curva dos custos (Cm_t^e), a tarifa necessária para obter a quantidade q_0^* não é mais p_0 mas p_t . Entretanto, o regulador tem poucas informações sobre como uma determinada tecnologia está evoluindo e, com base nas informações disponíveis, ele fixa uma nova tarifa (menor que a anterior) com base em uma curva de custos marginais que antecipa a evolução tecnológica (Cm_t^a). Se a curva de custos marginais observadas (Cm_t^e) for diferente da curva antecipada (Cm_t^a), a quantidade produzida será q_t^* .

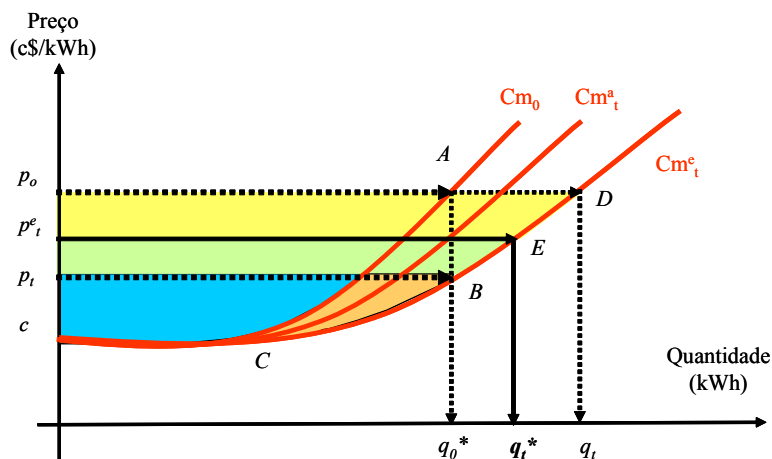


Figura 2.4 – A redução da Tarifa no sistema *Feed-In* e o efeito na renda (Fonte: FINON, 2003)

Uma comparação feita entre as figuras 2.3 e 2.4 mostra que um decréscimo no preço da tarifa possibilita que a área ($pDEp_t^e$) possa reduzir o impacto sobre os consumidores, em contraste com uma tarifa uniforme adotada no sistema *Feed-In* que garante um acréscimo na renda dos produtores representado pela área (cDp). Desta forma é possível limitar mas não eliminar inteiramente a renda extra dos produtores proveniente do desenvolvimento tecnológico. Os benefícios excedentes de cada produtor devido a uma redução da tarifa do sistema *Feed-In* definida por uma curva de custos marginais antecipada é dada pela área (cEp_t^e). Este sistema apresenta uma grande vantagem ao apresentar um melhor equilíbrio entre dois efeitos do progresso tecnológico. Este sistema agrega em si duas grandes vantagens: a primeira está na redução do impacto pago pelo consumidor e a segunda (que ocorre ao mesmo tempo em que a primeira) está na renda extra que produtores inovadores podem obter.

2.3 Sistema de leilão

2.3.1 Caracterização Geral

No caso de um processo mais competitivo como é um sistema de leilão, o regulador define as reservas de mercado para um montante de FAEs de geração renovável e organiza o processo de competição entre os produtores para fornecimento do montante previamente reservado. As concessionárias de energia elétrica ficam então obrigadas a pagar aos produtores participantes do leilão o montante de energia gerada pela tarifa definida no leilão.

Um sistema competitivo enfatiza os valores da energia elétrica gerada durante o processo de leilão. As propostas são classificadas em ordem crescente de custo até que se alcance o montante a ser contratado. Para cada gerador de energia elétrica renovável selecionado durante o leilão é feito um contrato de longo prazo garantindo o pagamento da energia gerada com base no preço final do leilão.

Através de rodadas sucessivas, o processo de leilão proporciona a formação da curva dos custos marginais como mostra a figura 2.5. Para alcançar a quantidade de energia final (q_{obj}) as várias quantidades q_1 , $q_2 - q_1$, $q_3 - q_2$, $q_{obj} - q_3$ são apresentadas sucessivamente em rodadas durante o leilão oferecendo o preço máximo de p_1 , p_2 , p_3 e p_4 respectivamente. Neste caso, os produtores não recebem nenhuma renda diferencial como na possibilidade apresentada no sistema *Feed-In*.

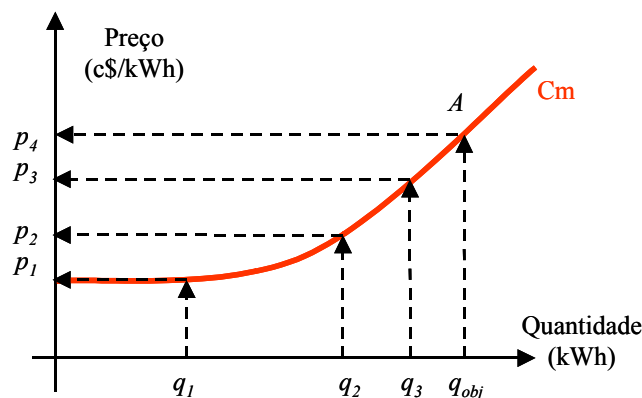


Figura 2.5 – Curva dos custos marginais no Sistema de Leilão. (Fonte: FINON, 2003)

2.3.2 O efeito do desenvolvimento tecnológico no sistema de leilão

Através de chamadas sucessivas, os resultados finais mostram que o sistema de leilão tende a seguir a curva de custos marginais sem que o regulador interfira no processo. Este processo, natural do sistema de leilão, também se reflete nos efeitos do desenvolvimento tecnológico. Como apresentado na figura 2.6, quando ocorre um desenvolvimento tecnológico deslocando a curva dos custos marginais, os máximos preços p_3 e p_4 praticados antes do desenvolvimento tecnológico são automaticamente substituídos por p'_3 e p'_4 quando em nova chamada dos quantitativos $q_3 - q_2$ e $q_{obj} - q_3$. Este processo cancela automaticamente o potencial de renda extra proveniente do desenvolvimento tecnológico. Desta forma, o sistema leilão desestimula o desenvolvimento tecnológico o que caracteriza uma desvantagem relativa o sistema de *Feed-In*

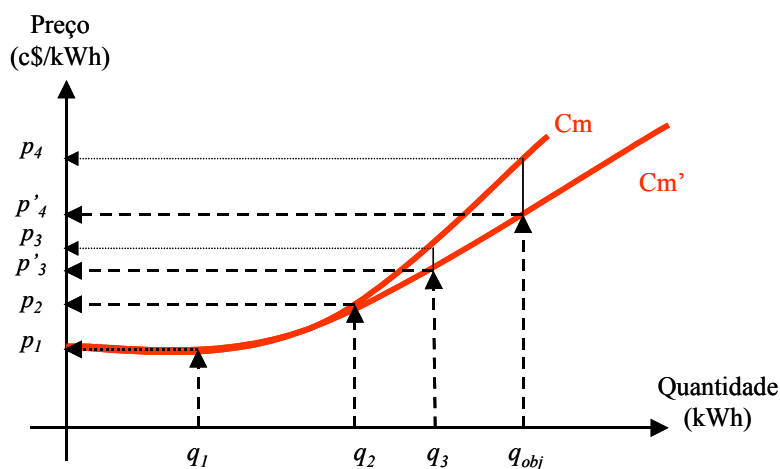


Figura 2.6 – Efeito do progresso tecnológico sobre o Sistema de Leilão (Fonte: FINON, 2003)

2.4 Sistema de cotas/certificados verdes

2.4.1 Caracterização Geral

A base deste sistema está na determinação de que uma cota de geração de energia elétrica vendida em um mercado (que podem ser tanto geradores de energia elétrica quanto consumidores) deva ser gerada por FAEs de geração renovável¹⁸. Neste sistema, os operadores têm a possibilidade de gerar o montante de energia definido como sua cota, garantindo a compra de energia com produtores de FAEs de geração renovável em contratos de longo prazo ou comprando certificados para um montante específico de energia limpa de um gerador específico de FAEs de geração renovável de outras operadoras que apresentam um excedente de geração. De uma forma geral, os certificados são emitidos por geradoras de energia elétrica renovável que se beneficiam com a geração de energia elétrica renovável através de duas possibilidades: vendendo-os entre os geradores pelo preço de mercado e pela venda no mercado específico de certificados verdes (VOOGT, 2000).

O ponto de equilíbrio A (como mostrado na figura 2.7) em um mercado de certificados verdes está situado na intersecção entre a curva de demanda definida pela cota q_{obj} e pela oferta, representada pela curva de custos marginais (C_m). A cota q_{obj} é, desta forma, representada no mercado de certificados verdes pelo preço de equilíbrio p . A renda extra alocada aos produtores é, desta forma, equivalente a área (cAp) como no caso da distribuição uniforme da tarifa no sistema *Feed-In*.

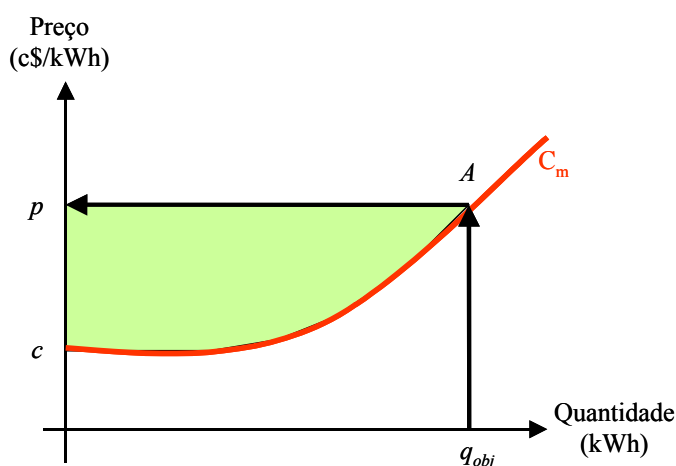


Figura 2.7 – Curva dos custos marginais no sistema de cotas (Fonte: FINON, 2003)

¹⁸ Esta obrigação faz parte das políticas no Reino Unido e na Itália. Maiores detalhes sobre a experiência de aplicação desta política serão apresentados no Capítulo III.

O montante de energia renovável a ser gerado é escolhido de forma que atenda a todo o país em horizontes diferenciados. Como no caso do sistema de leilões, este montante é dividido entre cada um dos fornecedores (em geral dividido conforme a fatia de mercado de cada um dos fornecedores). Cada tecnologia é analisada sem que haja tratamentos diferenciados. Uma vez que os operadores não se beneficiam da mesma oportunidade do uso de FAEs de geração renovável e tem curvas de custos marginais diferentes, os Certificados Verdes possibilitam que as cotas sejam alocadas de forma mais eficiente. Na falta de um mecanismo flexível como este, operadores com a mesma obrigação poderiam absorver projetos com diferentes custos marginais, o que seria, por si só, uma fonte de ineficiência para o sistema. Através das cotas e dos certificados verdes, o sistema de obrigatoriedade geral é compartilhado de forma mais eficiente: os custos marginais de produção são equalizados entre operadores e novos produtores são encorajados a participar do mercado.

Tomando por exemplo dois distribuidores A e B, os quais possuem o objetivo de produzir um montante q de energia de base renovável (como mostra a figura 2.8). Para alcançar q , o produtor A, que apresenta uma baixa quantidade de recurso, apresentará uma curva de altos custos marginais Cm_A . A possibilidade de troca de certificados limitará sua produção em q_A e, na compra de certificados ao preço de equilíbrio p , poderá alcançar a meta de produção q . Para que isso ocorra, o produtor B aumenta sua produção para q_B e vende seu excedente de geração renovável no mercado ao preço de equilíbrio p . A introdução do conceito de certificados resulta numa redução dos custos de se alcançar o objetivo global ($q_{obj} = q_A + q_B = 2q$), mostrado pelas áreas compartilhadas, comparadas pela situação de utilização de mecanismos menos flexíveis onde os operadores são limitados a restringirem-se a q_A e q_B .

Claramente, resultados semelhantes poderiam ser alcançados com mecanismos menos flexíveis, pela adoção de diferentes objetivos para cada operador. Entretanto, em uma situação onde o agente público tem informações incompletas, é muito difícil alocar de forma eficiente as quantidades que poderiam equalizar as curvas de custos marginais Cm_A e Cm_B . No contexto de um sistema de certificados verdes, objetivos específicos (q_A e q_B) podem ser obtidos por todos os operadores ao mesmo tempo minimizando os custos globais de alcançar as metas de produção através da equalização dos custos marginais de produção.

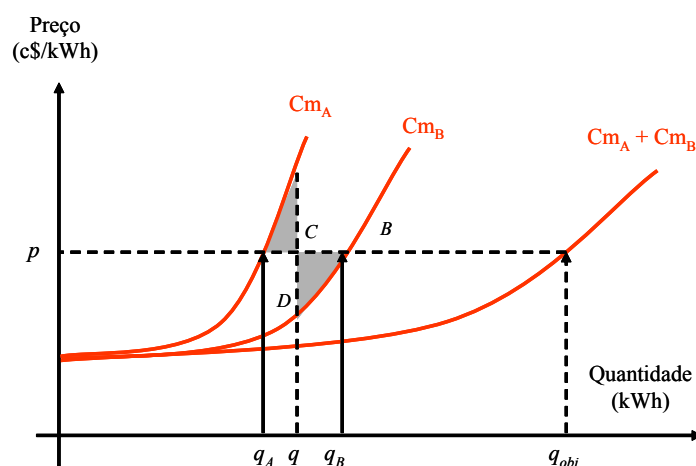


Figura 2.8 – Operação no mercado de certificados verdes (exemplo para dois produtores: A e B)
(Fonte: FINON, 2003)

2.4.2 O efeito do desenvolvimento tecnológico no sistema de cotas

No caso específico da política de cotas, o desenvolvimento tecnológico é promovido pelas diferentes capacidades inovativas dos produtores de FAEs de geração renovável quando sob pressão dos distribuidores e também sob a pressão do próprio mercado de certificados. Como no caso estático, uma vez que cada participante cumpre suas obrigações pelo seu próprio custo, a renda proveniente do desenvolvimento tecnológico poderia ser obtida na produção energética além da sua cota na negociação dos certificados. Assim, podemos considerar dois casos de forma simplificada: no primeiro caso, todos os produtores participam de um mesmo esforço tecnológico, em particular na absorção das novas tecnologias. No segundo caso, os vendedores de certificados exploram o progresso tecnológico muito mais rápido que os demais.

No primeiro caso, a curva dos custos marginais dos dois produtores cai praticamente da mesma forma como no caso estático mostrado na figura 2.8. A troca de certificados se dará de forma similar, uma vez que a localização geográfica poderá incrementar a potencialidade do acesso de fontes mais favoráveis. Não existe nenhuma renda real devido ao desenvolvimento tecnológico para uma pequena diferença de renda como visto na análise estática (área representada pelo triângulo BCD da figura 2.8), entretanto existe uma diferença positiva para os consumidores em termos de um preço equilibrado para as FAEs de geração renovável no mercado de certificados visto, que a curva dos custos marginais dos dois produtores cai.

No segundo caso (como mostra a figura 2.9), o produtor B, que inicialmente podemos considerar um vendedor de tecnologias, é muito mais rápido na absorção do progresso tecnológico nos seus novos projetos que o produtor A que é um comprador de certificados. O produtor B reduz sua curva de custos marginais Cm_B para Cm'_B . O fato que a curva dos custos

marginais do produtor B tenha reduzido provoca um efeito paradoxal, se este produtor passar a vender seu excedente em certificados. Com a mesma cota, o preço de equilíbrio cai de p para p' e o produtor A, que é o comprador dos certificados passa a ter um incentivo cada vez menor para investir no potencial tecnológico das FAEs de geração renovável.

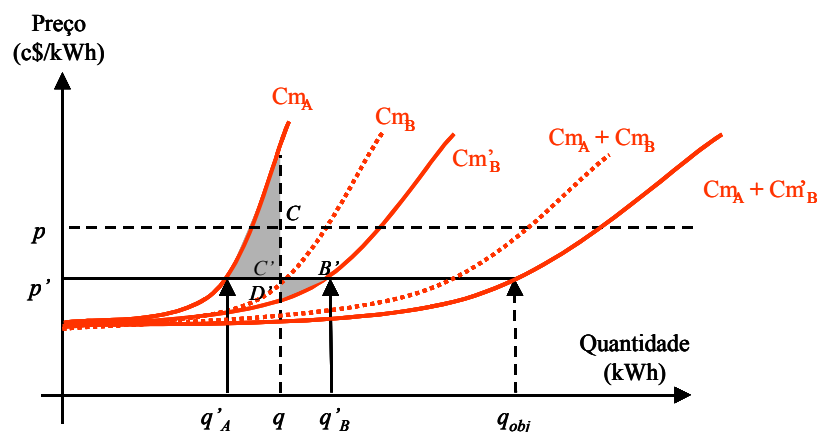


Figura 2.9 – Limitações do desenvolvimento tecnológico na operação do mercado de certificados verdes (Fonte: FINON, 2003)

O produtor B apresenta uma produção maior do que aquela apresentada no caso estático ($Q'_B > Q_B$) (figura 2.8) e venderá mais certificados para o produtor A. Mas, o produtor B não poderá se beneficiar automaticamente pela renda extra proporcionada pelo desenvolvimento tecnológico porque o preço de equilíbrio caiu. Em outras palavras, se de um lado o produtor B venderá mais certificados, ele não tem garantias, por outro lado, de ter um ganho significativo após a queda dos valores dos certificados, o produtor B só terá benefícios se a área $C'B'D'$ (figura 2.9) for maior que a área CDB (figura 2.8). Somente em condições restritas de segmento da curva de custos marginais dos produtores A e B, a queda de preço poderia ser limitada e poderia permitir que o produtor B obtivesse grandes ganhos na venda de certificados depois de ter absorvido a inovação.

Esta configuração pode ter efeitos ruins sobre o sistema de cota visto que a absorção desigual de novas tecnologias entre os produtores A e B pode gerar um nível de incerteza maior para o mercado de certificados na sua desvalorização. Ao mesmo tempo em que o produtor se utiliza do avanço tecnológico para ganhos extras, somente em casos especiais estes ganhos seriam significativos para promover o avanço tecnológico. Pela característica restritiva, como apresentado anteriormente, o Sistema de Cota/Certificados Verde apresenta uma desvantagem na promoção efetiva no desenvolvimento tecnológico, o que pode ocorrer de uma forma mais lenta ou simplesmente não existir.

2.4.3 Integração do sistema de Certificados Verdes e o Mercado de Carbono

Até certo ponto, o mercado de carbono caracterizado pelos certificados negociáveis de emissão de carbono (TEP¹⁹) e os certificados verdes negociáveis estão ambos relacionados à necessidade de implementar opções para redução de gases de efeito estufa (MORTHORST, 2001). Considerando-se que os papéis de créditos de carbono e certificados verdes sejam negociados internacionalmente²⁰, um país pode atuar como importador líquido de emissões ao aumentar suas emissões de gases de efeito estufa além da meta nacional, ocorrendo o oposto com os exportadores líquidos certificados TEP (MORTHORST, 2001).

A redução de emissões de carbono ocorre a partir de medidas de substituição tecnológica de geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis por tecnologias mais eficientes, que apresentem uma redução nos níveis de emissões ou no uso de FAEs de geração renovável. Dependendo da configuração utilizada para implementação do sistema TEP, o valor para a sociedade da redução da emissão de gases de efeito estufa pode ser parcialmente ou totalmente incluído no preço da eletricidade. Através do preço da eletricidade no mercado à vista, o valor das reduções de CO₂ pode também estar relacionado ao preço dos certificados verdes. A idéia das TEP é alcançar reduções nas emissões de CO₂ através do estabelecimento de um conjunto de cotas (permissões) nacionais que podem ser negociadas nacional e internacionalmente (MORTHORST, 2003). Na busca de um sistema mais eficiente e competitivo, as reduções de CO₂ tendem a ocorrer onde é menos custoso. Em geral, existem duas diferentes abordagens para o sistema de permissões: o sistema de leilão e a abordagem onde cotas iniciais são distribuídas entre os produtores de energia de acordo com as emissões registradas nos anos anteriores, denominado *grandfathering* (MORTHORST, 2001).

A principal diferença entre as duas abordagens reside nos custos impostos aos produtores de energia. Apesar de ambas possuírem o mesmo ponto de partida (cotas, para um período de tempo, determinadas pela autoridade energética nacional), no caso do sistema de leilões, os produtores de energia têm que dar lances pelo preço que estão dispostos a pagar pelas permissões de emissão de CO₂, de forma diversa do sistema onde as cotas iniciais são gratuitamente distribuídas entre os produtores de energia (SANTOS, 2005).

Em um mercado internacional de certificados verdes onde não existe um sistema de permissões negociáveis, o preço dos certificados é determinado pelo custo marginal de longo prazo de desenvolvimento de novas tecnologias de energias renováveis. Este custo estabelece o

¹⁹ *Tradable Emission Permits*

²⁰ O que não impede de que estes papéis também sejam negociados nacionalmente entre os diversos agentes de geração de energia elétrica.

preço total por kWh que realizará o desenvolvimento de nova capacidade renovável para cobrir a cota anual de certificados verdes (MORTHORST, 2001).

O preço total para o desenvolvimento de novas tecnologias renováveis é, então, composto por duas partes distintas: uma parte que é coberta pela venda de eletricidade no mercado à vista; e outras partes residuais, que deve ser coberta pelo preço dos certificados verdes (MORTHORST, 2001). Deve-se ressaltar que, para que o desenvolvimento desejado da capacidade de renováveis venha a ocorrer, não deve haver uma grande disparidade entre a parte residual e o preço dos certificados verdes. Caso o preço dos certificados verdes seja muito baixo, o desenvolvimento da capacidade renovável não será suficiente para cobrir a cota. Para o desenvolvimento doméstico de renováveis, o custo marginal de longo prazo pode ser subdividido em três partes, como mostrado na figura 2.10, onde:

A - Preço da eletricidade no mercado à vista

B - Valor da redução de CO₂ alcançado (equivalente ao custo de uma alternativa doméstica de redução de emissões)

C - Custos adicionais ao desenvolvimento de renováveis

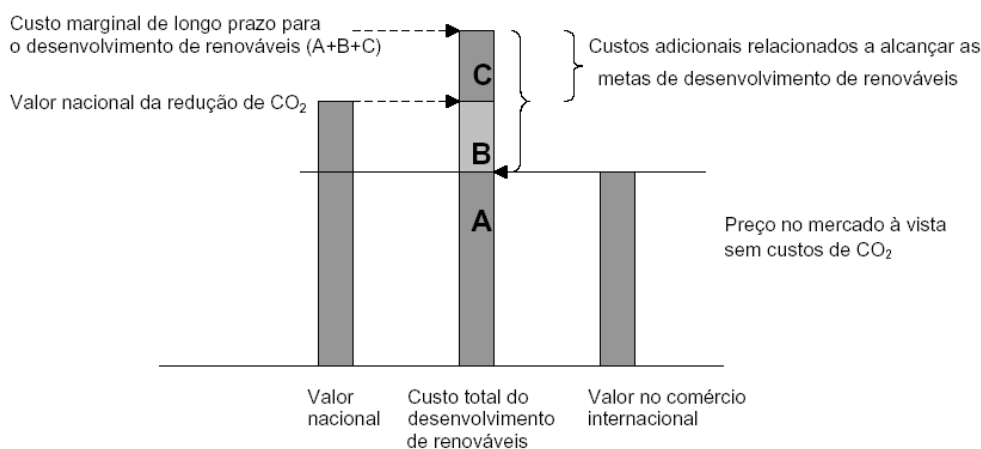


Figura 2.10 - Divisão do custo total de desenvolvimento de renováveis sem a introdução de um sistema de permissões negociáveis (Fonte MORTHORST, 2001)

No caso de um mercado internacional de certificados verdes, o preço do certificado para o país comprador será igual a $B + C$. Contudo, estes certificados não carregam consigo o valor do crédito pela redução de CO₂ (representado pelo valor nacional da redução de CO₂), que permanece com o país vendedor dos certificados. O comércio internacional de certificados requer, deste modo, que os países compradores estejam dispostos a pagar um preço maior para atingirem seus objetivos de desenvolvimento de FAEs de geração renovável do que aqueles países que implementam as tecnologias renováveis (MORTHORST, 2001).

Quando se combina um sistema de certificados verdes com um sistema de permissões negociáveis, a questão de os certificados verdes não carregarem o valor dos créditos pela redução de emissão de carbono é alterada. Dependendo do sistema de permissões, o custo da redução de CO₂ é parcial ou totalmente incorporado ao preço da eletricidade no mercado à vista (MORTHORST, 2001).

O caso da combinação entre um sistema de certificados verdes e um sistema de permissões de emissões baseado em *grandfathering* é mostrado na figura 2.11, onde:

- A - Preço da eletricidade no mercado à vista sem qualquer custo de redução de CO₂ relacionado
- B + D - Valor nacional da redução de CO₂
- C - Custos adicionais ao desenvolvimento de renováveis
- D - Custo adicional de CO₂ decorrente da introdução do sistema de permissões negociáveis

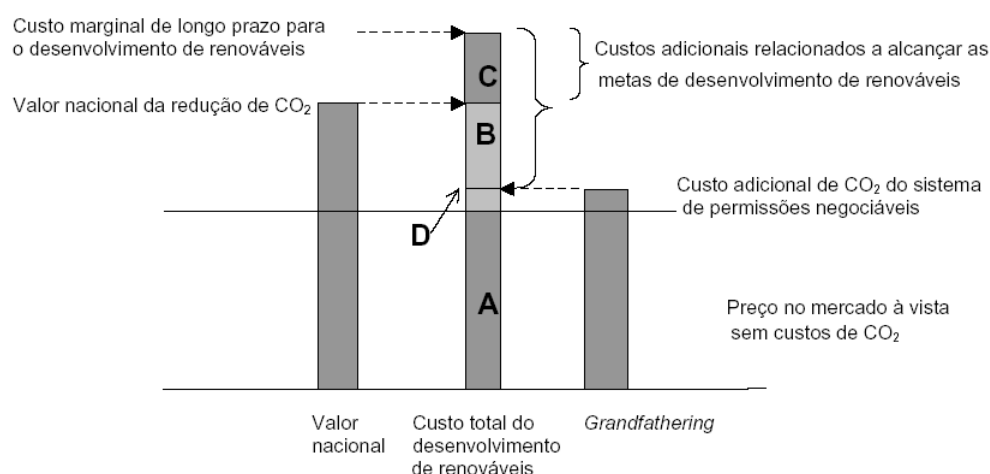


Figura 2.11 - Divisão do custo total de desenvolvimento de renováveis com a introdução de um sistema de permissões negociáveis baseado em *grandfathering* (Fonte MORTHORST, 2001)

Como os certificados verdes não carregam o valor dos créditos pela redução de CO₂, não haverá incentivos diretos para o comércio internacional de certificados no âmbito da necessidade de redução de gases de efeito estufa. Segundo MORTHORST (2001), o comércio internacional de certificados apenas ajudará a garantir que as metas para o desenvolvimento de tecnologias de energia renovável sejam alcançadas da maneira mais eficiente no que diz respeito aos custos.

É importante enfatizar que os objetivos dos certificados verdes na implantação de tecnologias renováveis podem não convergir com os objetivos da implantação de um mercado de carbono, que estaria mais diretamente envolvido com a questão das mudanças climáticas. Em

determinadas situações, como a que os certificados verdes são utilizados para substituição de combustíveis fósseis por outras FAEs de geração renovável, sua implantação possivelmente reduziria as emissões de gases de efeito estufa. Entretanto, esta redução de emissões de gases de efeito estufa pode ser apenas um elemento agregado ao objetivo principal da implantação do sistema de certificados verdes, que poderia estar relacionado à segurança energética, por exemplo, não tendo relação direta com a questão de mudanças climáticas.

Na hipótese de existência de um mercado internacional de certificados verdes, podemos, em um primeiro momento, concluir que, se os países envolvidos possuírem diferentes custos marginais para implantação de FAEs de geração renovável, os países com menor custo marginal serão exportadores de certificados, enquanto aqueles com maiores custos marginais para implantação de FAEs de geração renovável serão compradores de certificados verdes. Contudo, motivações sócio-econômicas (e.g. geração de empregos, desenvolvimento tecnológico endógeno) e ambientais podem levar o país que possui o maior custo marginal para implantação de tecnologia de energia produzida a partir de FAEs de geração renovável a instalar estas plantas em solo nacional.

A adoção de uma política eficiente em custos também deverá levar em conta o preço dos certificados de carbono no mercado internacional, uma vez que para o cumprimento das metas estabelecidas no Protocolo de Quioto não importa o lugar onde as reduções de emissões ocorrem. Caso o custo de cumprir as metas de redução de emissões através da compra de certificados de carbono seja inferior ao custo de atingir tais metas através de uma política de promoção de renováveis baseada no mercado de certificados verdes, uma solução eficiente em custos inviabilizaria este último.

Como pode ser visto neste capítulo a relação entre os mercados de certificados verdes e de carbono para promoção de renováveis é bastante complexa, pois o mercado de certificados de carbono pode atuar de maneira complementar ao mercado de certificados verdes ou inviabilizá-lo, dependendo dos objetivos que se deseja alcançar com a política de promoção de renováveis, principalmente no que diz respeito ao fato de ser ou não uma solução eficiente em custos.

2.5 Outros mecanismos

Além dos mecanismos já apresentados, existem diferentes mecanismos que também possibilitam o desenvolvimento de FAEs de geração renovável. Os incentivos apresentados a seguir baseiam-se em duas diretrizes básicas: aquelas que são aplicadas diretamente ao investimento inicial do projeto através de linhas de créditos especiais e aquelas que se estendem

ao longo da vida útil do projeto através de incentivos fiscais. Estes incentivos são freqüentemente utilizados pelos principais mercados de FAEs de geração renovável que, de acordo com suas metas e disponibilidade de recursos, configuram seus subsídios nos mais diversos níveis de atuação.

As estratégias utilizadas pelos governos na concessão dos subsídios podem favorecer não só o empreendedor de FAEs de geração renovável, mas também todos os agentes relacionados com FAEs envolvidos na pesquisa e desenvolvimento, na indústria e na comercialização da energia elétrica.

2.5.1 Subsídios ao investimento

Os subsídios ao investimento constituem um mecanismo para superar barreiras de um investimento com alto custo inicial (*upfront costs*). Este tipo de subsídio é usado para estimular investimentos em fontes de energia renováveis de menor viabilidade econômica. Subsídios ao investimento normalmente situam-se em faixas bem variadas dos custos efetivos do investimento, entretanto, segundo diretrizes específicas de cada país, esta faixa pode variar significativamente de acordo com os recursos disponíveis e abrangência de fontes beneficiadas com os subsídios. Taxas especiais para investimentos podem também ser considerado como uma forma de subsídio.

A grande vantagem do subsídio ao investimento está na redução do montante de capital inicial próprio necessário para iniciar o projeto o que pode proporcionar um aumento acelerado da capacidade em um curto prazo. Por outro lado, os critérios para escolha do nível de subsídio e das tecnologias a serem beneficiadas podem dificultar a evolução de um mercado mais competitivo em curto prazo e também a adoção gradual de avanços tecnológicos. Em princípio, o subsídio é arcado por todos os contribuintes (consumidores e não consumidores), o que pode representar uma deficiência do incentivo.

Como mostrado na figura 2.12, a curva dos custos marginais (C_m) é deslocada para baixo devido a disponibilização de subsídios para redução do investimento inicial. Este deslocamento possibilita uma redução do preço da energia além de possibilitar um novo ponto de equilíbrio na curva de demanda. Este novo ponto de equilíbrio representa a possibilidade de reduzir os custos marginais (p para p') além de aumentar a quantidade de energia (q para q'). O valor do subsídio pode ser representado pela área ABC

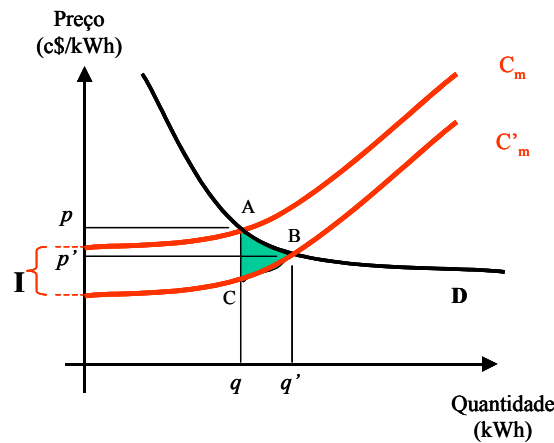


Figura 2.12 – Atuação de subsídios para investimento na curva de demanda e no deslocamento da curva dos custos marginais.

2.5.2 Medidas fiscais

Os benefícios fiscais atuam em diversas modalidades de redução ou abatimento em impostos especiais aplicados na geração de energia elétrica, isenção tributária para fundos verdes, e utilização de fundos específicos para a geração limpa.

Ao contrário dos subsídios ao investimento, realizado na fase inicial do projeto, as medidas fiscais proporcionam um benefício (custo evitado) para o empreendedor ao longo do período do benefício fiscal. Em se tratando de um subsídio indireto, valem as mesmas desvantagens apontadas para o subsídio destinado ao investimento inicial, conforme visto anteriormente.

Apesar de os incentivos fiscais representarem uma redução das arrecadações tributárias do governo, eles são muitas vezes necessários para a viabilização de projetos com altos custos iniciais. Ao mesmo tempo em que os recursos estão direcionados para viabilizar projetos, os recursos fiscais podem proporcionar que empreendedores utilizem estes recursos na absorção de novas tecnologias, o que, de certa forma proporciona o desenvolvimento tecnológico mesmo que de forma indireta (SOARES *et al.* 2006).

Mesmo podendo ser aplicado de várias formas e em diversas grandezas, o incentivo fiscal tem como importante mecanismo o sistema de depreciação. Este sistema é aplicado comumente para diversos equipamentos onde o valor do equipamento depreciado por um determinado período é descontado dos cálculos de imposto de renda o que, contabilmente, representa um custo evitado que, basicamente, tem por objetivo criar uma renda virtual para reposição futura

do equipamento²¹. Este desconto nos cálculos de imposto de renda proporciona uma renda extra (que pode ser considerada como um custo evitado) que, no fluxo de caixa do investimento, pode apresentar melhores resultados de taxa interna de retorno ou tempo de *payback* principalmente na adoção de períodos menores de depreciação.

A depreciação acelerada consiste exatamente na redução do período convencionalmente adotado para uma determinada tecnologia. Este tipo de depreciação mostra-se como uma importante opção para viabilização de projetos e também como um importante incentivo para a reposição tecnológica em um período mais curto. Por exemplo, SOARES *et al.* (2006) mostram que a adoção de um sistema de depreciação acelerada proporcionou um acréscimo de 24% das instalações de cogeração na indústria química no Brasil. SOARES *et al.* (2006) também mostram que em 1981 os Estados Unidos adotou o *Accelerated Cost Recovery System* (ACRS) reduzindo o período de depreciação para projetos de co-geração o que resultou na redução de 6 a 7 % dos custos fixos do projeto.

Como mostrado na figura 2.13, a presença de incentivos fiscais ao longo do projeto possibilita que a curva dos custos marginais originais sem a presença dos incentivos (C_m) tome uma forma mais alargada (C'_m). Este alargamento da curva dos custos marginais possibilita a formação de uma renda adicional tal como visto mais explicitamente no efeito de desenvolvimento tecnológico no sistema *Feed-In*. Da mesma forma como apresentado nos incentivos de investimento (figura 2.12), o efeito dos incentivos fiscais possibilita um novo ponto de equilíbrio entre a curva de demanda e a nova curva de custos marginais. Este novo ponto de equilíbrio representa a possibilidade de reduzir os custos marginais (p para p') além de aumentar a quantidade de energia (q para q').

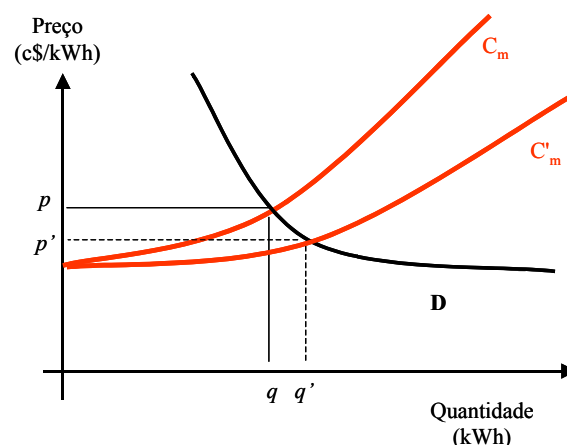


Figura 2.13 – Atuação de incentivos fiscais no alargamento da curva dos custos marginais e a curva de demanda.

²¹ O período e os critérios utilizados para depreciação de equipamentos em um projeto varia conforme legislação de cada país.

2.5.3 Internalização de custos sócio-ambientais

A internalização dos custos ambientais tem sido um importante mecanismo utilizado para justificar FAEs de geração renovável como uma importante opção de geração de energia elétrica. Quando comparada com as fontes convencionais de geração de energia elétrica, as FAEs de geração renovável apresentam vantagens no que diz respeito aos níveis de impactos ambientais. Mas por não serem classificados e valorados, estes impactos passam a ter uma abordagem somente qualitativa o que, muitas vezes, mascarava o real valor da energia gerada pelas fontes convencionais apresentadas como as mais baratas.

Vários estudos da década de oitenta e noventa mostram metodologias para a avaliação e valoração dos impactos ambientais provocados por diversas formas de geração de energia elétrica²². Desta forma, com os custos referentes aos impactos ambientais a curto e longo prazo é possível que seja nivelado os custos gerais de um projeto considerando também os custos evitados e custos previstos para a questão ambiental.

Várias são as formas de abordagem dos custos socio-ambientais das fontes de geração de energia elétrica. Um exemplo de abordagem para quantificação das externalidades foi apresentado por TOLMASQUIM *et al.* (2000) onde divide os custos associados aos impactos ambientais em cinco grupos distintos:

- *Custos de controle* - custos incorridos para evitar a ocorrência (total ou parcial) dos impactos sócio-ambientais de um empreendimento;
- *Custos de mitigação* - custos incorridos nas ações para a redução das conseqüências dos impactos sócio-ambientais provocados por um empreendimento;
- *Custos de compensação* - custos incorridos nas ações que compensam os impactos sócio-ambientais provocados por um empreendimento nas situações em que a reparação é impossível;
- *Custos de degradação* - os custos externos provocados pelos impactos sócio-ambientais residuais mesmo após o Setor Elétrico incorrer em custos de controle , mitigação e/ou compensação;

²² Para um estudo mais profundo sobre este tema, consultar COHEN (1993); COMMON (1996); CUMMINS (1986); DIXON *et al.* (1990); DIXON *et al.* (1994); ECO NORTHEAST (1986, 1987); EPA (1990); FISCHER (1984); FREEMAN (1979, 1993); FURTADO (1996); MENKES (1995); OTTINGER *et al.* (1990); PEARCE (1993).

- *Custos de monitoramento* - custos incorridos pelo setor elétrico nas ações de acompanhamento e avaliação dos programas sócio-ambientais

Uma vez que cada um dos custos associados aos impactos ao meio ambiente seja valorado para cada fonte é possível ao planejador optar por aquela que apresenta o menor valor do somatório dos custos financeiros e custos ambientais.

Como mostrado na figura 2.14, a internalização dos custos ambientais no projeto possibilita que a curva dos custos marginais originais das fontes convencionais ($C_{m_{conv}}$) e renováveis ($C_{m_{FAE}}$) cresçam acompanhando um valor Δ_{conv} e Δ_{FAE} respectivamente²³. Em um primeiro momento, onde a internalização dos custos ambientais não são computados, a quantidade q_{conv} representa a quantidade de energia máxima onde as fontes convencionais apresentam custo marginal inferior aos das FAEs de geração renovável. Considerando que a internalização dos custos ambientais seja maior para as fontes convencionais de geração de energia elétrica e que as FAEs de geração renovável, mesmo com os baixos níveis de impactos ao meio ambiente temos que Δ_{conv} é maior que Δ_{FAE} . Neste ponto, com uma internalização diferencial para FAEs de geração renovável e fontes convencionais de geração de energia elétrica, a quantidade q'_{conv} representa o novo ponto limite das fontes convencionais onde estas apresentam custos marginais inferiores às FAEs de geração renovável. A nova quantidade q'_{conv} (inferior a q_{conv}) representa uma redução da participação das fontes convencionais visto a internalização dos custos ambientais o que, considerando que a quantidade demandada de energia elétrica mantém-se a mesma, por apresentarem um custo marginal menor, as FAEs de geração renovável passam a ter uma demanda de maior.

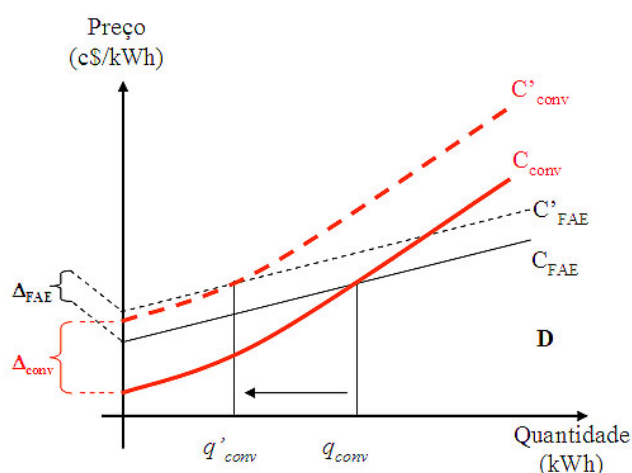


Figura 2.14 – Internalização dos custos ambientais e o efeito sobre o custo marginal das fontes convencionais e renováveis.

²³ Esta variação pode representar, por exemplo, o somatório de todos os custos descritos por TOLMASQUIN *et al.* (2000).

2.5.4 Mecanismo de incentivo às inovações

Uma das principais características das inovações tecnológicas está no seu alto custo inicial e assim, na sua dificuldade de participação em mercado mais competitivo. As fontes de geração renovável de energia elétrica, como a energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, já passaram pela necessidade de intervenção por medidas fiscais para o aprimoramento tecnológico e sua participação mais efetiva no mercado. Atualmente, as inovações tecnológicas, aplicadas tanto a novas fontes de geração de energia elétrica quanto ao aprimoramento das fontes tradicionais aplicadas em novos desafios, ambas necessitam de políticas específicas para que a barreira dos custos iniciais seja superada possibilitando assim uma participação no mercado de forma mais competitiva.

Os dois mais importantes mecanismos de incentivo as inovações atuam de formas distintas. Um utiliza o próprio mercado competitivo para que a tecnologia seja absorvida e que ao longo do tempo, as novas quantidades de sistemas instalados e operando possam agir de forma a reduzir os preços. Este mecanismo utiliza a curva de aprendizado de cada tecnologia de forma a fornecer subsídios para os tomadores de decisão sobre quais tecnologias serão favorecidas com políticas de desenvolvimento em um mercado competitivo. A partir da curva de aprendizado de uma tecnologia pode ser aplicada uma política de reserva de mercado exclusivamente para uma determinada tecnologia, através do qual seu custo inicial, mesmo que alto, é arcado pelo governo. Este mecanismo de incentivo (denominado *buy down*) ajuda de forma significativa na aceleração da aprendizagem e da competitividade visto que, por um período curto de tempo, é criado um mercado cativo para uma dada tecnologia.

O segundo mecanismo de incentivo as inovações está nas políticas de pesquisas e desenvolvimento. O nível de investimentos destinados a pesquisas podem acelerar o desenvolvimento de novos materiais e processos utilizados nos equipamentos de geração renovável de energia elétrica.

Curva de Aprendizagem Tecnológica

A curva de aprendizado mostra como uma tecnologia inserida em um mercado competitivo tem a possibilidade de reduzir seus preços/custos²⁴ ao longo do tempo pelo

²⁴ Apesar de os valores de custos de uma tecnologia ao longo de um período serem aqueles que melhor representam a aprendizagem desta tecnologia, eles nem sempre estão disponíveis (MOOR *et al.* 2003). O

crescimento da sua participação no mercado. O desenvolvimento de uma tecnologia dentro de um contexto comercial necessita fortes intervenções do governo no estímulo à formação de um mercado onde as interações entre os agentes possibilitem, ao longo do tempo, avanços tecnológicos mais eficientes e mais baratos. O custo de uma tecnologia ao longo do tempo é a mais importante medida de desempenho e, desta forma, ações diretamente focada na otimização dos processos industriais e na criação e manutenção de um nicho de mercado temporário e gradativamente reduzido possibilitam que, através do primeiro passo, a tecnologia possa superar a barreira dos altos custos iniciais e assim, ao longo do tempo, adquirir o desenvolvimento tecnológico necessário para uma redução real e sustentável dos custos.

O modelo básico de um sistema de aprendizado é apresentado, de forma simplificada, pela figura 2.15. A curva de experiência é mostrada como uma consequência de vários fatores onde as informações de saída do sistema propiciam a realimentação de informações para ajuste do processo de uma forma geral. Este ajuste interno representa a interação de vários fatores de produção que, de forma contínua, possibilitam a inovação tecnológica e, conseqüentemente, a redução dos custos.

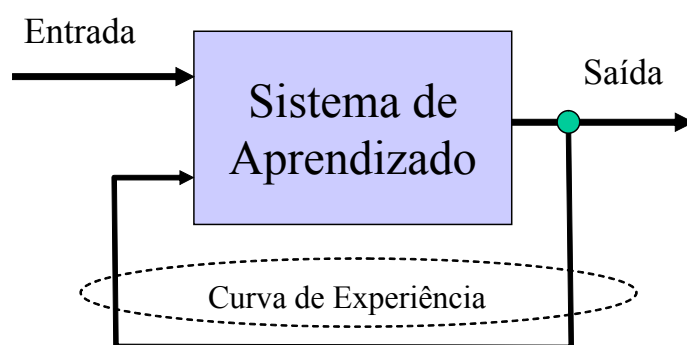


Figura 2.15 – Modelo básico de um sistema de aprendizagem.

A curva de aprendizagem pode ser observada em vários processos industriais. O efeito da aprendizagem tende a crescer e ser mais notório, visto que naturalmente os trabalhadores aprendem com a experiência promovendo a redução dos custos de horas de trabalho necessários

problema na utilização do preço como indicador de aprendizagem está, segundo PAPINEAU (2004), que ações governamentais em subsídios podem afetar diretamente o preço sem que haja mudanças no sistema de produção e, desta forma, pode mascarar a efetiva aprendizagem da tecnologia pelos processos de produção e inovação tecnológica. Vários estudos apresentados por NEIJ (1997, 1999, 2003a, 2003b e 2004), MATSSON (1997), MCDONALD e SCHRATTENHOLZER (2001) e IEA (2000) apresentam as limitações da utilização das curvas de aprendizagem principalmente na utilização de valores de preços praticados no mercado.

para a execução da tarefa. Vários motivos promovem a queda dos custos unitários além da redução das horas de trabalho para execução de uma tarefa específica. O crescimento da produção propicia inovações na otimização dos processos produtivos e na redução de desperdícios. Esta aprendizagem ocorre devido a um acréscimo contínuo da produção juntamente com otimização do processo.

A curva de experiência engloba o desenvolvimento tecnológico associado a uma determinada tecnologia, isto é, as melhorias induzidas pela experiência, implementação e pesquisas e desenvolvimento aplicado durante o processo de produção direcionado por políticas sociais e econômicas, além da própria oportunidade econômica na qual se contextualiza a tecnologia em questão (ISOARD E SORIA 2001). A figura 2.16 mostra a relação entre o custo unitário e o nível de produção além do efeito de retorno de escala e o efeito de aprendizagem tecnológica. O efeito de escala mostra claramente que o crescimento exclusivamente da produção produz uma redução nos custos, sendo o ponto ótimo de produção de escala q^* aquele correspondente ao nível de produção onde os retornos de escala são constantes. Enquanto o efeito de escala ocorre ao longo da curva do custo unitário reduzindo-o com a quantidade, o efeito de aprendizagem implica em que a curva se desloque para baixo ao longo do crescimento acumulativo da produção referente a escala de produção atual.

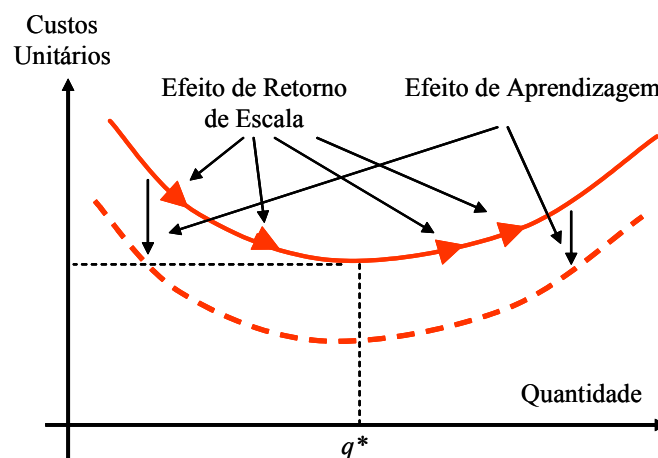


Figura 2.16 – Efeito de Aprendizagem e Retornos de Escala.

A equação que melhor representa a curva de experiência é dada pela fórmula:

$$C_t = C_0 \cdot X^{-E}$$

Onde:

C_t = Custo da tecnologia no ano t

C_0 = Custo da tecnologia no ano inicial

X = Valor acumulativo da produção (número de unidades produzida)

E = Parâmetro de aprendizagem

Pela dificuldade na obtenção de valores dos custos de tecnologias usam-se freqüentemente valores de preços praticados ao longo dos anos. Na análise dos valores de produção, X pode representar valores acumulativos de unidades vendidas, potência produzida ou mesmo energia gerada²⁵. O parâmetro de aprendizagem E é usado para calcular a redução relativa dos custos/preços quando ocorre uma duplicação da produção acumulativa. Considerando que $X_2 = 2X_1$ temos que a redução relativa dos custos/preços é dada por:

$$\frac{C_{t1} - C_{t2}}{C_{t1}} = 1 - \frac{C_0 \cdot (2X_1)^{-E}}{C_0 \cdot (X_1)^{-E}} = 1 - 2^{-E}$$

Segundo a literatura internacional sobre curvas de aprendizagem, a Razão de Progresso Técnico (RPT) é dada por (2^E) e a Taxa de Aprendizagem, referente à redução relativa dos custos/preços, é dada por $(1 - 2^{-E})$.

O conceito de curvas de aprendizado não pode ser considerado uma teoria ou método estabelecido, mas um fenômeno de correlação observado em vários tipos de tecnologia. Os valores observados de RPT para diversas tecnologias tradicionais podem variar de aproximadamente 70% (por exemplo petróleo), para mais de 100% (por exemplo geração a carvão e nuclear) (NEIJ, 1999). Trabalhos recentes como os apresentados por MATSSON e WENE (1997), NEIJ (1997, 1999), IEA (2000), NEIJ *et al.* (2003a, 2003b), MOOR *et al.* (2003) e PAPINEAU (2004) mostram o grande potencial de redução dos custos de tecnologias das FAEs de geração renovável. A figura 2.17 mostra a curva de experiência de diversas tecnologias e as respectivas RPT.

²⁵ Ainda é controverso qual unidade melhor representa a variável acumulativa para o caso das fontes renováveis (capacidade instalada ou energia gerada)

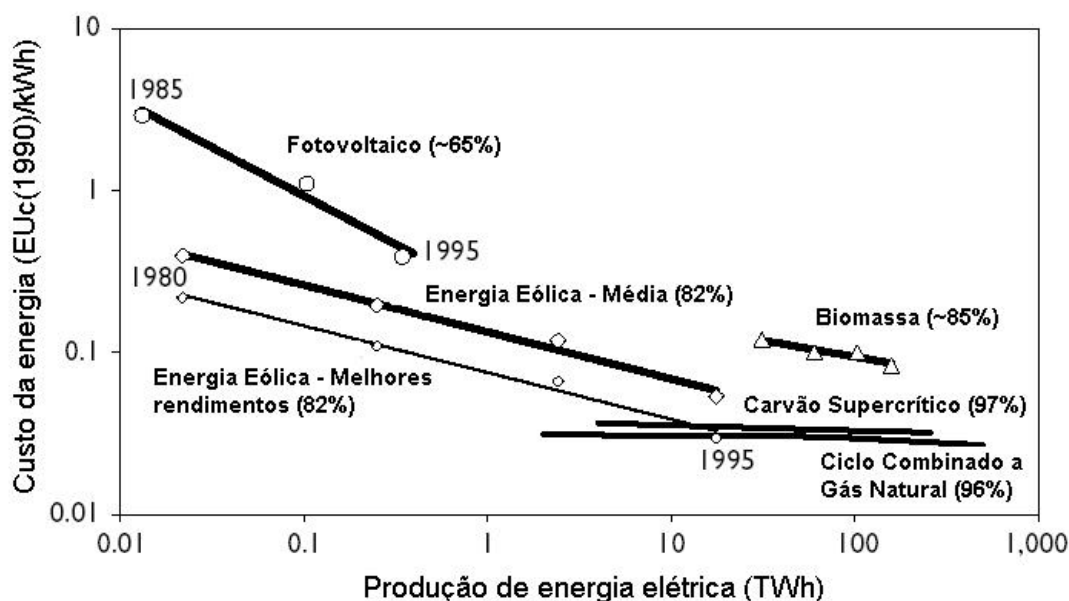


Figura 2.17 – Exemplo de diversas curvas de aprendizado para diversas tecnologias
(Fonte: IEA, 2001)

Note-se que a experiência por si só não causa as reduções dos custos, mas aumenta significativamente a oportunidade para as mesmas. Um acréscimo da RPT poderia acontecer quando, por exemplo, o total dos custos não pode ser reduzido tão rápido quanto o crescimento dos custos necessários para as melhorias na performance da produção e nas mudanças de projeto. De uma forma geral, o ganho da experiência é um efeito de longo prazo que é a combinação da evolução de vários parâmetros tanto aqueles inerentes à produção quanto os parâmetros externos como políticas públicas de P&D e políticas de desenvolvimento de mercado.

Além disso, curvas de experiência podem ser extrapoladas e serem usadas para analisar tendências de custo futuro. A análise de curvas de experiência extrapoladas não pode, porém, prever o futuro, mas pode ser bastante útil para descrever e discutir tendências possíveis além de apontar as possibilidades e limitações da difusão e adoção adicional de novas tecnologias. Além disso, deve-se empreender análises de sensibilidade apropriadas que levem em consideração os investimentos necessários e o tempo para se alcançar níveis de custos compatíveis com o mercado.

Como mostra a figura 2.18, a curva de experiência da tecnologia fotovoltaica aponta os investimentos necessários para torná-la uma tecnologia competitiva. A curva de aprendizagem não prevê quando esta tecnologia irá tornar-se competitiva. A questão do tempo para que a tecnologia se torne competitiva depende fortemente das taxas de crescimento e também das políticas adotadas para o seu desenvolvimento. Considerando as taxas históricas de crescimento de 15% ao ano, os módulos fotovoltaicos poderão alcançar a competitividade em torno do ano

2025 com uma produção acumulada de aproximadamente 200 GWp (IEA, 2000). Entretanto, existem situações que podem atuar de forma a acelerar a aprendizagem tornando a tecnologia competitiva em um período menor de tempo.

Investimentos serão necessários para que a curva de aprendizado possa evoluir até que chegue a valores competitivos. Um indicador para os recursos necessários é justamente saber a diferença entre o preço praticado pela tecnologia e o preço competitivo de fontes mais baratas e eficientes. Estes custos adicionais podem ser representados como Investimentos de Aprendizado onde a tecnologia evolui de forma a tornar-se mais eficiente em seus custos. Estes investimentos de aprendizagem podem ser absorvidos através de investimentos provenientes de políticas de P&D, possibilitando que, em um período de transição, ocorram mudanças estruturais tecnológicas. Como reflexo natural das políticas de P&D, os recursos são aplicados no desenvolvimento de processos produtivos mais eficientes e tecnologias mais adequadas às novas demandas. A mudança estrutural tecnológica pode ocorrer quando os esforços aplicados em políticas de P&D em novos conceitos de produtos e processos alcançarem significativa redução dos custos em geral.

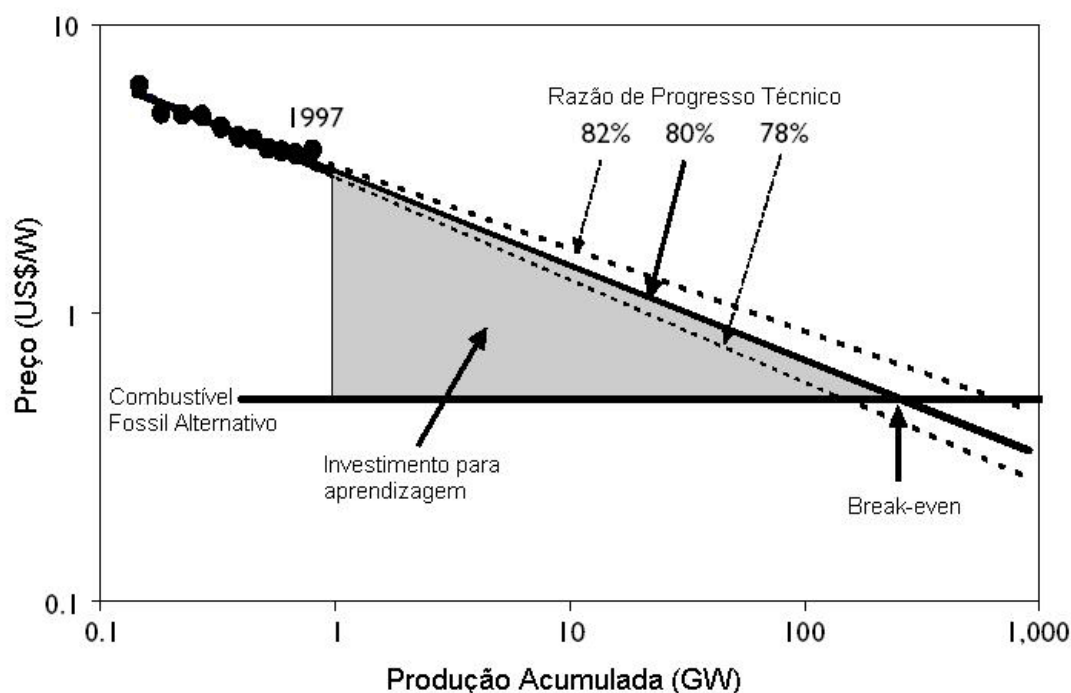


Figura 2.18 – Utilização da curva de aprendizado e os investimentos necessários para tornar uma tecnologia mais competitiva²⁶ (Fonte: IEA, 2000)

Especificamente para energia eólica, os valores apresentados de RPT variam para cada país ou região. Esta variação está diretamente associada ao fato de que cada país apresenta

políticas distintas para o desenvolvimento desta tecnologia em seu parque gerador de eletricidade. SCHARATTENHOLZER (2001), IBENHOLT (2002), NEIJ (1999, 2003a, 2003b), SUNDQVIST *et al.* (2005), MOOR *et al.* (2003) mostram o efeito das diversas políticas de desenvolvimento aplicados nos principais mercados de energia eólica. Mercados como Alemanha, Dinamarca, Espanha e Estados Unidos, onde o sistema *Feed-In* se apresenta como a principal característica das políticas de incentivos a FAEs de geração renovável em geral, a RPT apresenta valores superiores a 90% enquanto que na Inglaterra, ao adotar a política de cotas através do programa de incentivos denominado *Non-Fossil Fuel Obligation* - NFFO²⁷ apresenta RPT inferior a 80%. Estes valores representam não só as políticas adotadas para o desenvolvimento da energia eólica no mercado de energia elétrica mas também as políticas destinadas a pesquisa e desenvolvimento tecnológico. Cada um dos países listados acima apresenta caminhos distintos tanto nas tarifas pagas pela energia elétrica gerada através de energia eólica quanto no montante destinado ao incentivo de pesquisas. A tabela 2.1 mostra os principais valores de RPT para energia eólica de vários mercados. A diferença mostrada na tabela 2.1 representa o efeito de diversos fatores que atuam simultaneamente ao longo do período de desenvolvimento da tecnologia. O nível de influência de cada um dos fatores determinará o efeito geral (e a diferença) da aprendizagem da tecnologia ao longo do período de observação em cada um dos países. IBENHOLT (2002) lista cinco fatores que influenciam na diferenças de RPT, são eles:

- Montante de investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento;
- Uso de políticas específicas para alavancar tecnologias emergentes;
- Mudanças nas variáveis que definem o investimentos²⁸
- Existência de competição no mercado e
- Economia de Escala

²⁶ Esta curva refere-se a evolução de tecnologia solar fotovoltaica.

²⁷ Este mecanismo será apresentado no próximo capítulo da tese.

²⁸ O preço da turbina e as taxas de interesse de investimentos eólicos podem ser definidos como um dos mais importantes fatores que definem a atratividade de um investimento.

Tabela 2.1– Razão de Progresso Técnico e Taxa de Aprendizado para energia eólica em vários países.

País/Região	Período	Razão de Progresso Técnico	Taxa de Aprendizado
Estados Unidos	1985-1994	68%	32%
União Européia	1980-1995	82%	18%
Alemanha	1990-1998	92%	8%
Dinamarca	1982-1997	96%	4%
Espanha	1984-2000	91%	9%
UK	1990-1999	74%	26%

(Fonte: IEA, 2000, NEIJ *et al.* 2003a)

Todos estes fatores serão analisados no próximo capítulo onde será feito um estudo mais aprofundado das políticas adotadas pelos principais mercados eólicos e as consequências diretas e indiretas de ações governamentais específicas para o desenvolvimento da geração eólica em um sistema centralizado. As principais diferenças apresentadas pelas curvas de aprendizagem serão abordadas dentro de um contexto político e tecnológico mostrando principalmente a efetividade de cada uma das políticas adotadas e suas perspectivas.

2.6 Harmonização dos Sistemas *Feed-In* e Cotas/Certificados Verdes²⁹

A apresentação das políticas de incentivos a FAEs de geração renovável, suas características, vantagens e limitações induz a análise de competitividade entre os mecanismos, porquanto suas estruturas conceituais apresentam características bem diferentes e opostas. De certa forma, ao longo das quase duas décadas de implementação de políticas de incentivos à FAEs de geração renovável, poucos países experimentaram dois ou mais mecanismos de apoio a FAEs de geração renovável. A polarização atual entre o sistema *Feed-In* e o sistema de Cotas/Certificados Verdes resulta em que, em um primeiro momento, ambos os mecanismos compitam entre si. Como é apresentado no próximo capítulo, os resultados do sistema *Feed-In*

²⁹ O termo harmonização também é usado pela *Comission of the European Communities* (CE, 2005) e refere-se a um equilíbrio entre os mecanismos que não ocorre simultaneamente. Apesar do termo denotar uma atuação paralela e simultânea, a proposta de harmonização está na aplicação dos dois mecanismos em tempos diferentes onde o sistema de Cotas seria então o complemento do sistema *Feed-In* para a evolução até um nível maior de competitividade.

na Alemanha e os sistemas de Leilão e Cotas/Certificados Verdes no Reino Unido apresentam valores significativos diante de cada contexto.

Contudo, apesar de apresentarem conceitos diferentes, o sistema *Feed-In* e o sistema de Cotas/Certificados Verdes podem ser aplicados em momentos diferentes do processo de evolução tecnológica, proporcionando, em tese, a soma dos benefícios e a redução das limitações provenientes dos dois sistemas. Quando aplicados em momentos consecutivos, podem ser, assim, complementares. Esta discussão, até o momento sob forma de análise dos resultados dos mercados internacionais, tem assumido grande repercussão na União Européia, dadas as metas de redução de gases de efeito estufa e a continuidade do desenvolvimento do mercado de FAEs de geração renovável sob políticas que promovam uma melhor relação custo – efetividade (MIDTTUN, 2007; MUÑOZ *et al.* 2006; ELLIOT, 2005; CE, 2005; VOS, 2005; LAUBER, 2004; BWEA, 2004; TOKE, 2004).

A proposta de harmonização dos sistemas *Feed-In* e de Cotas está intrinsecamente relacionada com o processo de amadurecimento tecnológico que requer níveis diferenciados de políticas de apoio durante as diversas fases de seu desenvolvimento. Como pode ser exemplificado na figura 2.19, diversos tipo de políticas são aplicadas em cada estágio do desenvolvimento tecnológico de fontes alternativas de energia ao longo do tempo.

Conforme apresentado na figura 2.19, o desenvolvimento tecnológico de fontes alternativas de energia apresenta fases distintas ao longo do seu progresso no tempo. Para cada uma destas fases, políticas específicas devem ser adotadas para que as fontes alternativas atinjam amadurecimento necessário para competir no mercado juntamente com as fontes convencionais de geração de energia elétrica.

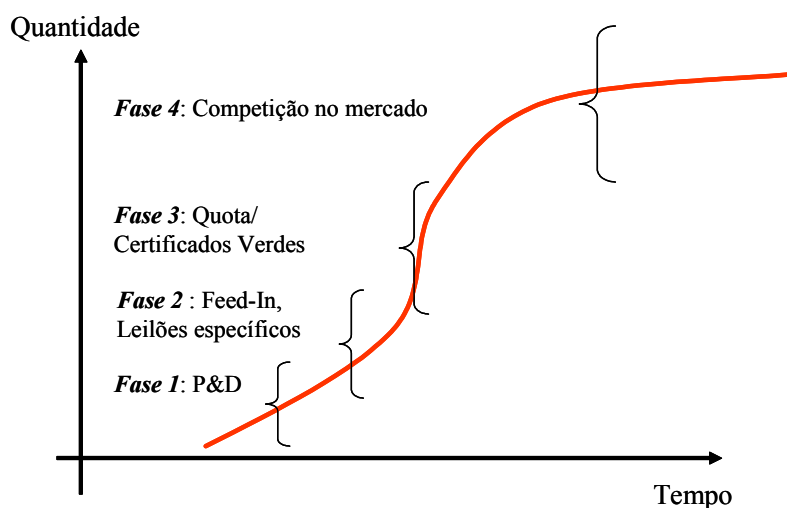


Figura 2.19– Instrumentos aplicados nos diversos estágios de amadurecimento tecnológico de fontes alternativas de energia (MIDTTUN, 2007)

A primeira fase do desenvolvimento tecnológico é caracterizada por ações de estímulo à inovação. Uma vez que a tecnologia associada à fonte alternativa em questão apresenta-se ainda em fase embrionária, o seu desenvolvimento deve ser estimulado através da aplicação de políticas de P&D, políticas de subsídios tecnológicos ou políticas para assegurar o desenvolvimento de nichos específicos de mercado. Estas políticas devem fornecer um ambiente favorável para o desenvolvimento tecnológico até o momento em que a tecnologia esteja mais madura ou no limite da competitividade. A partir de então, ações em políticas de P&D tornam-se menos necessárias.

Após o estágio de amadurecimento ou no limiar da competitividade, ações governamentais devem focar em políticas que proporcionem sua atuação no mercado de uma forma mais competitiva. A segunda fase tem por objetivo introduzir a tecnologia em um mercado mais competitivo. Por ser seu primeiro contato com um ambiente competitivo, é importante que a tecnologia seja apoiada por mecanismos que apresentem um nível de segurança tal que possibilitem a continuidade de seu desenvolvimento agora em um ambiente competitivo. Nesta fase, os mecanismos *Feed-In* e Leilões Específicos apresentam a segurança para que haja o contínuo desenvolvimento. Como visto anteriormente, tanto o sistema *Feed-In* quanto o sistema de Leilão podem criar uma estabilidade financeira para o investidor ao garantir a compra da energia por um período pré-determinado. O sistema *Feed-In*, pelas suas características já discutidas no início deste capítulo, representa um mecanismo que acelera a fase do desenvolvimento tecnológico, quando comparado ao Sistema de Leilão específico. Em ambos os sistemas, a garantia dada na compra da energia por um período determinado, a diferenciação e a precificação para cada tecnologia são vantagens importantes para a continuidade do desenvolvimento tecnológico no ambiente competitivo (MIDTTUN, 2007).

Após o período de desenvolvimento durante a segunda fase, a tecnologia pode se expandir de tal forma que promova quedas de preço e também o contínuo amadurecimento da tecnologia. Na terceira fase, o grau de amadurecimento das tecnologias permite competição com outras tecnologias alternativas, sem necessidade de manutenção de nichos de mercado específicos. Segundo MIDTTUN (2007) a nova tecnologia na terceira fase estará exposta a uma competição entre várias tecnologias (o que ocorre com o sistema de Cotas/Certificados Verdes) e deverá ganhar de seus concorrentes antes de passar a participar do mercado de fontes convencionais de energia elétrica.

Após o desenvolvimento da tecnologia em um ambiente mais competitivo entre as FAEs de geração renovável, esta deverá apresentar amadurecimento que a torne apta a competir com as fontes convencionais de energia. A quarta fase caracteriza-se pelo amadurecimento da tecnologia a tal ponto que não necessita mais de política específica para seu desenvolvimento. O próprio mercado das fontes convencionais de energia ditará as regras e esta, por estar amadurecida, poderá participar de um mercado ainda mais competitivo sem a necessidade de

intervenções governamentais em políticas específicas. Neste caso, não se pode falar mais de “tecnologia ou fonte alternativas”.

A harmonização dos mecanismos de desenvolvimento tecnológico consiste na adoção de dois mecanismos de incentivos em momentos diferentes do amadurecimento tecnológico, possibilitando que as limitações dos dois mecanismos sejam reduzidas. Uma vez que o sistema *Feed-In* pode induzir a uma não redução dos custos da geração, dadas as garantias que o próprio mecanismo dá, quando esta tecnologia estiver amadurecida, a adoção do sistema de Cotas/Certificados Verdes proporcionará um nível de competição que dará continuidade ao processo otimização tecnológica, além de reduzir os preços. A limitação do sistema de Cotas/Certificados Verdes no suporte ao desenvolvimento de tecnologias inovativas seria, então, substituída pela manutenção de um sistema *Feed-In* diferenciado por fontes. Quando uma tecnologia está inserida dentro de um ambiente de forte competição, novos modelos de negócios podem surgir na adaptação das necessidades da tecnologia e do mercado. Os resultados provenientes deste ambiente competitivo pressionam significativamente a curva de aprendizado tecnológico (MIDTTUN, 2007).

De uma forma geral, a proposta de harmonização está na inserção gradativa de competitividade desde um nível nulo como aquele apresentado na primeira fase de implementação de políticas de P&D até ao nível máximo de competitividade quando a tecnologia apresenta amadurecimento suficiente para participar do mercado de fontes convencionais de energia. Entre os dois extremos existe, então, a adoção de políticas para o amadurecimento da tecnologia (por exemplo *Feed-In*) e logo em seguida sua inserção em um ambiente competitivo entre as fontes do mesmo nicho.

Com base nos estudos da IEA sobre curvas de aprendizado (IEA, 2000) e os valores das tarifas praticadas na Alemanha sob o sistema *Feed-In*, e as tarifas praticadas na Suécia sob o sistema de Cotas/Certificados, MIDTTUN (2007) apresenta áreas de domínio de cada mecanismo de incentivo às fontes renováveis de energia como pode ser visto na figura 2.20. A utilização das curvas de aprendizagem pode ser um balizador para o momento de transição entre as fases propostas pela harmonização dos mecanismos para o desenvolvimento de tecnologias associados às fontes alternativas de energia.

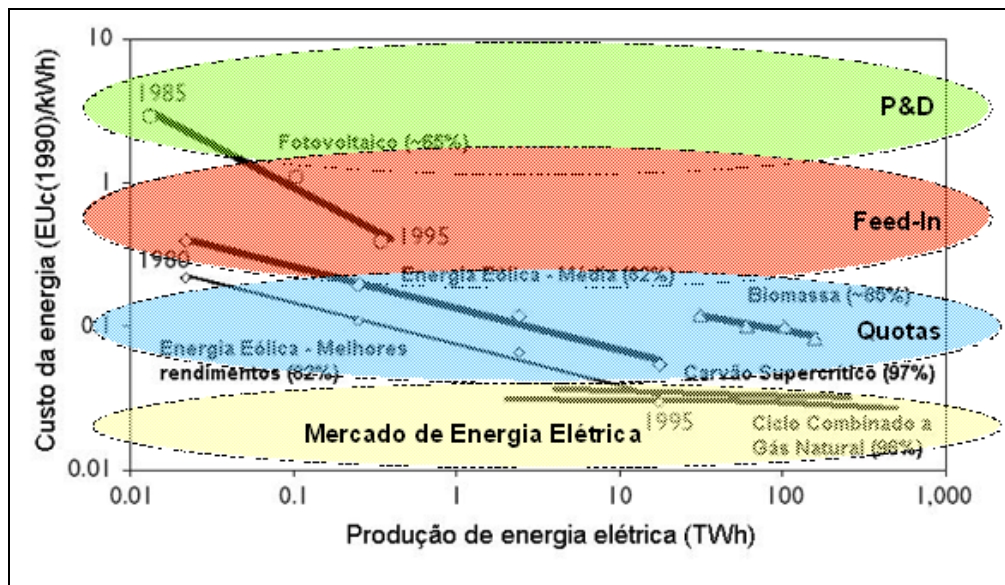


Figura 2.20 – Áreas de atuação de mecanismos de incentivos e diversas curvas de aprendizado para diversas tecnologias. (Fonte: IEA, 2000; MIDTTUN, 2007)

Assim, tão importante quanto as avaliações das diversas políticas de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica aplicadas nos mais diversos mercados, o estudo da maturidade tecnológica deve ser um balizador da escolha dos mecanismos.

2.7 Quadro comparativo dos mecanismos de políticas de desenvolvimento de FAEs de geração renovável

Após a apresentação dos mecanismos de incentivos a fontes renováveis de energia dentro de uma perspectiva teórica, a tabela 2.2 descreve resumidamente cada uma das políticas apresentadas apontando suas principais características, vantagens e desvantagem.

Tabela 2.2 – Quadro comparativo das políticas de incentivos para FAEs de geração renovável

Incentivo	Vantagens	Desvantagens
Subsídios diretos para Investimento	Reduz o montante de capital inicial próprio necessário para iniciar o projeto. Garante o aumento da capacidade em um curto prazo.	Os critérios para escolha do nível de subsídio e das tecnologias a serem beneficiadas podem dificultar a evolução de um mercado mais competitivo em curto prazo e também a adoção gradual de avanços tecnológicos. Em princípio, o subsídio é arcado por todos os contribuintes (consumidores e não consumidores)
Medidas fiscais	Cria uma fonte de renda (custo evitado) para o projeto ao longo do período do benefício fiscal.	Em se tratando de um subsídio indireto, valem as mesmas desvantagens apontadas no item anterior.
Sistema <i>Feed-In</i>	O mecanismo de <i>Feed-In</i> cria uma estabilidade financeira para o investidor ao garantir a compra da energia por um período pré-determinado. Os riscos financeiros são minimizados uma vez que são protegidos através dos contratos de compra e venda de energia a um prêmio ou preço pré-determinados. Garante um aumento de capacidade no curto prazo. Em princípio, os consumidores da energia são aqueles que arcam com o ônus.	É um mecanismo caro que, dado o exemplo dos grandes mercados eólicos (que o mantêm por um período muito longo), tem se mostrado incapaz de gerar, por si próprio, um mercado mais competitivo entre as FAEs de geração renovável. Não necessariamente estimula os empreendimentos eólicos mais eficientes. Pode acarretar em uma sobre capacidade instalada e um sobre custo indesejado aos consumidores.
Sistema de Cotas/Certificados Verdes	Possibilidade de formação de um mercado paralelo na comercialização dos certificados verdes. Permite a formação de um mercado competitivo que leva, em princípio, ao custo mínimo. O valor da tarifa é determinado pelo mercado e não de forma administrativa	Em geral, o sistema de cotas necessita uma infra-estrutura regulatória e administrativa mais sofisticada (elevados custos de transação). Não estimula pesquisa e desenvolvimento além de não estimular a aprendizagem tecnológica. Não induz mercado para fontes com elevado potencial tecnológico, porém pouco competitivas (GELLER, 2003).
Sistema de Leilão	Este sistema tende a favorecer os projetos mais eficientes uma vez que os projetos de custos mais reduzidos são escolhidos pelo processo de leilão.	O sistema de licitação não foi suficiente para atrair grandes investimentos. Por estar sujeita a muitas incertezas de oferta e demanda do setor de energia, o crescimento de projetos em FAEs de geração renovável é baixo. Também apresenta o problema de não fomentar fontes com elevado potencial tecnológico, porém pouco competitivas.

Tabela 2.2 – Quadro comparativo das políticas de incentivos para fontes renováveis de energia (Continuação)

Incentivo	Vantagens	Desvantagens
Harmonização dos sistemas <i>Feed-In</i> e Cotas/Certificados Verdes	Cria uma estabilidade financeira para o investidor ao garantir a compra da energia por um período pré-determinado em um primeiro momento de aplicação do sistema <i>Feed-In</i> . Após o amadurecimento da tecnologia a aplicação do sistema de Cotas/Certificados Verde proporciona um cenário mais competitivo reduzindo assim os custos de geração inicialmente aplicados durante o sistema <i>Feed-In</i> .	Em uma primeira análise, a proposta de harmonização capta as vantagens do sistema <i>Feed-In</i> e do Cotas/Certificados Verdes mas a imprecisão da identificação do momento de transição entre os dois sistemas pode acarretar em uma extensão dos custos provenientes do <i>Feed-In</i> ou a adoção precoce de um sistema mais competitivo causando desequilíbrios ao desenvolvimento da tecnologia no mercado.

2.8 Conclusões e Considerações

De uma forma geral, este capítulo analisa em termos teóricos os principais mecanismos utilizados para o desenvolvimento de FAEs de geração renovável em geral e que também são aplicados no desenvolvimento de mercados eólicos. Além de apresentar uma visão estática de cada um dos mecanismos, também é apresentada uma visão teórica do efeito dinâmico representado pelo progresso tecnológico.

As duas principais linhas de políticas destinadas ao desenvolvimento de FAEs de geração renovável focam ou no preço ou na quantidade. Em termos de capacidade instalada, os melhores resultados tem sido obtidos quando da adoção de políticas baseadas no preço, conforme o próximo capítulo discutirá sobre a experiência alemã. O forte efeito dos incentivos praticados em sistemas baseados no preço torna-o mais atrativo, estável e previsível. Por outro lado, o sistema *Feed-In* não é preciso ao antecipar o nível de produção das FAEs de geração renovável devido às incertezas intrínsecas da curva de custo, limitando assim a eficiência do processo. Desta formas, o sistema baseado em quantidade mostra-se mais eficiente tal como a adoção de leilões sucessivos fornecendo uma forma indireta de controle dos custos proporcionando uma redução nos custos finais dos consumidores.

Uma outra diferença entre os sistemas está no nível de obtenção de ganhos adicionais. No sistema de *Feed-In* e no sistema de certificados verdes, os produtores se beneficiam plenamente da diferença entre a tarifa ofertada e os custos reais do empreendimento, já no sistema de leilão, não existe esta diferença pela própria natureza do sistema. Desta forma o sistema de leilão não oferece nenhum ganho adicional ao produtor. Ao observar os ganhos extras proporcionados pelo efeito dinâmico do progresso tecnológico, no caso do sistema *Feed-In* o grande beneficiário é o produtor enquanto que no sistema de leilão, o benefício extra é distribuído aos consumidores, ao absorver tecnologias mais baratas. A experiência europeia no desenvolvimento de mercados eólicos mostra que o primeiro caso é mais favorável para o desenvolvimento de novas tecnologias com um custo mais alto para a sociedade. Na segunda opção as margens para os produtores são mais baixas e naturalmente se estabelece uma resistência ao desenvolvimento tecnológico. Entre estes dois extremos o sistema *Feed-In* de tarifas variadas mostra-se mais eficiente na redução dos custos para a sociedade. O Sistema de Cotas/Certificados Verdes também proporciona uma distribuição mais justa dos ganhos entre os produtores e consumidores em que ambos são interessados no desenvolvimento de novas tecnologias sem que pesado ônus seja arcado exclusivamente pelos consumidores.

Qualquer comparação entre os vários instrumentos deve levar em conta as condições reais de aplicação de políticas de incentivo. É necessário que haja um levantamento dos diferentes

níveis de maturidade das fontes energéticas participantes de forma a se encontrar os melhores mecanismos, buscando sempre a metodologia mais eficiente considerando as metas estabelecidas e as limitações de recursos destinados aos subsídios e incentivos. No caso do sistema de licitação, uma regulamentação específica para grupos específicos de FAEs de geração renovável torna-se fundamental para que novas tecnologias não sejam marginalizadas ou penalizadas no processo. No caso de certificados verdes a criação de sistemas específicos para cada tecnologia pode tornar o sistema mais complexo. Pode existir competição entre tecnologias no mercado de certificados verdes desde que as regras introduzidas estejam de acordo com a tecnologia usada, deixando espaço para o desenvolvimento de novas tecnologias.

De uma forma geral, a discussão teórica dos mecanismos de incentivos procura avaliar os benefícios dos investidores e produtores, além dos custos arcados pela sociedade. A preocupação das autoridades públicas em promover o desenvolvimento de FAEs de geração renovável tem aberto várias frentes de discussão principalmente na eficiência do processo e os custos envolvidos para a sociedade. A avaliação teórica será utilizada para a avaliação da experiência de incentivo dos principais mercados eólicos que são analisados no próximo capítulo.

CAPÍTULO III

EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DE DESENVOLVIMENTO DE MERCADOS EÓLICOS

3.1 Introdução

A experiência mundial mostra que o uso da energia eólica tem sido motivada e incentivada principalmente por questões ambientais. A necessidade de diversificação da matriz energética associada a uma geração limpa, confere a geração eólica uma importante oportunidade de desenvolvimento. Esta oportunidade tem se apresentado de diversas formas e intensidades no que diz respeito ao arcabouço político implementado em cada país. Como visto no capítulo anterior, as duas grandes frentes de atuação de políticas para o desenvolvimento de mercados eólicos (como as demais fontes renováveis de energia) focam ou preço ou a quantidade e, desta forma, as direções e efeitos globais tornam-se consequência direta da escolha de um dos caminhos adotados.

Após uma análise teórica dos principais mecanismos para implementação de políticas de desenvolvimento de mercados renováveis, este capítulo mostra duas experiências internacionais na adoção de linhas específicas de políticas de desenvolvimento. Além de apresentar o arcabouço legal de cada um dos programas adotados também é apresentada a evolução do uso da energia eólica ao longo do tempo e o efeito do desenvolvimento tecnológico aliado aos efeitos político, econômico e social. Como já discutido, o sistema *Feed-In* é aquele que tem possibilitado uma maior penetração da tecnologia eólica no mercado e que também tem sido utilizado por vários países como política de incentivo.

Este capítulo analisa a experiência internacional da utilização das políticas de incentivos a fontes renováveis de energia elétrica, detalhando o desenvolvimento do mercado eólico na Alemanha e no Reino Unido, que representam os mais significativos resultados na implementação de políticas distintas de incentivos a fontes renováveis de energia elétrica, a saber o sistema *Feed-In* e o Sistema de Cotas/Certificados Verdes, respectivamente. Para exemplificar os efeitos práticos de cada uma das linhas de políticas, são apresentados as leis adotadas, os principais marcos regulatórios ao longo do período, os resultados destas leis e o estado-da-arte da energia eólica em cada país.

Por ser um dos sistemas mais utilizado em políticas de incentivos para fontes renováveis de energia elétrica, o Sistema *Feed-In* apresenta várias peculiaridades em sua aplicação que se

ajustam ao contexto dos recursos e metas de cada país que o adota como principal mecanismo de política. Por ser adotada em vários países, a escolha de uma experiência real deste importante mecanismo de política de desenvolvimento teve por base uma de suas principais características: a rápida absorção de projetos. Desta forma, a escolha da experiência alemã mostra-se como uma importante referência, visto o forte desenvolvimento industrial e o crescimento contínuo de projetos instalados, não só projetos eólicos mas também de outras fontes renováveis de geração de energia elétrica. A participação das fontes renováveis de energia elétrica na Alemanha totalizaram em 2005 10% de toda a geração de energia elétrica e 4,5% de toda a energia primária consumida (BMU, 2006a). Especificamente sobre a geração de energia eólica, a Alemanha mantém-se na liderança mundial desde a década de 90, quando a aplicação da Lei *Feed-In* de Eletricidade (1991) possibilitou um rápido crescimento do mercado eólico.

No caso do Sistema de Leilão e de Cotas, as experiências internacionais são mais restritas. Poucos países adotaram estes sistemas como mecanismo para o desenvolvimento de mercados de geração renovável de energia elétrica. Países com o Reino Unido, Irlanda e França apresentaram resultados significativamente inferiores do que aqueles estimados antes do início dos programas. De certa forma, como abordado no capítulo anterior, o crescimento de projetos renováveis neste sistema é mais lento comparado ao do sistema *Feed-In*. Mesmo com as restrições de um crescimento mais lento, o sistema de leilão apresenta uma característica importante que está na tendência de redução dos prêmios pagos à geração renovável, visto que, em um sistema de leilão, os preços tendem para o custo marginal do projeto. Desta forma, a experiência mostrada no Reino Unido agrega características importantes tanto na adoção do sistema de leilão quanto, em sua revisão, na adoção de um Sistema de Cotas/Certificados Verdes. O Reino Unido mostra o resultado de dois mecanismos distintos: em um primeiro momento o *Non Fossil Fuel Obligation* (1990 até 1998), que era basicamente um sistema de leilão; e o *Renewable Obligation* (2002 até 2027) que impõe um sistema de Cotas/Certificados Verdes. Em um primeiro momento os resultados obtidos para a geração eólica no Reino Unido na vigência da *Renewable Obligation* possibilitaram uma aceleração dos projetos contratados. Em 2005, para o caso da energia eólica em particular, o Reino Unido possuiu aproximadamente 1400 MW de projetos eólicos instalados ocupando o 7º lugar no ranking mundial dos países que geram energia elétrica a partir do vento.

Como visto no capítulo anterior, as características das duas principais linhas políticas que atuam sobre o preço e sobre a quantidade determinam, entre outros fatores, a velocidade da absorção da tecnologia e os custos globais inerentes (prêmio recebido pelos investidores e os custos arcados pela sociedade). A Alemanha e o Reino Unido mostram a evolução de duas políticas de incentivos à energia eólica distintas e seus efeitos sobre a sociedade, a indústria, o meio ambiente e o setor elétrico de cada país.

3.2 Panorama Mundial das Políticas de Incentivos a Fontes Renováveis de Energia Elétrica

Além dos principais mecanismos políticos de incentivos à fontes renováveis de energia elétrica o desenvolvimento tecnológico foi acompanhado de importantes investimentos em políticas de P&D. De uma forma geral, as políticas governamentais de P&D englobam os mais significativos montantes destinados a esta finalidade. Comparativamente aos investimentos de P&D em energia de uma forma geral, as fontes renováveis de energia participaram em aproximadamente 8% destes investimentos nos países da OECD no período de 1974 a 2002. Os investimentos em P&D direcionados à fontes renováveis de energia elétrica somam um total de US\$ 23,5 bilhões no período. No período de 1990 a 2002 os principais países que investiram em fontes renováveis de energia foram: Estados Unidos (US\$ 236,9 milhões/ano), Japão (US\$ 110,9 milhões/ano) e Alemanha (US\$ 82,8 milhões/ano) (IEA, 2004). Como apresentado na figura 3.1, vários países iniciaram políticas de P&D na década de setenta e mantêm, mesmo que de forma decrescente, os investimentos em P&D em tecnologias de geração renovável de energia elétrica.

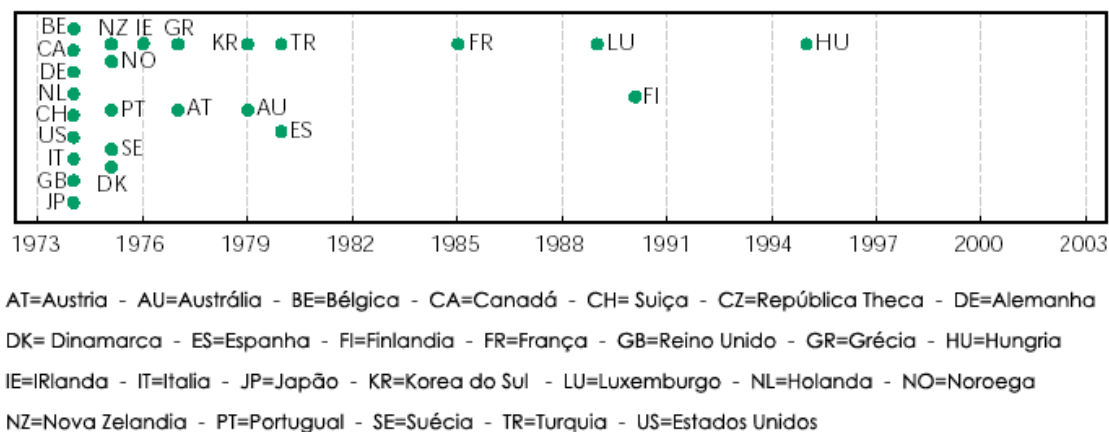


Figura 3.1 – Início da adoção de políticas de P&D e de projetos de demonstração em diversos países (Fonte HAAS, 2004, IEA, 2004)

Os investimentos privados em P&D destinados a fontes renováveis de energia elétrica é limitado, presente em poucos países e focados em tecnologias específicas, apesar do fato de que P&D possibilita inovações, reduções de custos e desenvolvimento de oportunidades em um mercado específico de aplicações em fontes renováveis. Ao mesmo tempo que o setor privado está disponível para implementar os avanços tecnológicos provenientes de pesquisas, ele

apresenta-se com grandes resistências para financiar projetos com os quais seus concorrentes poderiam se beneficiar.

As pesquisas patrocinadas pelo setor privado geralmente estão focadas nas tecnologias solar fotovoltaica e eólica. As indústrias envolvem-se em pesquisas nestas tecnologias de uma forma mais competitiva do que colaborativa (IEA, 2004). Esta perspectiva é vista com muita clareza em empresas do setor privado especializadas no desenvolvimento de turbinas eólicas cada vez maiores e mais competitivas superando as barreiras da geração eólica como a intermitência, armazenamento e confiabilidade (IEA, 2004).

O desenvolvimento tecnológico e a experiência de mercado estão fortemente ligados e podem funcionar como um círculo virtuoso (como mostrado na figura 3.2). Este círculo virtuoso toma por base o relacionamento entre a tecnologia, melhorias na fabricação e o aprendizado através das experiências de mercado que é mantido por políticas específicas como aquelas apresentadas no Capítulo 2. Esforços complementares tanto do setor privado como do setor governamental no desenvolvimento tecnológico podem possibilitar o crescimento do mercado

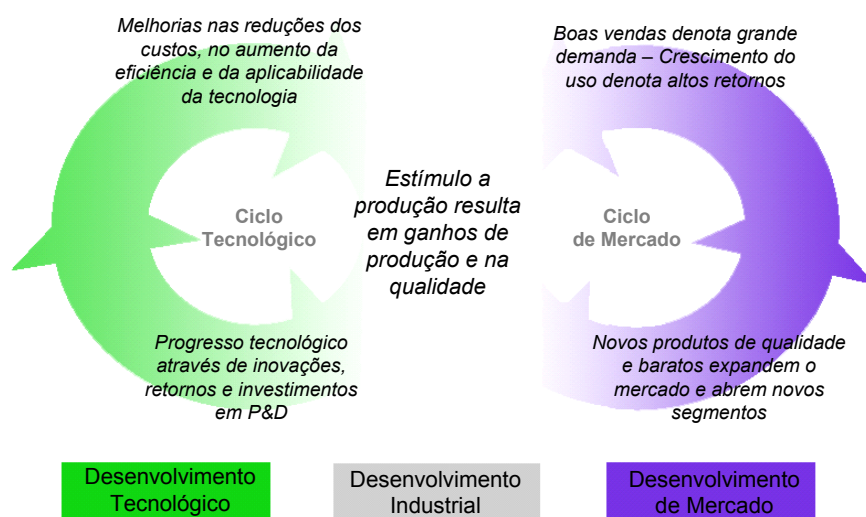


Figura 3.2 – Círculo Virtuoso na manutenção de um ambiente de políticas de P&D e políticas de desenvolvimento de mercado para fontes renováveis de energia elétrica. (Fonte: IEA, 2004)

Os instrumentos políticos destinados ao desenvolvimento de um mercado de fontes renováveis podem ser classificados em quatro quadrantes definidos pelo foco em que as ações serão adotadas. As políticas podem ser direcionadas para o lado do consumidor (demanda) ou pelos produtores (oferta). Elas também podem estar focada diretamente na capacidade instalada ou na geração. Em muitos casos os instrumentos políticos podem estar presentes em mais de um quadrante como mostra a figura 3.3.



Figura 3.3 – Políticas para o desenvolvimento de mercados de geração renovável de energia elétrica (Fonte: IEA, 2004)

Um número significativo de países iniciaram suas políticas de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica no início da década de 90 (IEA,2004) (ver figura 3.4). Cada país escolhe as políticas e medidas fiscais que melhor se adaptam a seus recursos naturais disponíveis, sua estrutura econômica e os objetivos de desenvolvimento de mercado. A partir da década de 90 e início do século XXI vários países adotaram metas para geração renovável de energia principalmente nas metas de redução de emissões de CO₂ estipuladas pelo Protocolo de Quioto (IEA, 2004). Como pode ser visto na figura 3.5 a situação atual das políticas adotadas pelos países europeus para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica apresenta uma forte tendência para aplicação do sistema *Feed-In*.

Como visto na figura 3.4, um número significativo de países passaram a adotar políticas de incentivos a fontes renováveis de energia durante a década de noventa³⁰. Este período representou um aquecimento no mercado de fontes renováveis de energia, em especial a energia eólica. O crescimento da capacidade instalada de empreendimentos eólicos durante a década de noventa reflete os efeitos da participação de um número maior de países na adoção de políticas de incentivo à fontes renováveis de energia como apresentado na figura 3.6 representando a capacidade total instalada de empreendimentos eólicos no mundo.

³⁰ Para maiores informações sobre o arcabouço regulatório de diversos países apresentados na figura 3.4 consultar PEREIRA *et al.* (2004); DUTRA *et al.* (2004); HAAS (2004); IEA (2004); VRIES *et al.* (2003); dentre outros

Ao final de 2005, a potência eólica instalada no mundo somava aproximadamente 59 GW³¹. Os dez maiores mercados de energia eólica em 2005 somam o equivalente a 85% de toda a potência instalada no mundo. O ranking dos dez maiores mercados de energia eólica no mundo são: Alemanha (18,4 GW), Espanha (10,0 GW), Estados Unidos (9,1 GW), Índia (4,4 GW), Dinamarca (3,1 GW), Itália (1,7 GW), Reino Unido (1,3 GW), China (1,2 GW), Países Baixos (1,2 GW), e Japão (1,0 GW) (WWEA, 2006).

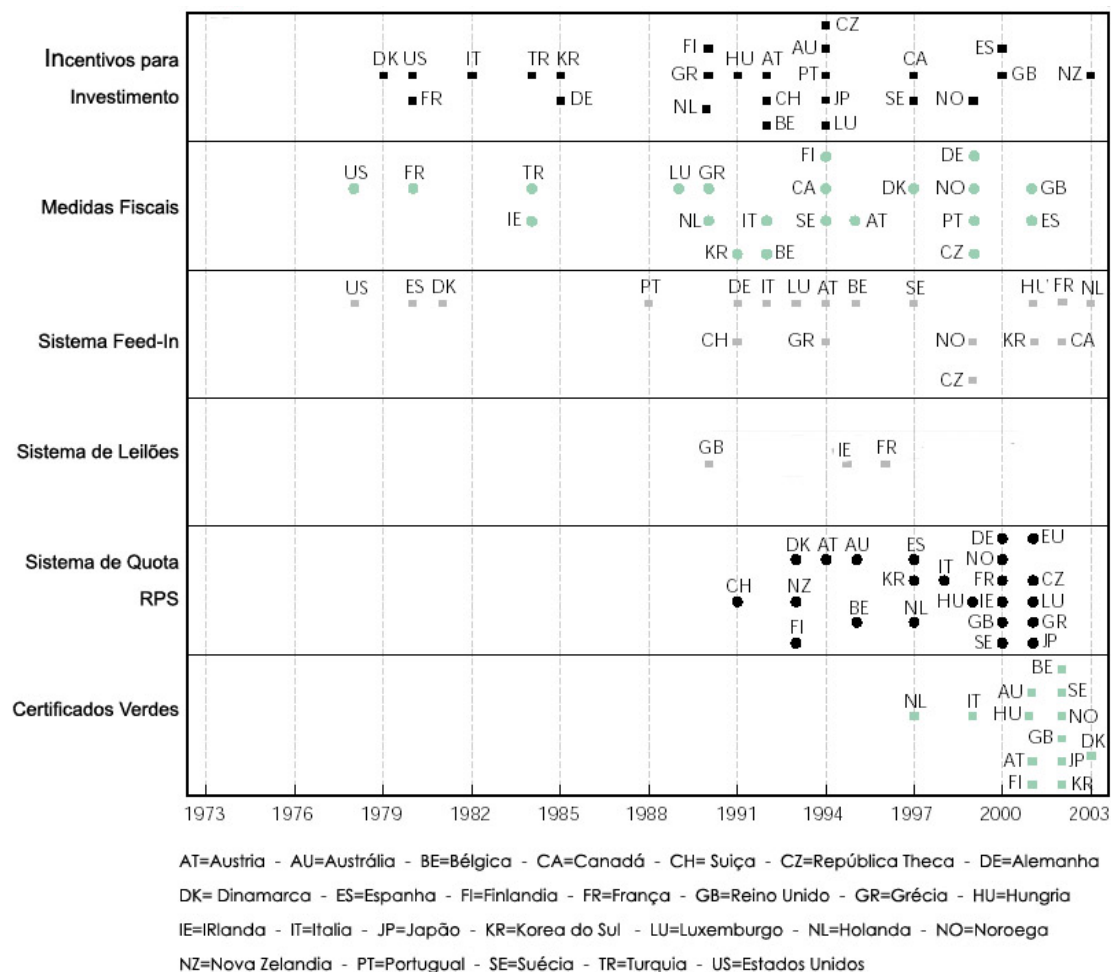


Figura 3.4 – Início da aplicação dos diversos mecanismos de políticas de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica em diversos países (Fonte HAAS, 2004, IEA, 2004)

³¹ Para um panorama mais detalhado dos países que possuem empreendimentos eólicos conectados a rede elétrica e a evolução da potência instalada em cada um, consulte o Anexo – I apresenta dados da evolução histórica recente da energia eólica no mundo.

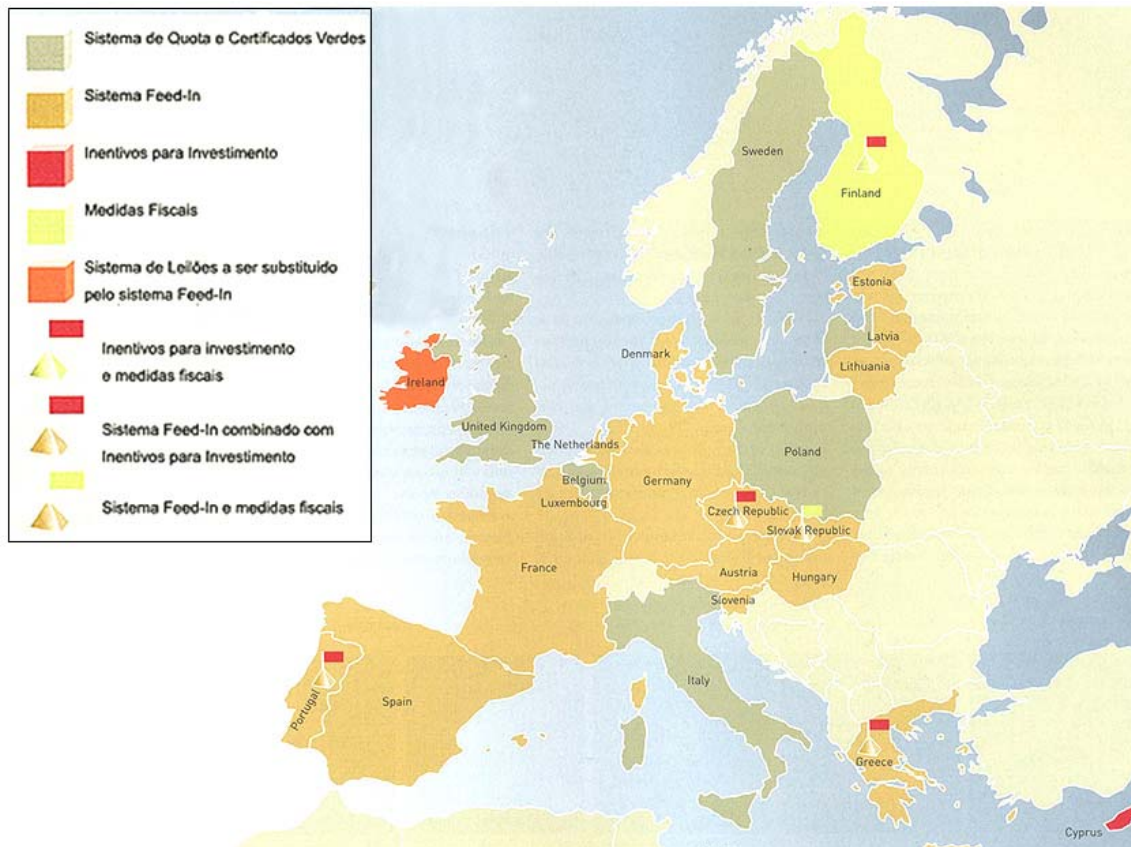


Figura 3.5 – Políticas adotadas pelos países europeus para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica em vigor em 2006 (Fonte: MAY, 2006)

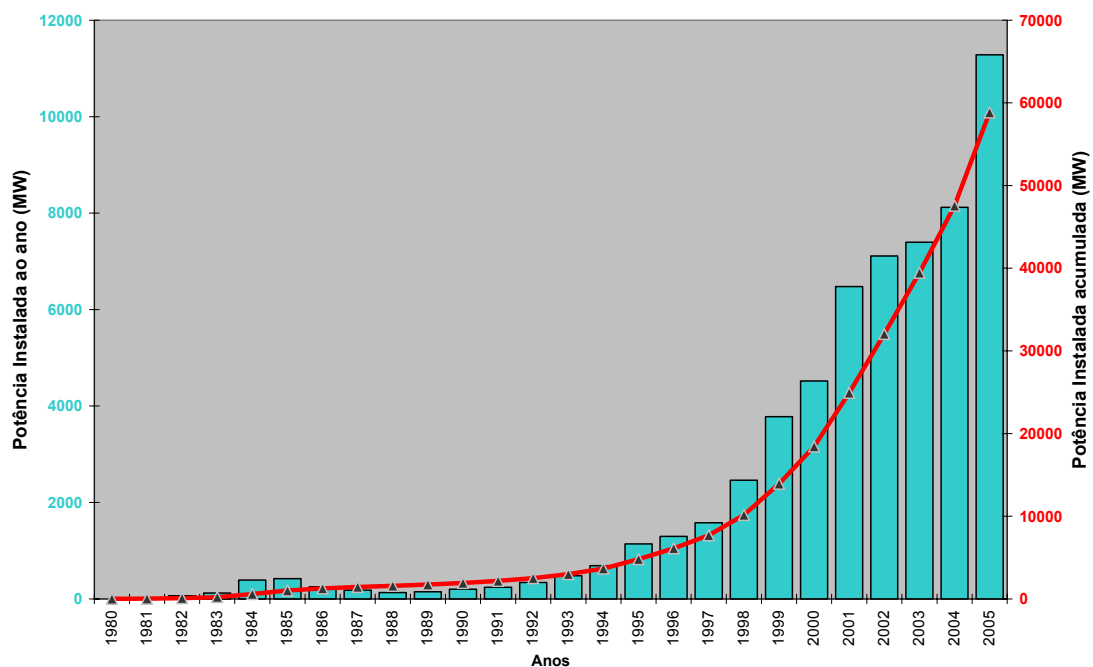


Figura 3.6 – Potência eólica instalada no mundo no período de 1980 a 2005 (Fonte: WWEA, 2006, DUTRA, 2001)

A tabela 3.1 sumariza a evolução da capacidade instalada acumulada dos dez maiores mercados em energia eólica no mundo, a energia gerada e a sua participação no consumo total de energia elétrica em cada país. Dos dez países indicados na tabela 3.1 destacam-se a evolução recente da Alemanha e do Reino Unido onde as políticas adotadas para o desenvolvimento da energia eólica além das demais fontes renováveis de geração de energia elétrica serão estudados a seguir.

Tabela 3.1 – Panorama da geração eólica nos dez maiores mercados mundiais

País	Meta para ER	2005			2004			2003		
		PI (MW)	GE (GWh)	% PEGE	PI (MW)	GE (GWh)	% PEGE	PI (MW)	GE (GWh)	% PEGE
Alemanha	12,5% de ER até 2010	18428	26500	4,8	16628	25509	4,9	14609	18859	3,9
Espanha	20 GW de energia eólica até 2010	10027	20236	7,8	8263	14178	3,7	6202	11370	4,8
USA		9149	28051	0,7	6752	19600	0,5	6352	19500	<1,0
Índia ¹	10% de ER até 2010, 20% até 2020	4430	ND	ND	2983	ND	ND	2120	4448	0,8
Dinamarca	29% de ER até 2010	3128	6614	18,5	3118	6580	18,5	3115	5542	15,7
Itália	2,5 GW de energia eólica em 2012	1717	2140	0,6	1265	1837	25,6	891	1400	0,5
Reino Unido	10% de ER até 2010	1353	2705	0,5	933	1935	0,48	704	1474	0,4
China ¹	10% de ER até 2020	1260	ND	ND	764	ND	ND	566	ND	0,1
Holanda	5% de ER até 2010	1219	2000	1,7	1078	1853	1,7	912	1330	1,2
Japão	3 GW de energia eólica até 2010	1040	1438	0,2	940	1299	0,1	644	988	0,1

1 - Os dados referente a produção energética a partir de fontes renováveis de energia elétrica na Índia e da China englobam várias fontes. Não foi possível ter obter valores da geração de energia elétrica a partir da energia eólica e sua participação da geração global de energia elétrica.

ER – Energias Renováveis

PEGE - Participação eólica no consumo de energia elétrica

PI – Potência Instalada

GE – Geração Elétrica

ND – Dados não disponíveis

(Fonte: CSEP, 2005; REEEP, 2006; WWEA,2006; IEA,2006,2005,2004)

Tabela 3.1 – Panorama da geração eólica nos dez maiores mercados mundiais (Continuação)

	2002			2001			2000		
Pais	PI (MW)	GE (GWh)	% PEGE	PI (MW)	GE (GWh)	% PEGE	PI (MW)	GE (GWh)	% PEGE
Alemanha	12400	15786	3,4	8754	10509	2,3	6095	11492	2,4
Espanha	4830	9603	4,3	3337	6932	3,2	2535	4700	2,4
USA	4685	12000	0,3	4258	10800	0,3	2564	ND	ND
Índia	1702	3941	0,7	1500	3836	0,7	1260	2645	0,5
Dinamarca	2880	4877	14,0	2534	4000	12,6	2415	ND	ND
Itália	785	1179	0,5	697	1154	0,4	427	ND	ND
Reino Unido	552	1286	0,3	483	955	0,2	409	810	0,2
China	468	1640	0,1	404	1420	0,1	352	1300	0,1
Holanda	686	910	0,84	497	825	0,8	442	829	0,8
Japão	415	458	0,05	316	348	0,04	142	163	0,02

ER – Energias Renováveis

PEGE - Participação eólica no consumo de energia elétrica

PI – Potência Instalada

GE – Geração Elétrica

ND – Dados não disponíveis

(Fonte: IEA, 2003,2002,2001)

3.3 Políticas de Incentivos a Fontes Renováveis de Energia na Alemanha

3.3.1 Marcos Regulatórios

O apoio do governo alemão para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica teve um grande motivador no que se refere a segurança do abastecimento de energia durante a década de 70. As crises de 1973-1974 e 1979-1980 promoveram impactos consideráveis na economia alemã além de outros países industrializados, conseqüentemente, fontes renováveis de energia passaram a ser focadas como potenciais fontes de redução dos riscos associados a uma forte dependência das importações de combustíveis fósseis. Paralelamente à crise, o crescimento da consciência ecológica juntamente com o surgimento de políticas voltadas ao meio ambiente em toda a Europa, o governo alemão passou a promover, de uma forma mais significativa, investimentos em fontes renováveis de energia.

Na década de oitenta a conscientização da população alemã para questões ambientais foram marcadas de forma significativa pelos efeitos da chuva ácida, na morte de florestas e principalmente nos perigos da geração nuclear. Mesmo sendo utilizada desde 1955, a energia

nuclear na Alemanha surge, após a crise do petróleo da década de setenta como a esperança da geração de energia independente e barata. Entretanto o acidente na estação de geração nuclear de Chernobyl em 26 de abril de 1986 levantou a questão sobre os riscos envolvidos na geração de energia nuclear. De certa forma, todo o pânico gerado com o acidente possibilitou uma nova visão alternativa de geração renovável de energia que viria a substituir as unidades nucleares em operação. Desta forma, ao mesmo tempo em que o governo alemão se via forçado a apresentar um plano de desativação das unidades de geração nuclear, também se via forçado, naturalmente, a encontrar fontes que as substituíssem. A partir de uma política centralizada na geração renovável de energia elétrica atenderia tanto as questões ambientais de geração sustentável quanto na gradativa substituição das plantas nucleares.³²(BWE, 2006)

No início da década de 90, questões ambientais, especialmente aquelas relacionadas a questões de mudanças climáticas tornaram-se as grandes motivadoras para a criação de políticas para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia. O governo alemão, participante do Protocolo de Quioto, concordou em manter as emissões de gases do efeito estufa no período de 2008 a 2012 em 21% de suas emissões de gases de efeito estufa praticadas em 1990. Conseqüentemente, a utilização de fontes renováveis de energia e medidas para acelerar o desenvolvimento tecnológico de fontes renováveis de energia têm sido observadas pelo governo alemão como fundamental para atingir a meta estipulada pelo Protocolo. (RUNCI, 2005)

Um importante aspecto das políticas de desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica na Alemanha pode ser visto também no desenvolvimento e fortalecimento dos diversos segmentos da indústria local. Isto aconteceu para as diversas fontes de geração de energia elétrica. No final da década de oitenta, por exemplo, 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 US\$ 446 milhões no desenvolvimento de máquinas eólicas representando 20% de todo o investimento em pesquisa em fontes renováveis realizados naquele país (IEA, 2004). 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 crescimento inesperado no desenvolvimento do setor operando sob as mesmas condições de orçamento do

³² O governo alemão tem como meta a desativação de 19 plantas de geração nuclear até 2020. Esta tarefa é um grande desafio para o governo alemão visto que elas representavam, em 2000, 30 % da geração de energia elétrica para a Alemanha (LEVITIN, 2005). Até 2006, 2 plantas foram desativadas o que significa que 20,3 GWe ainda estão em funcionamento e deverão ser desativadas gradativamente até 2020 (UIC, 2006).

período anterior. A grande diferença foi que, desde 1989, grande parte da verba alocada foi diretamente dirigida ao desenvolvimento do mercado. Como primeiro passo, o então conhecido como “Programa Experimental de 100 MW” (depois estendido para 250 MW) foi lançado em meados de 1989 e subsidiava a energia gerada em € 0,031/kWh (DEWI, 1998). A partir de 1991, a Lei *Feed-In* de Eletricidade - LFE (*Stromeinspeisungsgesetz*) para energias renováveis garantiu 90% do preço médio de venda da energia elétrica. Ambas as medidas foram combinadas com subsídios estaduais adicionais de até 50% dos custos de investimentos do projeto. Esse incentivo 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.

Ao estabelecer o teto para a obrigatoriedade de compra da energia elétrica renovável por parte das concessionárias, a LFE passou, a partir de 1998, a apresentar-se como um limitante para o desenvolvimento de novos projetos principalmente nas regiões norte do país onde se concentravam um número significativo de projetos, pois nelas encontravam-se os melhores regimes de vento de toda a Alemanha. Por estarem próximos ao limite imposto pela LFE, segundo o qual as concessionárias de energia deveriam comprar a energia de fontes renováveis até 5% da de seus mercados, a continuidade dos projetos eólicos estava comprometida, necessitando de uma nova legislação que expandisse este limite. Em fevereiro de 2000, o Parlamento Alemão ratificou a Lei das Energias Renováveis – LER (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*), garantindo assim a continuidade do suprimento de energia eólica no mercado de energia elétrica. Essa Lei favoreceu também as demais fontes de energia renováveis colocando metas e níveis diferenciados de tarifas para cada fonte renovável participante deste novo programa. De uma forma geral a figura 3.7 apresenta a evolução temporal da aplicação das leis de incentivo às fontes renováveis de geração de energia elétrica na Alemanha.

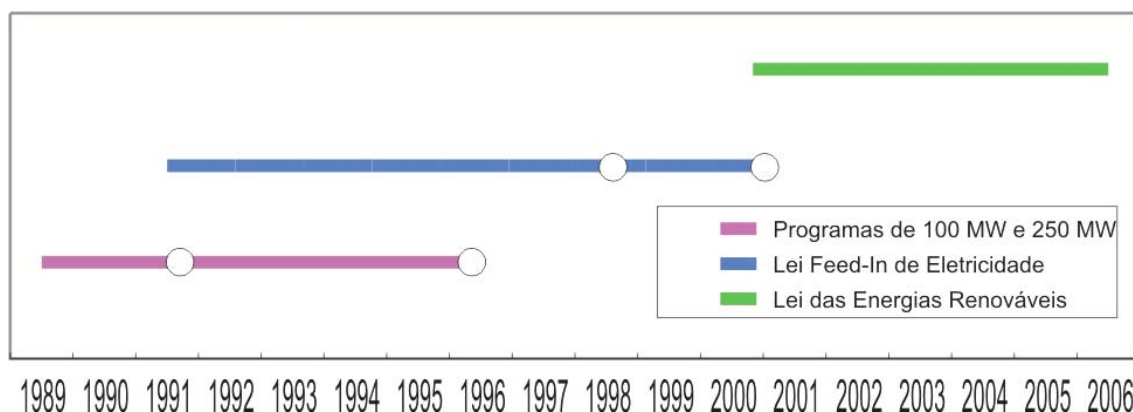


Figura 3.7 – Evolução das Leis de Incentivos a Fontes Renováveis de Energia Na Alemanha

3.3.2 Programas de 100 MW e 250 MW

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 as primeiras cinco turbinas eólicas de uma empresa, após o protótipo ter sido instalado e testado. O “Programa Protótipo de 250 kW” possibilitou o surgimento de cinquenta 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. (KORDS, 1996; GANSEFORTH, 1996).

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 100 MW” em 1989, que, 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:

- $\text{Altura da torre} \times \text{raio do rotor} \times \text{€ } 205,00/\text{m}^2$
- Máximo de 60 % do custo total do projeto
- Subsídios não poderiam ultrapassar € 46.200,00 por projeto

Subsídios para energia:

- € 0,041/kWh (1989-1990) para consumo próprio e para injeção na rede
- € 0,041/kWh (a partir de 1991) apenas para consumo próprio
- € 0,030/kWh (1991-1993) para energia injetada na rede
- € 0,030/kWh (a partir de 1994) para energia injetada na rede

Duração dos Subsídios

- Para projetos aprovados de 1989 a 1993 o subsídio foi 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 € 0,087/kWh (€ 0,046/kWh por parte da concessionária e € 0,041/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. Este programa atingiu, em 1996, a instalação de 1560 turbinas atingindo uma potência total instalada de 362 MW em todos os estados da Alemanha (IEA, 2003).

O início do “Programa de 250 MW” ainda mostrava barreiras quanto à verdadeira abertura de um novo mercado na Alemanha. Esse programa tornou-se mais interessante a partir de 1991 com a Lei *Feed-In* de Eletricidade – LFE. Nos primeiros seis meses de vigência dessa 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 de o subsídio ter sido reduzido de € 0,041/kWh para € 0,030/kWh, (DEWI, 1998), apenas as condições da LFE tornaram os projetos de energia eólica comercialmente 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 turbinas eólicas de um mesmo tipo³³. 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 turbinas eólicas subsidiadas. Esse clima generalizado de subsídios restritos, turbinas eólicas confiáveis de grande porte, localidades com ventos ainda disponíveis e a competição existente forçou a indústria a reduzir os preços de suas turbinas eólicas de modo a possibilitar a venda sem subsídio ou com estes consideravelmente reduzidos.

Como parte do Programa de 250 MW, foi instituído um programa para monitoração e avaliação das turbinas participantes (*Wissenschaftliches Mess und Evaluierungsprogramm WMEP*). Providas de instrumentação de medidas e sensoriamento remoto, todas as turbinas participantes do programa foram monitoradas por um período de 10 anos (ISET, 2004). Este programa tem monitorado turbinas ao longo de aproximadamente quinze anos e tem possibilitado, com a manutenção de um banco de dados que compreende a geração de energia, conexão com a rede, velocidade e direção do vento em cada turbina, a visualização de forma compreensiva do comportamento destas máquinas ao longo do tempo.³⁴

³³ Esta medida teve como objetivo incentivar uma quantidade maior de modelos de turbinas eólicas.

³⁴ Para maiores informações sobre o WMEP, o ISET – *Institut für Solare Energieversorgungstechnik* publica um anuário de avaliação do programa disponível na web page: www.iset.uni-kassel.de

Este programa possibilitou a instalação de 1560 turbinas com um total de capacidade instalada de 362 MW (IEA, 2004)

3.3.3 Lei *Feed-In* de Eletricidade

Até o final de 1990, as concessionárias não eram forçadas a comprar eletricidade gerada por turbinas eólicas e eram livres na definição das taxas de reembolso por kWh gerado. No início da década de noventa, a opinião pública na Alemanha pressionou o parlamento que decidiu unanimemente pela criação da Lei *Feed-In* de Eletricidade – LFE (*Stromeinspeisungsgesetz*), que tinha por objetivo o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica a partir da garantia da compra da energia elétrica gerada. O reembolso da energia elétrica produzida através dos ventos ou através da energia solar estava estipulado em 90% da média dos preços de venda das concessionárias. As concessionárias de distribuição até então compravam a energia na faixa de € 0,041/kWh a €0,056/kWh de grandes produtores de energia elétrica. Isto significa que elas pagavam entre € 0,030/kWh e € 0,046/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 foram 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 representava uma carga financeira adicional significativa para as concessionárias locais, que, por sua vez, as repassavam ao consumidor. Para evitar que as concessionárias locais tivessem uma desvantagem comercial em relação às suas congêneres que não tinham esta carga, a LFE continha uma cláusula de compensação. Essa cláusula permitia que uma concessionária de energia local passasse a carga para uma concessionária regional (geralmente aquela a quem fornecia energia para as concessionárias locais pertencentes a sua área de concessão) se o valor da energia eólica ultrapassar 5% do seu próprio suprimento.

As tarifas pagas para energia eólica durante a LFE são apresentadas na figura 3.8. A queda dos valores tarifários a partir de 1996 mostra que, com a abertura do mercado de energia elétrica na Alemanha, os valores tarifários ao consumidor final caíram e, por estarem indexados por lei, os valores tarifários da energia eólica também caíram para os novos projetos instalados.

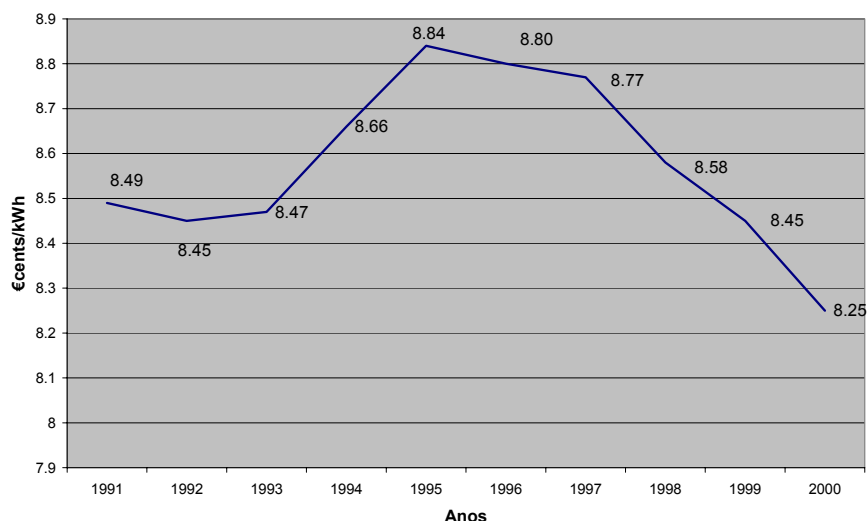


Figura 3.8 - Evolução dos reembolsos de energia eólica pelas concessionárias alemãs
(Fonte: DEWI, 1998; IEA, 2004)

É importante enfatizar que todo o ônus financeiro imposto pela LFE foi arcado exclusivamente pelas empresas fornecedoras de energia elétrica e pelos seus consumidores. A relação de fluxo de energia elétrica e os prêmios pagos pela geração de energia elétrica pelas geradoras renováveis é ilustrado na figura 3.9.

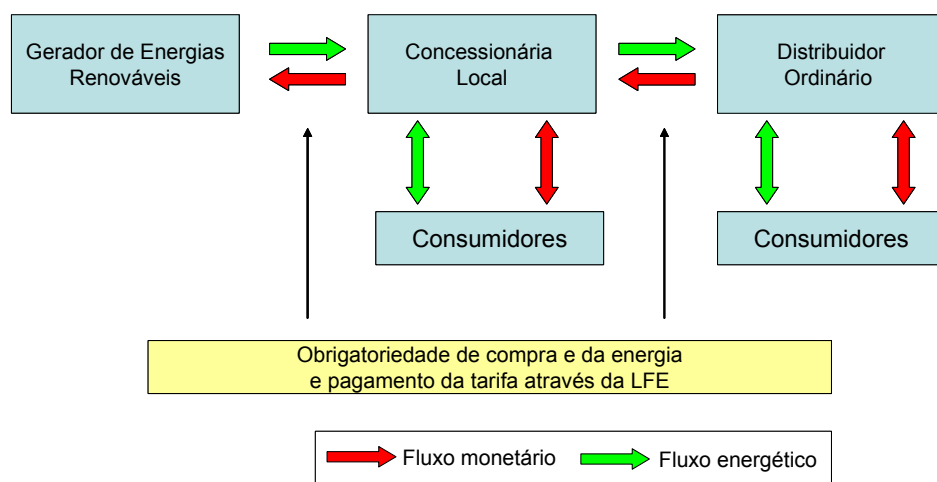


Figura 3.9 - Fluxo de energia e fluxo de caixa imposto pela LFE em 1991
(Fonte: IEA, 2004)

Os projetos em energia eólica não ficaram restritos somente à LFE. 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 era diretamente influenciado pelas características das turbinas eólicas, proporcionou um aprimoramento dos modelos existentes. Ademais, a avaliação das turbinas eólicas por uma instituição independente incentivou também os fabricantes a investirem na otimização de seus modelos, uma vez que seus clientes também teriam acesso ao desempenho de outros fabricantes.

3.3.4 As mudanças e perspectivas do mercado alemão

O crescimento do número de novos projetos em fontes renováveis mostra que esse mercado, sob forte influência da LFE, experimentou um “boom” favorável para a energia eólica. A LFE garantiu os subsídios necessários para o desenvolvimento da indústria de equipamentos eólicos alemã e, para que esta, em concorrência com outras empresas estrangeiras, pudesse fazer do mercado alemão o maior do mundo. Segundo DEWI (2000), 1676 turbinas com capacidade total de 1567,7 MW foram instaladas em 1999 aproximadamente o dobro da capacidade total instalada em 1998. A capacidade alemã até o final do ano de 1999 somava um total superior a 4400 MW, com uma média de crescimento anual de 58% ao ano desde 1993. Em 1999 as 7879 turbinas eólicas instaladas por todo o território alemão produziram o equivalente a 8,5 TWh, valor esse que representa 2% do consumo de energia elétrica naquela ano em toda a Alemanha (WAGNER, 2000).

Mesmo com importantes notícias sobre o crescimento do mercado eólico alemão, várias autoridades do setor já visualizaram 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 declarou:

“A parte eólica referente à produção de energia elétrica brevemente alcançará o limiar de 5% entre as concessionárias do norte da Alemanha. Assim, o governo alemão deve rapidamente promover uma emenda a LFE. 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 LFE se atualize, o colapso dos preços fará com que muitos operadores venham a falir. Além 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 LFE estava no fato de que as melhores regiões eólicas da Alemanha já apresentavam grande taxa de “ocupação eólica”. A maior operadora da rede ao norte de Alemanha, a PreussenElektra, acreditava que o limite de 5% para a energia eólica imposto pela LFE seria alcançado no ano 2000 (HINSCH, 1999a).

Naquele momento o futuro do mercado alemão dependia, em grande parte, de novos ajustes da LFE. 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, de um modo geral, não estava tão próximo de ser alcançado. O grande problema que pressionava a uma revisão na LFE estava nos limitantes da geração de energia eólica na região norte da Alemanha, onde este índice estava próximo de ser alcançado³⁵.

Várias empresas alemãs e dinamarquesas apresentavam preocupações quanto o futuro do mercado eólico mundial e principalmente com o mercado alemão (HINSCH, 1999a, 1999b). Grandes empresas como Neg Micon, Vestas, Enercon, Nordex, entre outras, investiram em novos modelos cada vez maiores e mais potentes para conseguir melhores preços de energia elétrica produzida e, dessa forma, conquistarem melhores fatias do mercado. O mercado alemão, preparado tecnicamente para as novas tecnologias, necessitava de uma emergente reformulação da LFE que garantisse a expansão dos critérios de subsídios sob um novo cenário.

3.3.5 A Lei das Energias Renováveis

No dia 25 de Fevereiro de 2000, o Parlamento Alemão ratificou a Lei das Energias Renováveis - LER (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*), garantindo assim a continuidade crucial do suprimento de energia limpa no mercado de energia elétrica. Essa Lei favoreceu também as demais fontes de energia renovável. Com a nova LER, o governo alemão consolidou uma série de políticas bem sucedidas, iniciadas nos anos 90, abrindo, assim, uma extensa e importante oportunidade para as fontes de energia renovável. O principal objetivo dessa Lei estava na 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 tarifa diferenciada para cada fonte de energia renovável, a LER reconheceu claramente a importância das fontes renováveis de energia para a redução de emissão de gases

³⁵ Os estados alemães situado ao norte do país (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Bremen e Hamburg) apresentaram, juntos, um crescimento na participação da energia eólica do consumo de energia elétrica de 6,4% em 1998 para 8,5% em 1999 (REHFELDT, 2000,2001).

de efeito estufa e para o não esgotamento das reservas de combustíveis fósseis. Essa Lei se destacou como uma iniciativa de formação do mercado sustentável para as fontes renováveis através da compensação das distorções do mercado elétrico convencional. Dentro desse cenário, esperava-se que as fontes renováveis tornariam mais competitivas com relação às fontes convencionais de energia em médio e longo prazo. A LER também inclui mecanismos de tarifas decrescentes diferenciadas para cada fonte renovável de energia elétrica. Este mecanismo passaria por um processo de revisão bi-anual para ajustes necessários em virtude, por exemplo, de inovações tecnológicas e o 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 um cenário mais desfavorável. 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 no sentido de fixar um preço menos volátil ao mercado de energia elétrica.

Baseada em propostas e custos analisados pela comunidade alemã de energia eólica, a LER define o valor a ser pago pela energia eólica em 2000 e a partir deste ano, o valor é reduzido em 1,5% em relação ao ano anterior. Todas as fontes de energia renováveis contempladas na LER apresentam valores iniciais e taxas de redução anual diferenciadas para cada fonte. A tabela 3.2 apresenta todas tarifas pagas às fontes renováveis beneficiadas pela LER em sua primeira redação em 2000 e a figura 3.10 mostra a redução das tarifas ao longo dos anos para a energia eólica desde a implantação da LER.

Tabela 3.2 – Taxa de redução anual e tarifas pagas para as fontes renováveis de energia no LER.

	Redução anual	2000 c€/kWh	2001 c€/kWh	2002 c€/kWh	2003 c€/kWh
Hidrelétricas (< 500kW)	0%	7,67	7,67	7,67	7,67
Hidrelétricas (> 500kW)	0%	6,55	6,55	6,55	6,55
Biomassa (< 500kW)	1,0%	10,23	10,23	10,13	10,03
Biomassa (< 5MW)	1,0%	9,21	9,21	9,12	9,03
Biomassa (> 5MW)	1,0%	8,70	8,70	8,61	8,53
Energia Geotérmica (< 20 MW)	0%	8,95	8,95	8,95	8,95
Energia Geotérmica (> 20 MW)	0%	7,16	7,16	7,16	7,16
Energia Eólica (Primeiros 5 anos)	1,5%	9,10	9,10	8,96	8,83
Energia Eólica (Após os 5 anos)	1,5%	6,19	6,19	6,10	6,01
Energia Solar Fotovoltaica	5,0%	50,62	50,62	48,09	45,68

(Fonte:BMU, 2003)

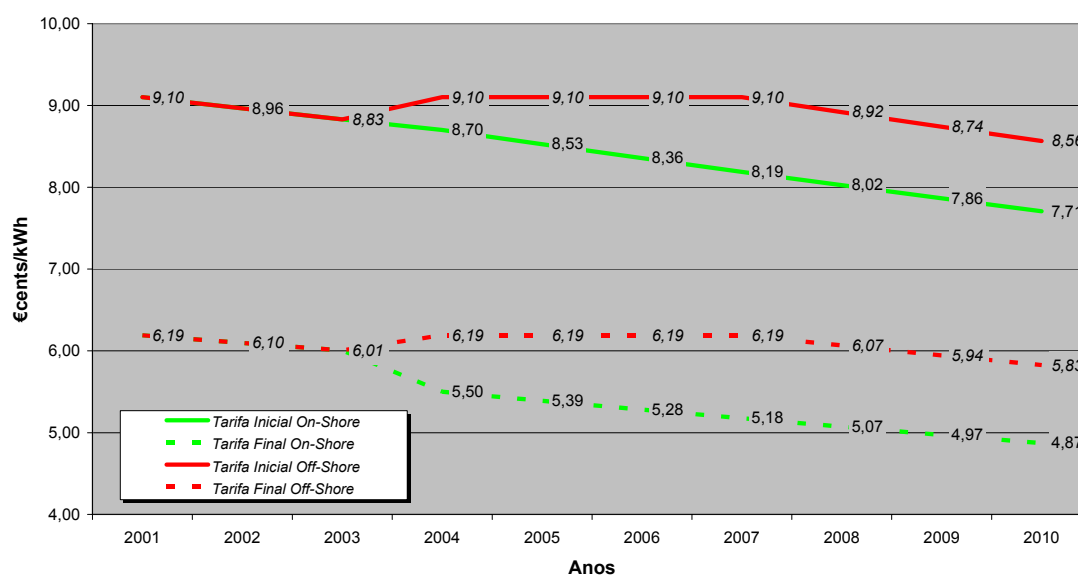


Figura 3.10 – Evolução da tarifa para novos empreendimentos eólicos no contexto da LER

Fonte (BMU,2003,2004)

Para haver uma diferenciação nas tarifas de energia eólica no que se refere ao local de instalação, a LER aponta duas tarifas: Tarifa Máxima (tarifa inicial do projeto) e a Tarifa Mínima (tarifa final do projeto). Nos cinco primeiros anos de projeto, independente do potencial eólico da sua localidade, o projeto recebe o valor da Tarifa Máxima de acordo com o ano de início de sua operação. Para determinar a partir de qual momento o projeto passa a receber a

Tarifa Mínima é feito um cálculo da energia elétrica gerada em cinco anos considerando um regime de vento específico com as seguintes características:

- Velocidade média do vento de 5,5 m/s
- Utilização da Distribuição de Rayleigh
- Altura de referencia da velocidade média do vento de 30 m.
- Rugosidade do terreno de 0,1 m
- Período de produção energética de 5 anos

Para o cálculo da energia gerada nestas condições de referência, o empreendedor deverá fazer os cálculos levando em consideração as seguintes informações:

- Características gerais da turbina eólica utilizada no projeto
- Curva de Potência x Velocidade do Vento³⁶

A partir dos valores de geração do parque eólico nas condições de referência apresentadas na LER, uma comparação entre a energia de referência e a energia efetivamente gerada ao longo de cinco anos será feita. Em locais onde a geração de energia elétrica não ultrapassar 150% da energia de referência para o período de cinco anos, serão acrescentados 2 meses para cada .75% da diferença percentual entre o efetivamente produzido e 150% do valor de referência. O total do período calculado será o período onde o empreendimento continuará recebendo o valor máximo da tarifa. Após este período, ele estará recebendo o valor mínimo.

Um exemplo da aplicação desta metodologia pode ser vista em três situações distintas. A primeira situação pode ser exemplificada no aproveitamento dos melhores potenciais eólicos da Alemanha situado na região norte. Lá, os empreendimentos eólicos apresentam uma queda de preço após os cinco anos de produção visto que apresentam valores muito superiores a 150% da energia de referência. Desta forma, a tarifa cai para € 0,062/kWh (tomando como referencia o ano de 2001). Em localidades onde o potencial eólico apresenta velocidades médias anuais de 5,5 m/s (considerando que a medida da velocidade seja feita na leitura de 30m), a tarifa paga é maior. Para esses locais, a energia eólica receberá uma tarifa média de € 0,084/kWh. Esse valor é comparado com o valor pago, em 1999, pela LFE, que deixou de vigorar com a publicação da 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: € 0,091/kWh em média. (WAGNER, 2000)

³⁶ A LER exige que os valores da curva de potência da turbina eólica sejam medidos e certificados por instituições alemãs credenciadas que aplicam normas internacionais específicas para esta tarefa, por exemplo as normas IEC 61400-11 e os procedimentos estabelecidos pela MEASNET.

A grande preocupação dos empreendedores de projetos eólicos durante 1999 foi o limite de 5% da geração por fontes renováveis que foi introduzido como emenda da LFE 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. Como já apresentado, a companhia, segundo a LFE, não estaria obrigada a aceitar nenhuma nova instalação de projetos eólicos ou de qualquer outra fonte renovável e, conseqüentemente, 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 receber 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 previa 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 procurou não criar nenhuma distorção no mercado ao estabelecer uma posição neutra de competitividade. A relação de fluxo de energia elétrica e os prêmios pagos pela geração de energia elétrica pelas geradoras renováveis é ilustrado na figura 3.11.

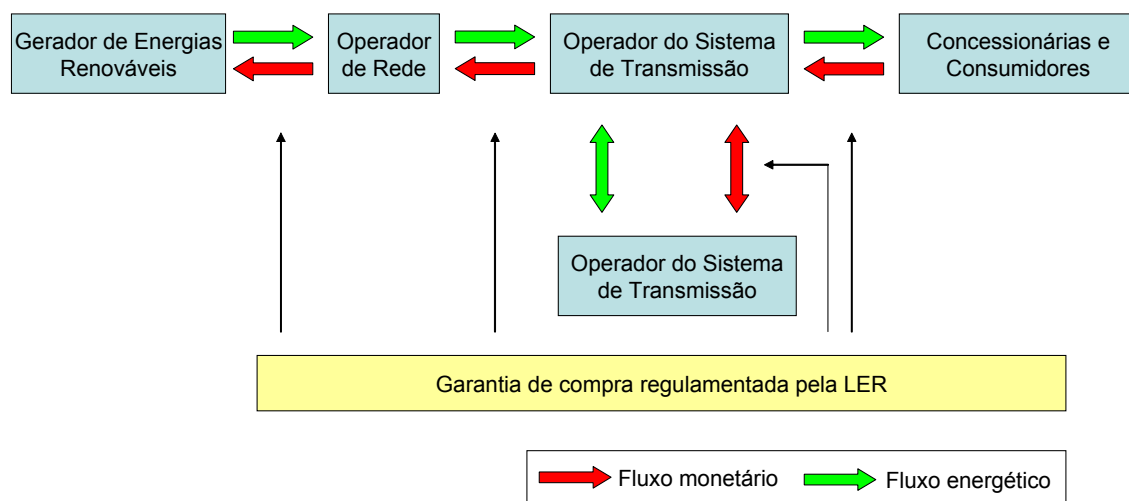


Figura 3.11 - Fluxo de energia e fluxo de caixa estabelecido pela LER em 2000

(Fonte: IEA, 2004)

A LER, sem dúvida, procurou corrigir a LFE 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. Ao estabelecer que a conexão à rede o pagamento da tarifa seria responsabilidade do Operador do Sistema de Transmissão e não mais da concessionária de energia, o limite regional de 5% passa a não ter mais efeito possibilitando assim assumir metas globais da participação de fontes renováveis e a

continuidade da expansão de empreendimentos na região norte da Alemanha mesmo já apresentando uma grande concentração de projetos eólicos.

Em 21 de julho de 2004 a LER passou por uma revisão onde novas fontes de energias renováveis foram incluídas. Esta revisão possibilitou o estabelecimento de novas metas de participação de fontes renováveis de energia elétrica na matriz de geração elétrica: 12,5% de participação em 2010 e, pelo menos 20,0% em 2020. Para possibilitar o alcance da meta em 2010 uma reestruturação no sistema de tarifação, transmissão e distribuição de energia elétrica proveniente de fontes renováveis deverão melhorar o desenvolvimento de novos projetos.

A tabela 3.3 mostra as novas fontes de energia renováveis incluídas na revisão da LER em 2004.

Tabela 3.3 – Taxa de redução anual e tarifas paga para as fontes renováveis de energia após a revisão da LER em 2004.

Fonte Renovável	Potência Instalada (p)	Redução anual	2004 €/kWh	2005 €/kWh	2006 €/kWh	2007 €/kWh	2008 €/kWh	2009 €/kWh	2010 €/kWh
Hidrelétricas	p < 500 kW	1,0%	7,67	7,59	7,52	7,44	7,37	7,29	7,22
	500 kW < p < 10 MW	1,0%	6,65	6,58	6,52	6,45	6,39	6,32	6,26
	10 MW < p < 20 MW	1,0%	6,10	6,04	5,98	5,92	5,86	5,80	5,74
	20 MW < p < 50 MW	1,0%	4,56	4,51	4,47	4,42	4,38	4,34	4,29
	50 MW < p < 150 MW	1,0%	3,70	3,66	3,63	3,59	3,55	3,52	3,48
Bio Gás	p < 500 kW	1,5%	7,67	7,55	7,44	7,33	7,22	7,11	7,01
	500 kW < p < 5 MW	1,5%	6,65	6,55	6,45	6,36	6,26	6,17	6,07
Gás de minas	p > 5 MW	1,5%	6,65	6,55	6,45	6,36	6,26	6,17	6,07
Biomassa ³⁷	p < 150 kW	1,5%	11,50	11,33	11,16	10,99	10,83	10,66	10,50
	150 kW < p < 500 kW	1,5%	9,90	9,75	9,61	9,46	9,32	9,18	9,04
	500 kW < p < 5 MW	1,5%	8,90	8,77	8,64	8,51	8,38	8,25	8,13
	5 MW < p < 20 MW	1,5%	8,40	8,27	8,15	8,03	7,91	7,79	7,67
Geotérmica ³⁸	p < 5 MW	0,0%	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
	5 MW < p < 10 MW	0,0%	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
	10 MW < p < 20 MW	0,0%	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95	8,95
	p > 20 MW	0,0%	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16	7,16

³⁷ Existem várias configurações para o uso de biomassa previstas na revisão da LER, não descritos nesta tabela

³⁸ Após 2010 a taxa de redução anual da tarifa será de 1%

Fonte Renovável	Potência Instalada (p)	Redução anual	2004 €/kWh	2005 €/kWh	2006 €/kWh	2007 €/kWh	2008 €/kWh	2009 €/kWh	2010 €/kWh
Eólica <i>on-shore</i> Tarifa Máxima	Ilimitado	2,0%	8,70	8,53	8,36	8,19	8,02	7,86	7,71
Eólica <i>on-shore</i> Tarifa Mínima	Ilimitado	2,0%	5,50	5,39	5,28	5,18	5,07	4,97	4,87
Eólica <i>off-shore</i> Tarifa Máxima	Ilimitado	0,0%	9,10	9,10	9,10	9,10	8,92	8,74	8,56
Eólica <i>off-shore</i> Tarifa Mínima	Ilimitado	0,0%	6,19	6,19	6,19	6,19	6,07	5,94	5,83
Solar Fotovoltaico Instalação em prédios	p < 30 kW	5,0%	57,40	54,53	51,80	49,21	46,75	44,42	42,19
	30 kW < p < 100 MW	5,0%	54,60	51,87	49,28	46,81	44,47	42,25	40,14
	P > 100 kW	5,0%	54,00	51,30	48,74	46,30	43,98	41,78	39,69
Solar Fotovoltaico Instalação em fachadas	p < 30 kW	5,0%	62,40	59,28	56,32	53,50	50,83	48,28	45,87
	30 kW < p < 100 MW	5,0%	59,60	56,62	53,79	51,10	48,54	46,12	43,81
	P > 100 kW	5,0%	59,00	56,05	53,25	50,59	48,06	45,65	43,37
Solar Fotovoltaico ³⁹ Outras instalações		5,0%	45,7	43,42	41,24	38,56	36,06	33,71	31,52

(Fonte: BMU,2003)

³⁹ Após 2006 a taxa de redução anual da tarifa será de 6,5%

3.3.6 Resultado das Leis de incentivos a fontes renováveis de energia elétrica na Alemanha

O resultado de políticas de incentivos podem ser avaliados sob diversos aspectos tais como os aspectos físicos que representam a potência instalada, a energia elétrica gerada das fontes renováveis de energia elétrica participantes do programa, aspectos macro-econômicos, climáticos e sociais.

Tanto a Lei *Feed-In* de Eletricidade (LFE) quanto a Lei das Energias Renováveis (LER) apresentaram importantes resultados em todos os aspectos citados acima. A seguir são analisados os resultados das duas políticas de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica na Alemanha.

3.3.6.1 Potência Instalada e Energia Gerada

Ao final do ano de 2000, com o encerramento da LFE, a Alemanha apresentava o um total de 11.448 GW de empreendimentos de geração renovável de energia elétrica (Hidrelétrica: 4,6GW; Eólica: 7,5GW; Biomassa: 664MW; Fotovoltaica: 100MW) que produziram o total de 36,7 TWh. Neste ano, a participação das fontes renováveis de energia elétrica representou 6,3% de toda a geração de energia elétrica (BMU, 2006a).

Como mostrado nos itens anteriores, a LER procurou sanar alguns limitantes da LFE ampliando os horizontes de contratação de fontes renováveis de energia elétrica. Até o final de 2005, a potência instalada total de empreendimentos renováveis de geração de energia elétrica somou 26,8 GW, gerando 62,5 TWh. Deste total, a LER, nos cinco anos de vigência, representa 57,3% da potência total instalada e 41,3% da energia elétrica gerada.

As figuras 3.12 e 3.13 mostram a evolução da capacidade instalada e da energia gerada pelas fontes solar, eólica, hidráulica e biomassa que fazem parte da LER. A figura 3.14 apresenta a evolução da energia gerada através dos dois programas e o percentual da geração renovável em relação ao total da geração elétrica na Alemanha.

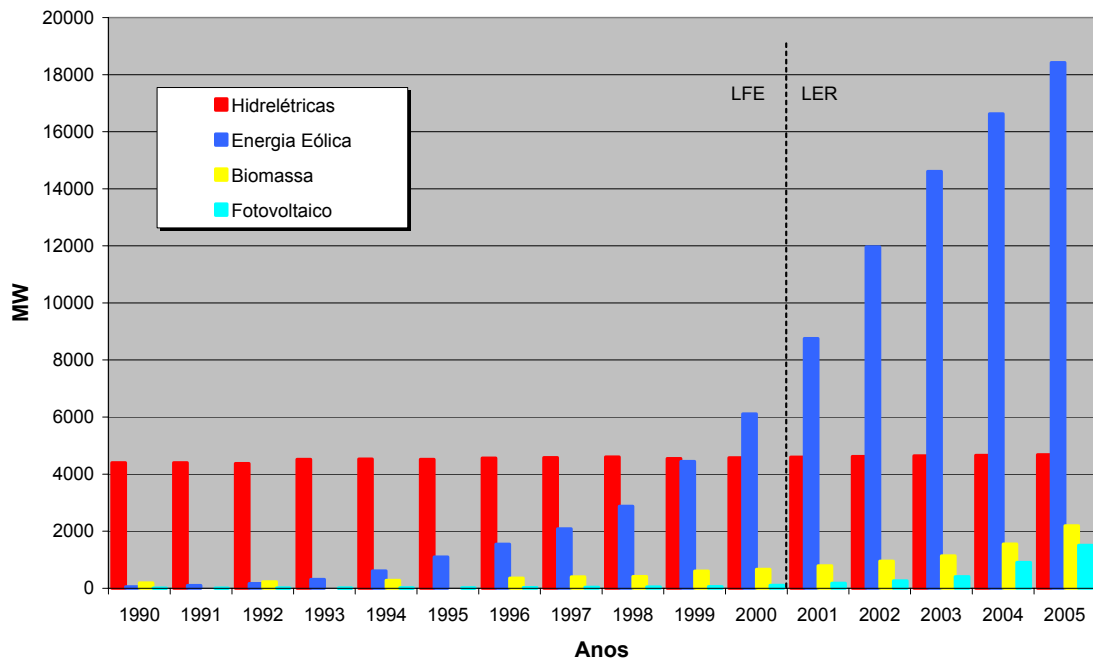


Figura 3.12 – Potência Instalada das diversas fontes participantes da LFE e da LER
(Fonte: BMU, 2006c)

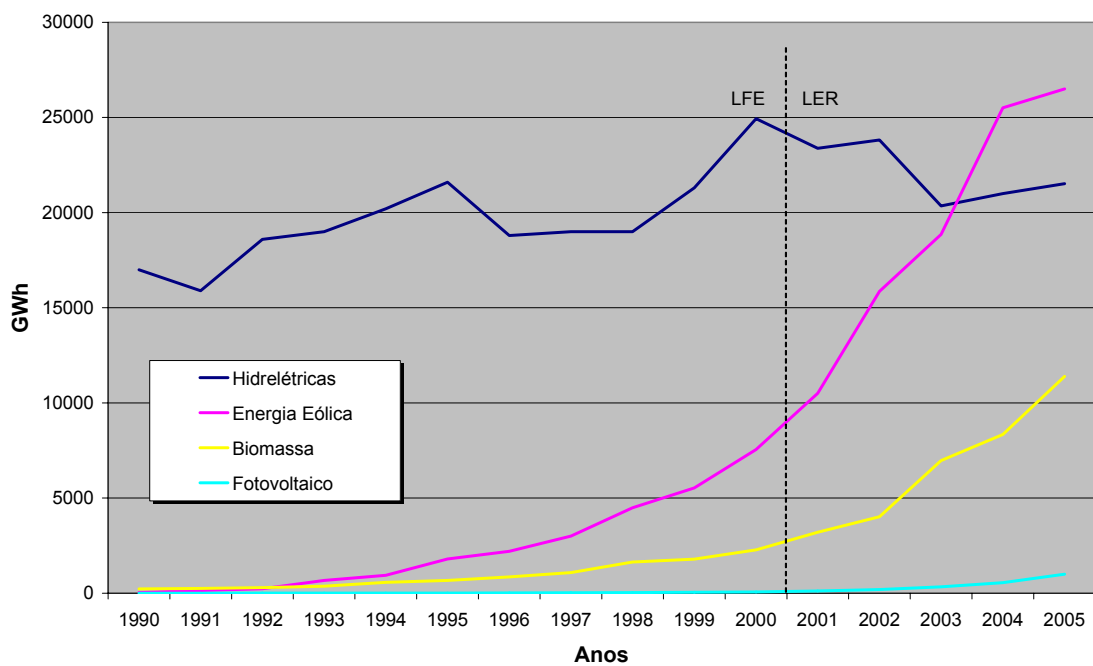


Figura 3.13 – Energia elétrica gerada pelas diversas fontes participantes da LFE e da LER
(Fonte: BMU, 2006c)

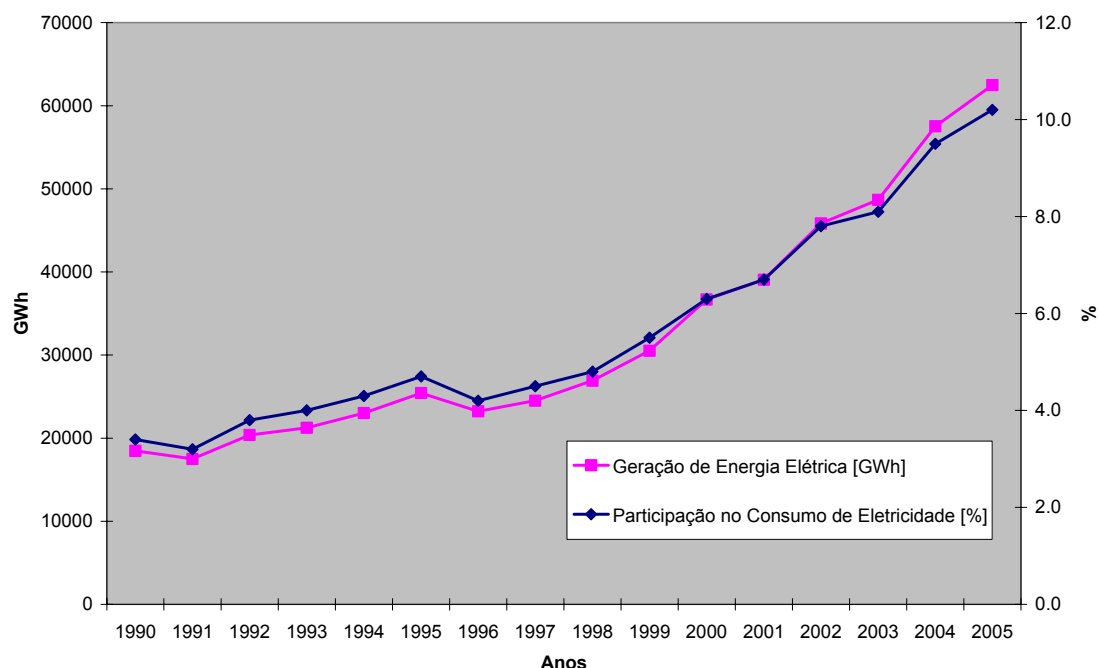


Figura 3.14 – Energia elétrica gerada pelas diversas fontes participantes da LFE e da LER
(Fonte: BMU, 2006c)

3.3.6.2 Reduções nas emissões de gases de efeito estufa

Na Alemanha, a expansão contínua das fontes renováveis de geração de energia elétrica tem sido parte das estratégias de proteção ao meio ambiente em especial da redução das emissões de gases de efeito estufa. Sob a chancela de várias iniciativas federais como a Lei das Energias Renováveis, o incentivo ao mercado proporcionado pelos programas de fontes renováveis de energia e taxas destinadas aos bio-combustíveis proporcionou resultados positivos. Um importante exemplo dos resultados positivos está nas reduções das emissões de CO₂. Em 2005 foi evitada a emissão de aproximadamente 84 milhões de toneladas de CO₂ através do uso de fontes renováveis de energia. De uma forma geral, a participação das fontes renováveis de energia elétrica na Alemanha evitaram a emissão de aproximadamente 58 milhões de toneladas de CO₂, o setor de aquecimento 18 milhões de toneladas e o setor de transporte 8 milhões de CO₂ (BMU, 2006) como mostrado na figura 3.15.

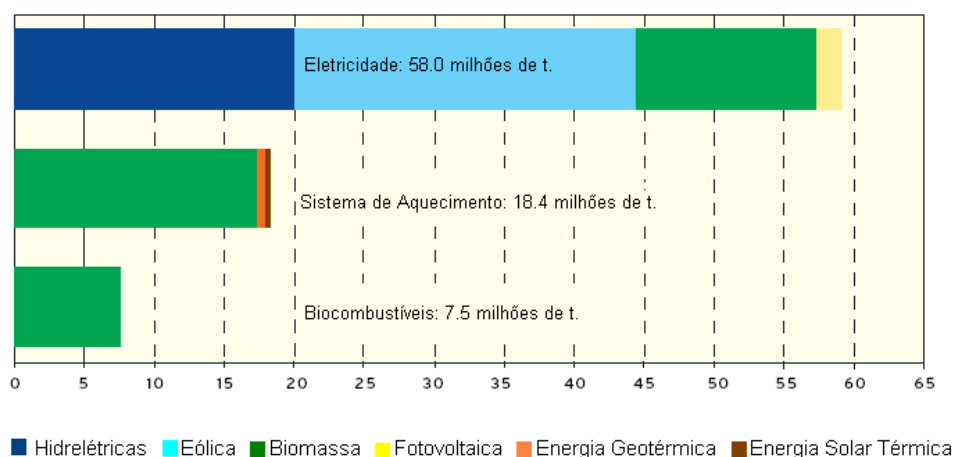


Figura 3.15 – Total de redução nas emissões de CO₂ pelo uso de fontes renováveis de energia por ano (BMU, 2006).

Ratificando o Protocolo de Quioto e parte integrante do EU Burden Sharing Agreement⁴⁰, a Alemanha assumiu o compromisso de alcançar a redução em 21% das emissões de gases de efeito estufa no período de 2008 a 2012 comparados com as emissões de 1990. Em 2005, a Alemanha alcançou a redução de 19% das emissões.

3.3.6.3 Participação na tarifa

Freqüentemente os geradores de energia convencional da Alemanha têm apontado a LER como a principal causa do aumento dos preços da energia elétrica. Entretanto, a tabela 3.4 mostra que outras componentes impactaram de forma mais significativa a tarifa final de eletricidade do que a participação das fontes renováveis de energia elétrica apoiadas pela LER. A tabela 3.4 mostra a evolução mensal dos custos com energia elétrica para uma residência com um consumo médio de 3,5 MWh/ano. A conta de energia elétrica é dividida em vários custos a saber: os custos referente à geração e transmissão de eletricidade e marketing, os custos

⁴⁰ EU *Burden Sharing Agreement* é um exemplo de rateio dos compromissos de redução das emissões dos gases de efeito estufa entre os membros da União Européia. Este acordo tomou por base o Artigo 4 do Protocolo de Quioto que permite que grupos de países assumem uma meta comum e que a distribuição desta sejam negociadas internamente. Anteriormente ao Protocolo de Quioto, a União Européia assumiu uma meta de redução de 10% das emissões. Após a adesão ao Protocolo de Quioto, a meta reduziu para 8% e uma nova negociação entre os membros da União Européia foi iniciada para definir as metas individuais de cada país diante da nova meta. A EU *Burden Sharing Agreement* é o resultado das negociações entre os membros da União Européia sobre as meãs individuais de redução das emissões. (AIDT, 2002)

referentes à LER, a Lei de Geração de Calor e Cogeração⁴¹, os impostos de eletricidade (impostos diretos aplicados ao setor energia) e as cobranças de concessão. Além disto, é cobrado um imposto sobre valor agregado em todos componentes citados anteriormente. A figura 3.16 mostra a divisão percentual dos diversos componentes da tarifa de energia elétrica alemã o ano de 2005.

Tabela 3.4 - Evolução da tarifa média de uma residência na Alemanha

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Conta de Energia Elétrica (EUR/Mês)	49,95	48,2	40,66	41,76	46,99	50,14	52,38	54,11
LER	0,23	0,28	0,58	0,7	1,02	1,23	1,58	1,63
Lei de Geração de Calor e Cogeração	0	0	0,38	0,58	0,76	0,9	0,85	0,93
Taxas de Eletricidade (eco-tax)	0	2,25	3,73	4,46	5,22	5,97	5,97	5,97
Cobranças de concessão	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
Geração, Transmissão e Comercialização	37,60	33,80	25,15	25,05	28,29	29,90	31,52	32,90
Imposto sobre valor agregado	6,90	6,65	5,60	5,75	6,48	6,92	7,24	7,46
Valor da Tarifa (EUR/kWh)	0,171	0,165	0,139	0,143	0,161	0,172	0,180	0,186
Conta de Energia Elétrica em preços de 2000	50,97	48,88	40,66	40,94	45,44	47,98	49,32	49,97

(BMU, 2006b)

⁴¹ A Lei de Geração de Calor e Cogeração (*KWK Modernisierungsgesetz*) entrou em vigor em 2002 atuando como um mecanismo de incentivo para as fontes renováveis de energia que não estavam cobertas pela LER. Dentre as tecnologias beneficiadas estão as plantas de co-geração a biomassa em leito fluidizado e as plantas do co-geração em biomassa maiores de 20 MW. O sistema de rateio desta lei é similar ao da LER (IEA, 2004).

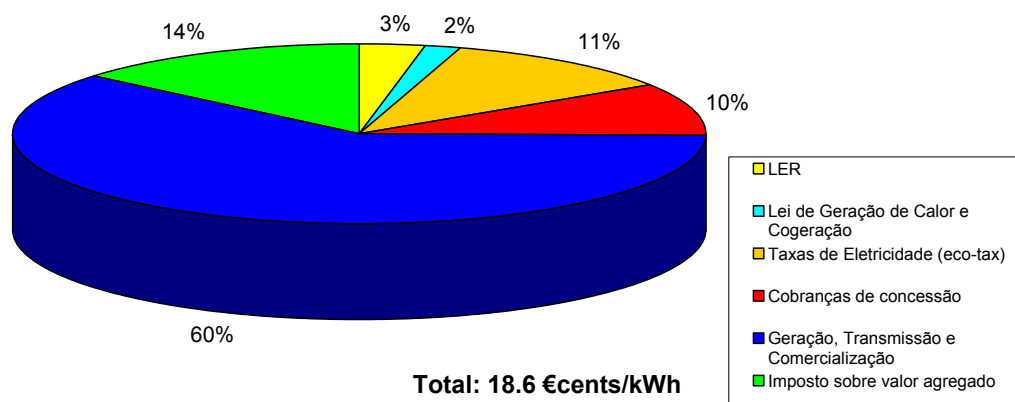


Figura 3.16 – Composição da tarifa de energia elétrica para o setor residencial na Alemanha.
(fonte: BMU, 2006)

Estudos feitos pelo Ministério de Meio Ambiente - BMU sobre a expansão das fontes renováveis de energia até 2020 mostram que o impacto da LER sobre a tarifa não excederá 3% das despesas com energia elétrica de um consumidor residencial típico da Alemanha⁴² que, em média, paga 18.6 €cents/kWh pela energia elétrica consumida (BMU, 2006). Em 2005, esta despesa representou, para um consumidor residencial típico da Alemanha, o equivalente a € 1,55/mês. Com a expansão das fontes renováveis sob a LER este valor deverá se elevar a aproximadamente € 2,80/mês em 2017. Esta elevação é mostrada na figura 3.17.

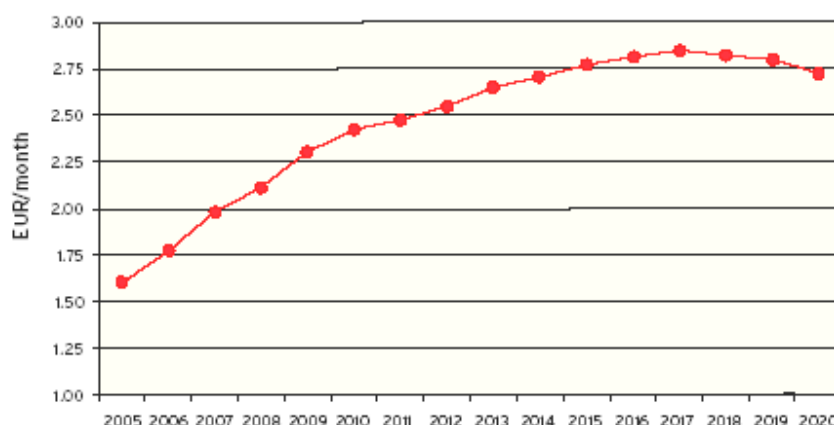


Figura 3.17 – Projeção da evolução dos valores pagos por um consumidor residencial típico para manutenção da LER (BMU, 2006)

⁴² Segundo BME (2006) um consumidor residência típico alemão é formado por 3 pessoas que consomem anualmente 3500 kWh/ano

3.3.6.4 Investimentos e faturamentos realizados no setor

Os investimentos realizados na construção de novas unidades de geração de energia renovável (somando aqui a geração de energia elétrica e a geração de calor) e na expansão de algumas outras unidades geradoras totalizaram € 9 bilhões durante o ano de 2005 e a distribuição destes investimentos por fonte renovável podem ser vistos na figura 3.18. Os grandes destaques estão nos investimentos em geração fotovoltaica e na geração eólica que somam € 5 bilhões representando 56% de todos os investimentos somente em 2005 (Fonte: BMU, 2006a).

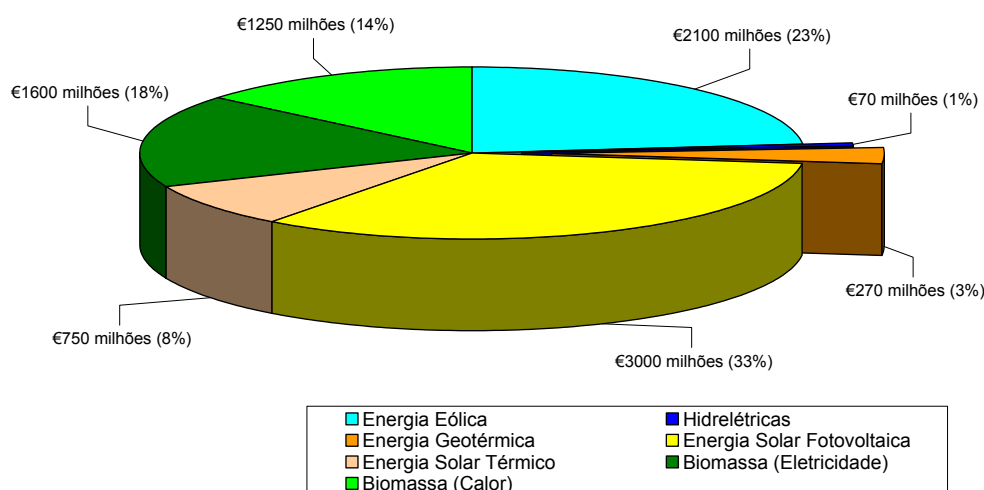


Figura 3.18 - Faturamento realizados na construção e expansão de novos projetos em energias renováveis (Fonte: BMU, 2006a)

No caso da geração de eletricidade, o faturamento é gerado pelo pagamento da energia gerada que pode ocorrer tanto sob a garantia da LER quanto nos valores negociados no mercado aberto de eletricidade, no caso de combustíveis renováveis, na venda de bio-combustíveis. No caso da geração de calor, o faturamento refere-se somente a venda de combustíveis, isto é, a venda de matéria prima. De uma forma geral, na maioria dos casos, este combustível não é vendido mas usado pelo próprio gerador (BMU, 2006). O total do faturamento gerado pela venda de energia totalizam em aproximadamente € 7,4 bilhões conforme apresentado na figura 3.19. O total de investimentos e faturamentos em fontes renováveis de energia na Alemanha somaram € 16.4 bilhões somente no ano de 2005 (Figura 3.20)

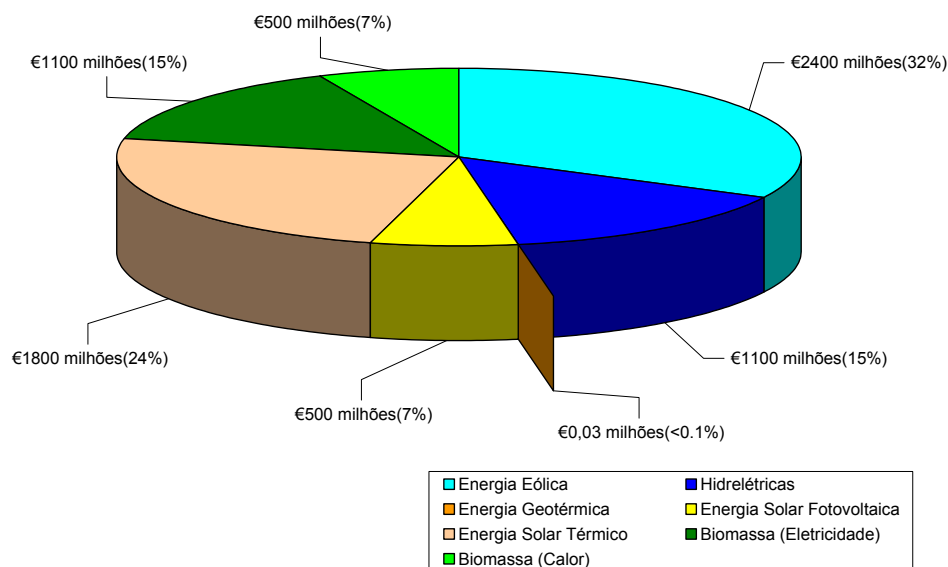


Figura 3.19 - Faturamento gerado pela venda de energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia em 2005(Fonte: BMU, 2006a)

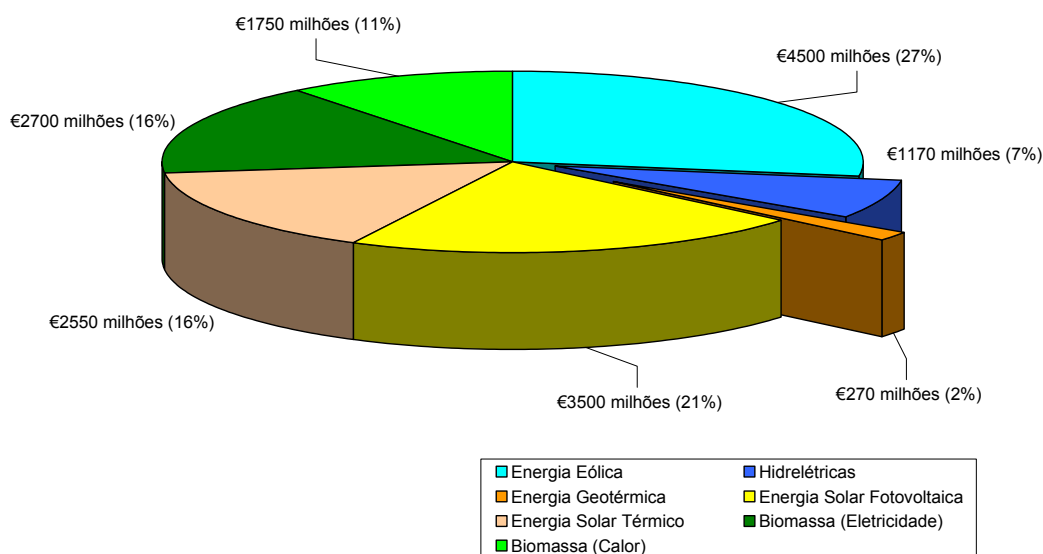


Figura 3.20 – Total do faturamento e investimentos realizados em fontes renováveis de energia em 2005 (Fonte: BMU, 2006a)

A figura 3.21 mostra a evolução da energia elétrica gerada durante a vigência da LFE e da LER e o volume pago para a geração renovável de acordo com as tarifas estipuladas para cada fonte. A tabela 3.5 mostra com mais detalhes a quantidade de energia elétrica gerado pelas diversas fontes participantes do LER e a evolução da participação das energias renováveis em relação ao consumo total final. O total pago pela geração de energia elétrica às fontes

renováveis a partir da LER soma um total de aproximadamente € 15 bilhões desde sua implementação em 2001 até 2005.

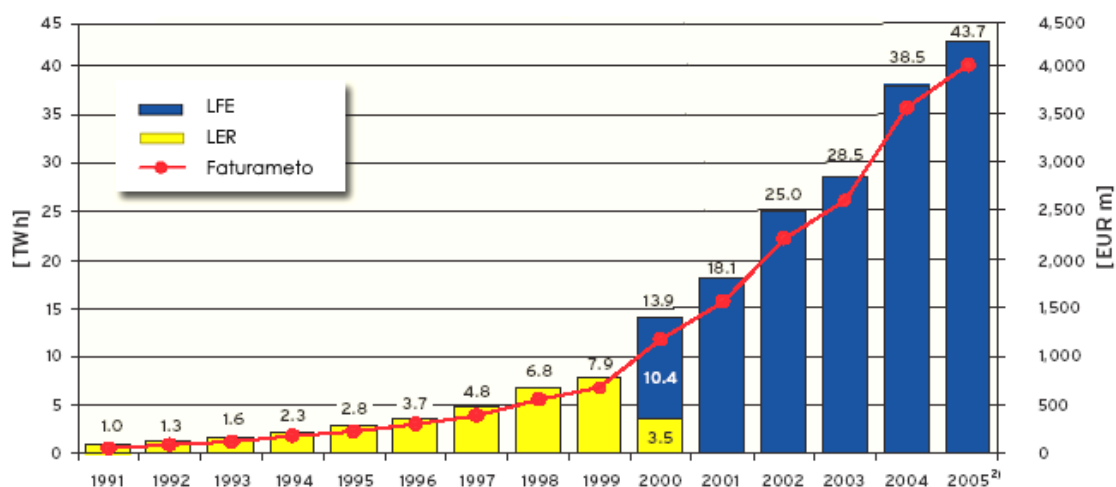


Figura 3.21 – Evolução da energia elétrica gerada e o faturamento durante a LFE e a LER

(Fonte: BMU, 2006a)

Tabela 3.5 - Participação da LER no faturamento e no volume de energia elétrica

			2000	2001	2002	2003	2004	2005
Consumidor Final Total	[GWh]		344663	464286	466346	478016	487627	483886
Consumidor Final Privilegiado	[GWh]					6552	36885	60633
Total de	Total	[GWh]	10391	18145	24970	28496	38511	43690
Eletricidade LER	Hidrelétricas	[GWh]		6088	6579	5874	7205	7711
	Biomassa	[GWh]		1472	2442	3469	5241	8330
	Geotérmica	[GWh]					0.2	0.2
	Eólica	[GWh]		10509	15786	18859	25509	26500
	Solar Fotovoltaica	[GWh]		76	162	294	557	1002
Cotas LER	[%]		3.01	3.91	5.37	6.03	8.48	10
Tarifa Média	[ct/kWh]		8.5	8.69	8.91	9.14	9.29	9.58
Faturamento Total	[€ bi]		0.88	1.58	2.22	2.6	3.61	4.19

(Fonte:BMU, 2006a)

3.3.6.5 Geração de Empregos

A indústria de fontes renováveis é um importante setor de geração de empregos na Alemanha. Dentre as fontes renováveis, a energia eólica é aquela que mais gerou emprego (64000 empregos em 2004) seguido pela biomassa que também vem possibilitando um acréscimo no número de empregos em virtude da demanda de bio-combustíveis. A tabela 3.6 mostra a evolução da criação de empregos em cada segmento das fontes renováveis de geração de energia elétrica participante da LER. A figura 3.22 mostra a distribuição dos empregos nas fontes renováveis⁴³.

Tabela 3.6 – Geração de empregos por fonte renovável
de geração de energia elétrica na Alemanha

	1998	2002	2004
Energia Eólica	15600	53200	64400
Biomassa	25400	29000	56500
Hidrelétricas	8600	8400	9400
Energia Solar	5400	12700	25100
Geotérmica	1600	2400	1600
Serviços ⁴⁴	10000	13000	ND
Total	66600	118700	157000

ND – Não disponível

(Fonte:BMU, 2005,2006)

⁴³ Não foi citado na fonte específica sobre os empregos referentes aos serviços prestados nas diversas áreas de fontes renováveis.

⁴⁴ A categoria de empregos no setor de serviços pode ser destacada como aquelas atividades que não participam diretamente do parque fabril ou da operação da planta de geração renovável tais como as atividades de consultoria e serviços auxiliares. De certa forma, os dados apresentados para o ano de 2004 agrega, para cada fonte, a quantidade de empregos gerados no setor de serviços específicos de cada uma delas.

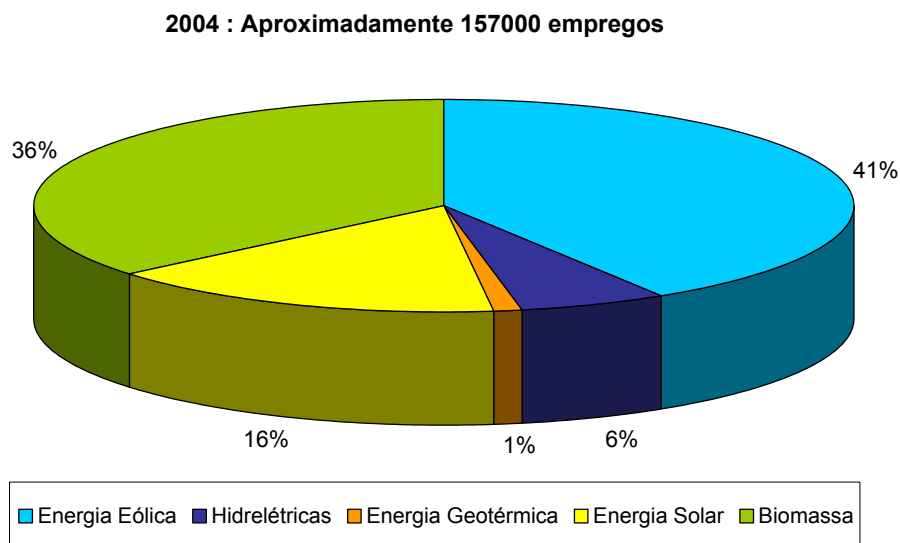


Figura 3.22 – Distribuição da geração de empregos pelas diversas fontes participantes da LFE e LER. (Fonte: BMU, 2006c)

A expectativa de empregos em 2005 aponta para um crescimento de aproximadamente 10% em relação a 2004, ou seja, espera-se que ao final de 2005 15000 novos empregos sejam criados no setor de fontes renováveis na Alemanha (BMU, 2006)

3.3.7 Estado da Arte da Energia Eólica

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 2005 17574 turbinas eólicas somando um total de 18,42 GW já operavam em diversos estados da Alemanha. Somente em ano de 2005 foram instaladas 1049 turbinas eólicas com potência total de 1,80 GW. Comparando com o ano anterior, houve uma redução do número de turbinas instaladas de aproximadamente 12,7 % enquanto que a potência instalada também reduziu em 11,2% com relação ao mesmo período (ENDER,2006)

A tabela 3.7 mostra o estado atual da energia eólica na Alemanha e as figuras 3.23 e 3.24 mostram a evolução do número de turbinas eólicas instaladas e a potência total em operação nos últimos anos.

Tabela 3.7 - Estado do uso da energia eólica na Alemanha

	<i>Acumulada em 31/12/2005</i>	<i>Apenas 2005</i>
Número de Turbinas Eólicas Instaladas	17574	1049
Capacidade Instalada (MW)	18427	1807
Média da potência Instalada (kW/unid)	1048	1723

(Fonte: ENDER, 2006)

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 sete grupos distintos de potência, observa-se que a grande maioria está na faixa de 1500 a 3100 kW com 39% das turbinas instaladas, 64,5% da potência total instalada e 65.7% da energia total gerada como mostra a tabela 3.2.

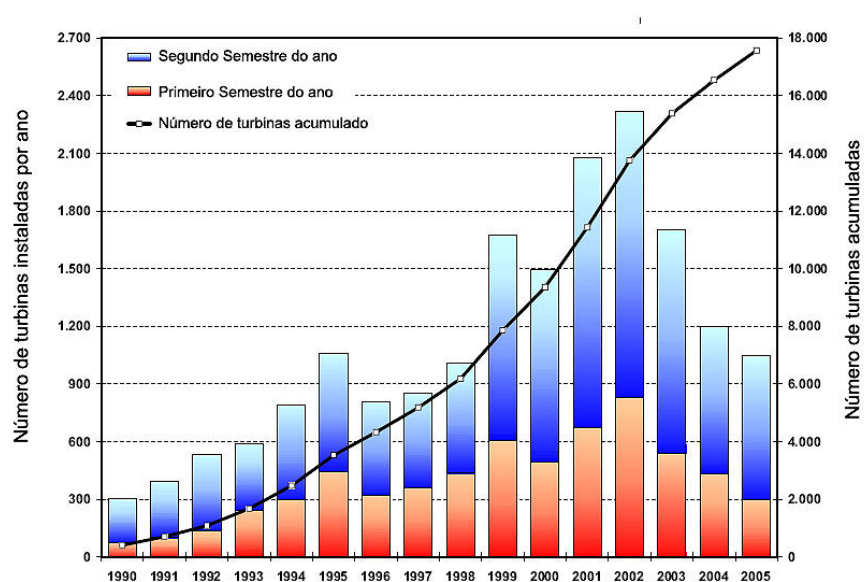


Figura 3.23 - Evolução do número de turbinas instaladas ano a ano e o total acumulado.

(Fonte ENDER, 2006)

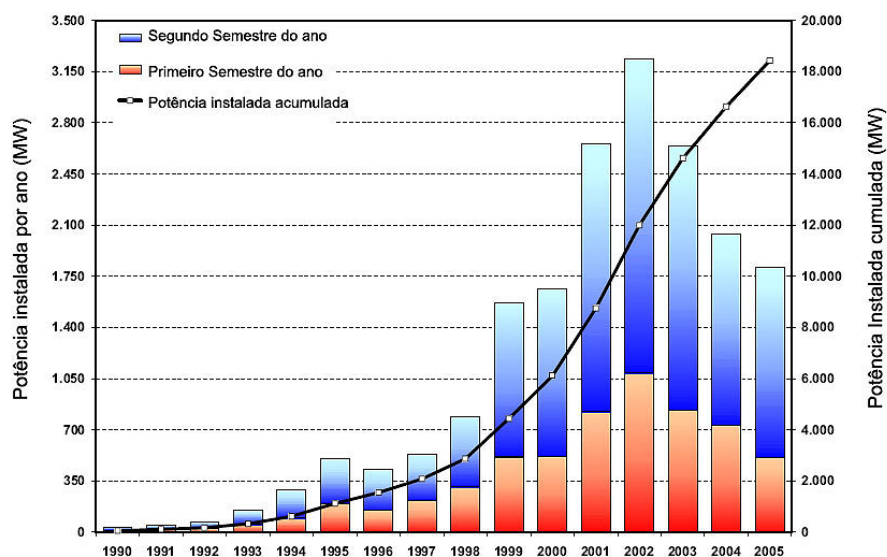


Figura 3.24 - Evolução da potência instalada ano a ano e o total acumulado.

(Fonte ENDER, 2006)

Tabela 3.8 - Grupos de turbinas eólicas e sua participação na produção energética anual.

Unidade de Potência	Turbinas Eólicas	%	Potência (MW)	%	Energia (GWh)	%
5 – 79 kW	744	4,2	44,2	0,2	66	0,2
80 – 129 kW	618	3,5	94,0	0,5	167	0,2
130 – 309 kW	816	4,6	21,5	1,2	404	1,2
310 – 749 kW	5854	33,3	3347,9	18,2	6127	18,1
750 – 1499 kW	2564	14,6	2781,2	15,1	4728	14,0
1500 – 3100 kW	6968	39,6	11894,8	64,5	22211	65,7
Acima de 3100 kW	10	0,1	50,5	0,3	123	0,4

(Fonte ENDER, 2006)

A distribuição dos projetos eólicos na Alemanha está fortemente concentrada ao Norte do país onde o potencial eólico mostra-se mais favorável para a geração de energia eólica. A figura 3.25 mostra a distribuição de projetos eólicos instalados em cada um dos estados alemães.

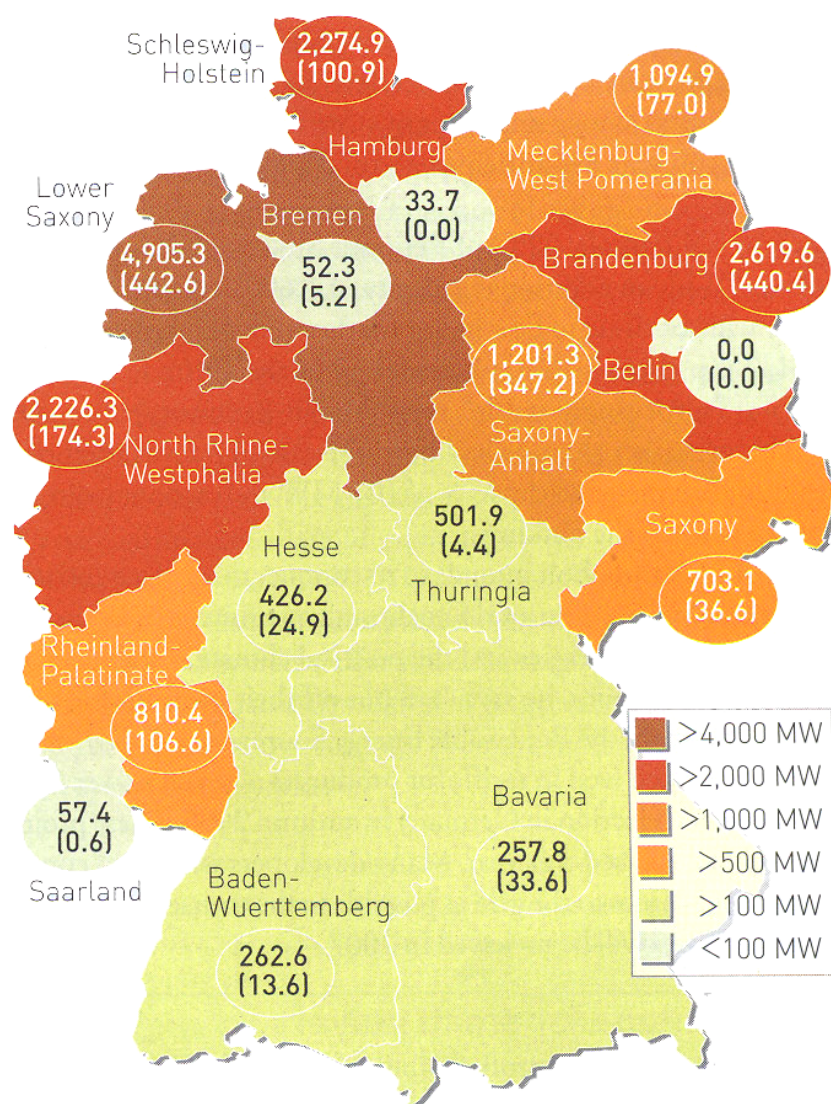


Figura 3.25 – Distribuição dos projetos eólicos nos Estados Alemães até 2005 ⁴⁵.

(Fonte ENDER, 2006)

A razão entre a potência e a quantidade de turbinas instaladas a cada ano mostra que o desenvolvimento do mercado eólico na Alemanha possibilitou o avanço tecnológico na utilização de turbinas eólicas com potência de geração cada vez maiores (Figura 3.26). A potência média das instalações realizadas somente no ano de 2005, na Alemanha, apresentaram um valor de 1723 kW médios o que representa um acréscimo de aproximadamente 1,5% no valor médio da potência com relação às instalações do ano anterior. A partir da década de noventa é possível observar um crescimento contínuo desta taxa que mostra claramente a absorção de turbinas eólicas de potências cada vez mais elevadas a cada ano.

⁴⁵ Os valores em colchetes representam a potência instalada somente no ano de 2005.

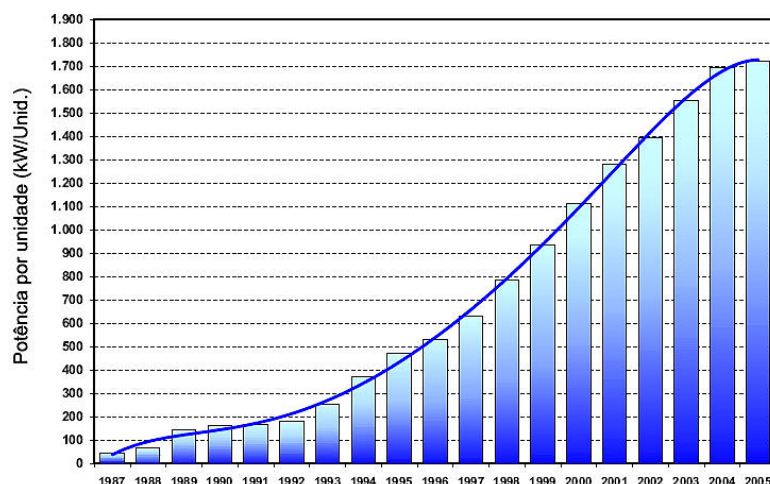


Figura 3.26 - A evolução da potência média instalada ao longo dos anos na Alemanha.

(Fonte ENDER, 2006)

A política de incentivos a fontes renováveis praticadas na Alemanha (como apresentadas anteriormente) 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 atraíram fabricantes de diversos países interessados na abertura do novo mercado. O grande destaque da indústria alemã de energia eólica é a empresa Enercon GmbH que, desde 1982 participa do mercado eólico alemão onde acumula uma participação de 33,2% da potência total instalada do mercado alemão até 2005 (ENDER,2006).

O crescimento da Enercon no mercado alemão, durante todo o processo de incentivos provenientes das políticas adotadas, possibilitou o seu fortalecimento financeiro e tecnológico. Nas figuras 3.27 e 3.28 vemos a participação de diversas empresas no mercado interno alemão. Dentre as empresas participantes estão empresas alemãs como Enercon GmbH, Furlander, Siemens Wind Power e De Wind, as dinamarquesas como Vestas Wind System A/S e Nordex A/S, a espanhola Gamesa e a americana GE Energy.

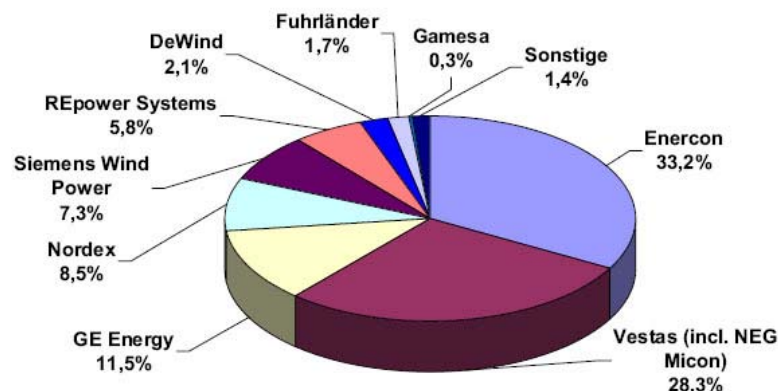


Figura 3.27 - Distribuição das empresas participantes do mercado alemão desde 1982
potência acumulada instalada (Fonte ENDER, 2006)

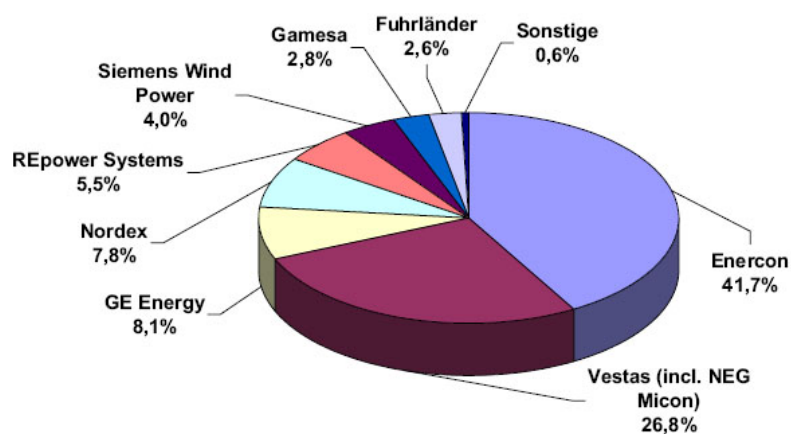


Figura 3.28 - Distribuição das empresas participantes do mercado alemão no ano de 2005
potência instalada (Fonte ENDER, 2006)

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 3.9. 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 3.9 – Capacidade instalada (MWh) acumulada na Alemanha e na União Européia

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Alemanha	4444	6094	8753	12001	14609	16628	18427
União Européia	9645	12822	17315	23098	28835	34630	40932
% Alemã	46,1%	47,5%	50,6%	52,0%	50,7%	48,0%	46,0%

(Fonte: EWEA, 2006; ENDER, 2006)

3.4 Políticas de Incentivos a Fontes Renováveis de Energia no Reino Unido

3.4.1 Marcos regulatórios

O Reino Unido tem aplicado políticas de incentivo a fontes de energia renovável desde 1990 através de dois programas distintos, a saber, a *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO) que se encerrou em 1998 (MITCHELL, 1995,2000) e, desde 2002 até 2027, a *Renewables Obligation* (RO) (MITCHELL *et al.* 2004).

O NFFO foi inicialmente ajustado para ser um subsídio para a geração nuclear de energia elétrica que apresentava diversas dificuldades para ser privatizada (MITCHELL, 1995; SURREY, 1996). Com as dificuldades de privatização, o governo britânico solicitou que houvesse o apoio para “combustíveis não-fósseis”. Desta forma, o *Electricity Act* de 1990 permitiu que se elevasse o imposto sobre combustíveis fósseis para pagar a NFFO, em cuja abrangência (“não-fósseis”) algumas tecnologias de geração renovável de energia elétrica foram incluídas.

A classificação das fontes renováveis de energia elétrica no contexto das tecnologias “não-fósseis” surge como uma oportunidade, ainda que o apoio ao desenvolvimento destas tecnologias neste primeiro momento da NFFO não seja o resultado de uma política específica para fontes renováveis. O apoio a fontes renováveis de energia, segundo MITCHELL (2004a) nunca foi devidamente justificada ou largamente aceito pelo governo. Ainda segundo MITCHELL (2004a) este momento foi extremamente oportuno para fontes renováveis de energia elétrica e, uma vez iniciado, não se poderia cancelar ou interromper o apoio a estas fontes. Alguns grupos governamentais (principalmente aqueles ligados ao Ministério do Meio Ambiente) justificaram a inclusão de fontes renováveis de energia elétrica como principal vetor para redução das emissões de gases de efeito estufa (MITCHELL, 2004a). Sob o ponto de vista econômico, uma política multi-setorial de redução de gases do efeito estufa, seja através de taxas de carbono ou de sistemas de troca de certificados, mostra-se mais eficiente uma vez que o próprio mercado escolhe as tecnologias mais eficientes para a redução de gases de efeito estufa (MITCHELL, 2004a).

A NFFO consistiu em uma política baseada em leilões que foi, por cerca de uma década, a principal política de fontes renováveis aplicada no Reino Unido. Muitas críticas sobre esta política enfatizaram a inabilidade para o desenvolvimento de uma indústria local e para a criação de uma ambiente mais estável entre investidores (AGNOLUCI, 2006, MITCHELL, 2000, 2003, 2004a, 2004b). A expectativa da implementação da NFFO e sua manutenção

durante mais de uma década não correspondeu ao intenso desenvolvimento esperado para a indústria de fontes renováveis. De fato, segundo AGNOLUCCI (2006), a NFFO contribuiu para hostilidades populares contra parques eólicos⁴⁶, criou uma falsa expectativa de preços competitivos para fontes renováveis de energia elétrica, criou um mercado competitivo com vantagens para grandes empreendedores e impediu a criação de mecanismos para a solução efetiva de barreiras apresentadas pelos empreendedores ao longo do período.

A *Renewables Obligation* (RO) passou a ser utilizada no Reino Unido a partir de abril de 2002 substituindo o mecanismo até então vigente, a NFFO, que se tornou não compatível com as mudanças nas estruturas regulatórias da indústria de geração de eletricidade do Reino Unido. A NFFO também estava desacreditada como uma política eficiente no estímulo ao crescimento da capacidade instalada de fontes renováveis de energia elétrica. Esta nova lei para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica foi resultado de várias consultas entre os diversos agentes do setor, entre os quais a indústria e outros agentes relevantes.

Basicamente a RO consiste na obrigação que cada distribuidor de energia elétrica tem de comprar um determinado montante de eletricidade que seja proveniente de fontes renováveis de energia. Este montante de energia, que consiste na obrigação do distribuidor na RO, aumenta anualmente. No início de sua implementação (2002-2003), os distribuidores deveriam contratar energia proveniente de fontes renováveis de energia elétrica (fontes elegíveis) em uma quantidade equivalente a 3% do total de sua demanda. A RO não estipula preço ou contratos obrigatórios para energias renováveis. Os empreendedores devem negociar com as distribuidoras todos os itens de um contrato. Em geral, os distribuidores preferem maior flexibilidade nos contratos de longo prazo, visto que os preços podem cair devido a um sistema mais competitivo no futuro.

3.4.2 Non Fossil Fuel Obligation – NFFO

A implementação de políticas de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido coincide com a reestruturação do mercado de energia elétrica naquele país. O Reino Unido foi o primeiro país europeu a iniciar o processo drástico e recente de reformas do

⁴⁶ Esta hostilidade foi causada principalmente pelo grande valor dado à opinião pública que majoritariamente representa a população próxima aos empreendimentos eólicos. Apesar de apoiarem fontes renováveis a população não desejava que se a instalasse em suas proximidades. Este efeito denominado *Not in My Back-yard* – (NIMB) ocorreu em várias localidades do Reino Unido dificultando a obtenção de licenças para empreendimentos eólicos. (MITCHELL, 2000; ICCEPT, 2003; EWEA, 2005; COSTA, 2006).

setor elétrico que apresentou um escopo radical de mudanças na operação do sistema: promoveu o desmembramento da empresa pública, a privatização de seus ativos e introduziu mecanismos de competição na indústria (THOMAS, 1997). Através do Ato de Energia Elétrica de 1989 (Electricity Act), todo o setor de energia elétrica da Inglaterra e do País de Gales foi desverticalizado e o sistema de competição foi implementado através de um sistema de *pool* de energia (Oliveira, 2004). Em 1990 o governo britânico solicitou à Comissão Européia para que pudesse inserir na tarifa dos consumidores um imposto sobre os combustíveis fósseis (*Fossil Fuel Levy* - FFL). Este imposto tinha por finalidade a manutenção das geradoras nucleares de energia elétrica visto sua dificuldade de privatização. Como tanto fontes renováveis de energia elétrica quanto a energia nuclear podem ser classificadas como “combustíveis não fósseis”, este imposto também possibilitou ao governo dar apoio ao novo mercado de expansão do uso de fontes renováveis de energia elétrica. Um grande problema para o desenvolvimento de políticas para fontes renováveis de energia, neste caso, estava na data de validade da manutenção deste imposto. Inicialmente ele deveria durar no máximo oito anos o que, no que se refere à contratação, elevaria o preço dos investimentos.

A *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO) foi implementado em 1990 na Inglaterra e País de Gales⁴⁷ como um mecanismo para o desenvolvimento de um mercado de fontes renováveis de energia elétrica além da continuidade do programa nuclear (ver quadro 1). O mecanismo foi baseado em um processo de leilão, onde geradores de energia elétrica, que utilizavam fontes renováveis previamente elegíveis para participar do leilão, competiam por capacidades limitadas de geração diferenciada pelos tipos de fontes renováveis participantes. Para os projetos ganhadores do leilão, o governo oferecia duas garantias fundamentais: o contrato de compra com companhias regional de eletricidade por um período mínimo de tempo e um preço fixo pela energia gerada. Foram realizadas cinco chamadas públicas durante a década de noventa sendo a última em 1998. As duas primeiras chamadas (NFFO-1 e NFFO-2) apresentavam contratos de oito anos com as companhias regionais de eletricidade (REC). Para as demais chamadas públicas, os contratos apresentavam um período de quinze anos. O preço pago pela energia gerada era resultado do processo de licitação e podia ser configurado em dois componentes: o preço no mercado competitivo e o prêmio específico de cada tecnologia (diferença entre o valor da energia resultado do leilão entre fontes de mesma tecnologia e o valor competitivo das fontes convencionais) que seria proveniente do imposto sobre os combustíveis fósseis (*Fossil Fuel Levy* - FFL).

⁴⁷ Implementado um pouco mais tarde na Escócia (Scottish Renewable Order – RSO) e na Irlanda do Norte (Northern Ireland Non-Fossil Fuel Obligation – NI-NFFO)

Quadro 1

O Programa Nuclear no Novo Modelo do Setor Elétrico Britânico

Uma especificidade da Reforma do Setor Elétrico Britânico foi a forma como as plantas nucleares foram tratadas. Inicialmente, como declarado no *White Paper* de fevereiro de 1988, a idéia era de privatizá-las em bloco junto com uma das grandes geradoras no intuito da escala produtiva compensar os custos extras da geração nuclear (MITCHELL, 1995). Segundo Green (1996), esta concepção atendia aos interesses de grupos do Governo que desejavam manter o programa de construção de Usinas Nucleares, e estava preocupado em estabelecer uma estrutura de competição baseada em contratos de longo-prazo. A resistência da iniciativa privada em assumir usinas nucleares aliada à idéia de criação de um mercado *spot* levou ao fracasso desta tentativa, e o bloco de geração nuclear permaneceu estatal até julho de 1996, quando então as usinas mais novas e modernas foram desestatizadas sob a empresa *British Energy*, sendo o restante ainda estatal - Nuclear Electric (OLIVEIRA, 2004).

Sobre os altos custos referentes à geração nuclear de energia elétrica, o governo britânico garantiu a sobrevivência do programa nuclear criando um imposto de 10% sobre as vendas finais de energia elétrica com base em combustíveis fósseis, denominado *Fossil Fuel Levy* – FFL. Sua aprovação foi obtida com o argumento de que estes recursos seriam destinados ao incentivo de renováveis e para a redução da emissão de poluentes. No entanto, apenas uma pequena parcela destes recursos (2 a 8%) foram destinados a esta finalidade (ROSA *et al.* 1998).

A legislação que delineou as regras da NFFO apresentou características importantes além da obrigação de que todas as empresas públicas de geração de energia elétrica na Inglaterra e País de Gales deveriam comprar toda a geração de energia elétrica proveniente da NFFO. As seções 32 e 33 do Ato de Energia Elétrica de 1989 estabeleceram as regras básicas da NFFO. A seção 32 tratava da obrigatoriedade das Companhias Regionais de Energia Elétrica (*Regional Electricity Company* – REC) de comprar um montante de energia proveniente de fontes renováveis de energia elétrica, e a seção 33 tratava do uso do imposto sobre combustíveis fósseis que seriam então distribuídos para as RECs, garantindo assim o ressarcimento dos gastos com a NFFO. Uma importante característica da seção 32 é que não havia nenhuma referência à finalização do programa, nenhuma referência à capacidade contratada, e nenhuma referência às fontes que deveriam participar da NFFO. Segundo MITCHELL (1995), a lei era extremamente aberta caracterizando uma ferramenta flexível e poderosa para o desenvolvimento das fontes renováveis de energia no Reino Unido. Por não fazer restrições conforme citado anteriormente,

a NFFO abria a possibilidade de o governo contratar qualquer montante de projetos em fontes renováveis de energia elétrica sem que nenhuma legislação extraordinária fosse necessária.

O resultado dos projetos vencedores da NFFO e o preço pago pela geração renovável de energia elétrica foi decidido por um processo licitatório específico para cada tipo de fonte⁴⁸ em uma data pré-estabelecida (TERI, 2005). Todos os projetos de uma mesma fonte passavam por um processo licitatório e aqueles selecionados (vencedores do processo licitatório) recebiam um contrato de venda de energia. Neste processo, todos os projetos candidatos também eram submetidos a uma avaliação técnica e comercial criteriosa da agência reguladora de energia elétrica (*Office of Electricity Regulation* - OFFER⁴⁹). Uma vez atendidas as exigências do órgão regulador, os projetos, que oferecessem o menor valor da energia gerada no processo licitatório ocorrido para cada tecnologia, recebiam o contrato.

As RECs pagavam o prêmio contratado pela NFFO para os geradores vencedores do processo licitatório. Entretanto as RECs deviam comprar a geração renovável de energia elétrica pelo preço de mercado (que era a média mensal do preço negociado no *Pool* - PSP⁵⁰). O preço pago pela geração renovável deveria estar bem próximo ao valor PSP ou estar muito mais alto, dependendo da fonte renovável. A *Non-Fossil Purchasing Agency* (NFPA), agência criada para gerir os recursos da NFFO, reembolsava a diferença entre o valor especificado no contrato de geração renovável e o valor do PSP para as companhias regionais de eletricidade. Esta diferença era um subsídio pago pelo imposto sobre os combustíveis fósseis (FFL) que incidia sobre todas as contas de energia elétrica pagas pelos consumidores. A NFPA era uma agência totalmente controlada pelas companhias regionais de eletricidade que tinha por principal função a gestão dos recursos provenientes do imposto sobre dos combustíveis fósseis.

O ministério responsável pelo suprimento energético do Reino Unido, o Departamento de Indústria e Comércio (*Department of Trade and Industry* - DTI) estipulava a capacidade total a ser contratada e o *mix* de fontes renováveis que participariam do processo de licitação. As propostas de projetos eram organizadas por fontes e classificados a partir dos menores preços de

⁴⁸ Fica claro que este processo possibilitou que o processo de leilão ocorresse especificamente para cada fonte de geração renovável de energia elétrica. Não houve um único leilão onde todas as fontes competiam entre si pelo menor preço.

⁴⁹ O Órgão regulador do mercado de energia elétrica (OFFER) e o órgão regular do mercado de gás (OFGAS) foram agregados em um só órgão em 1999 formando o Órgão Regulador de Gás e Energia Elétrica (*Office of Gas and Electricity Market* – OFGEM)

⁵⁰ Seguindo as regras definidas na época para o Pool, após calcular o SMP (*System Marginal Price*) o operador do mercado apresentava os *Capacity Payments*, que somados ao SMP compunha o *Pool Purchase Price* (PPP), preço no qual os geradores vendiam a eletricidade no Pool. O PPP somado a outra parcela chamada de Uplift, formava o *Pool Selling Price* (PSP), preço no qual as distribuidoras pagavam pela eletricidade adquirida no Pool (OLIVEIRA, 2004).

energia. No processo de licitação, era informado o preço de leilão para cada fonte participante. A partir de então os projetos eram organizados a partir dos menores preços apresentados nas propostas e aqueles que apresentassem os menores valores recebiam o contrato de venda de energia participando assim do NFFO.

A figura 3.29 mostra o relacionamento entre os diversos agentes envolvidos no NFFO no Reino Unido.

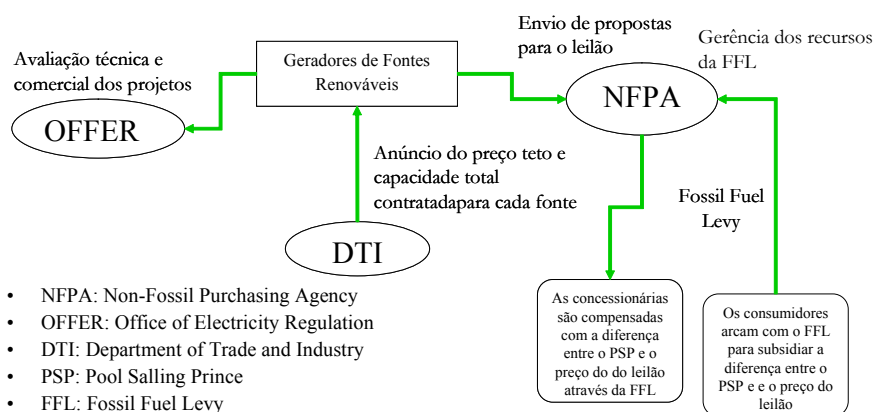


Figura 3.29 – Participação dos diversos agentes no NFFO (TERI, 2005)

As metas do governo federal em promover fontes renováveis de energia elétrica através da NFFO foram alteradas ao longo da implantação das diversas etapas de chamadas públicas. No início do programa, a meta era de que o NFFO atingisse 600 MW de potência instalada para todas as fontes (FavoRES,2004). Em 1994 o governo anunciou uma nova meta de 1500 MW de potência instalada até o ano 2000. Segundo KETTLER (1999), estas metas tinham por finalidade que as políticas adotadas pelo governo para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica pudessem atender aos seguintes objetivos:

- Promover benefícios ao meio ambiente incluindo a redução de gases de efeito estufa;
- Contribuir para a diversificação e seguridade das fontes geradores de energia elétrica;
- Apoiar e fomentar uma indústria mais competitiva.

A participação de cada agente nas diversas etapas do NFFO será discutida ao longo das próximas seções. No total foram feitas cinco chamadas públicas para apresentação de projetos em fontes renováveis de energia elétrica: NFFO-1 (1990), NFFO-2 (1991), NFFO-3 (1994), NFFO-4 (1997) e NFFO-5 (1998). Uma das características das chamadas para apresentação de projetos no âmbito da NFFO está na validade dos contratos que permitiam um prazo de até cinco anos para que os empreendimentos fossem comissionados e entrassem em operação. Uma outra característica era que os projetos não tinham obrigação de serem implementados. Como

será apresentado nos resultados das políticas implantadas no Reino Unido para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica, esta característica do mecanismo NFFO possibilitou que muitos empreendimentos não chegassem a ser implementados.

3.4.2.1 NFFO - 1

A primeira chamada pública para projetos em fontes renováveis de energia elétrica para o NFFO foi realizada em 1990 e não se caracterizou diretamente como um processo de competição entre projetos apresentados ou entre fontes renováveis. Os empreendedores apresentavam seus projetos para as empresas públicas de energia elétrica com informações suficientes para justificar o preço da energia gerada. Cada projeto foi analisado separadamente e neste momento não havia competição entre as fontes ou projetos. MITCHELL (1995) cita que o mercado de fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido era muito pequeno e que o início do processo do NFFO apresentava dúvidas sobre a real magnitude dos custos da energia elétrica proveniente das fontes renováveis de energia elétrica.

O fato de a primeira chamada de projetos para o NFFO-1 e a continuidade do processo de privatização das empresas públicas de energia elétrica ocorrerem ao mesmo tempo gerou um clima de incerteza e desconfiança entre os agentes. Ao mesmo tempo em que as empresas preocupavam em tornar-se privadas, cabia a elas também a análise técnica e econômica dos projetos enviados. No processo de privatização, os empreendedores interessados na NFFO sentiam-se desconfortáveis visto que existia a possibilidade de as empresas que realizaram a avaliação de seus empreendimentos tornarem-se potenciais competidores. Para evitar possíveis choques de interesses, o Departamento de Energia⁵¹ (DoEn) passou a gerenciar tanto as solicitações do NFFO-1 quanto de todo o processo de privatização. Entretanto, ao mesmo tempo em que ocorria a privatização das empresas públicas de energia elétrica, ao demais agentes como a NFPA e o OFFER estavam sendo criados entre 1989 e 1990 e passaram a envolver-se fortemente no processo de análise das solicitações. O início do processo gerou confusão entre os empreendedores sobre o papel de cada agente e suas responsabilidades no processo de análise das solicitações, e gerou também confusão entre os agentes recém-criados para esta finalidade. Coube a OFFER fazer a análise técnica e econômica dos projetos enviados para participarem do NFFO-1. Dos itens avaliados nos projetos apresentados pela OFFER destacam-se (MITCHELL, 1997):

⁵¹ Criado em 1974 o Departamento de Energia (DoEn) participou de todo o processo de privatização do setor elétrico no Reino Unido e passou a fazer parte do Departamento da Indústria e Comércio (DTI) a partir de 1992.

- Análise da área definida para o empreendimento, sua disponibilidade e o andamento das permissões para construções;
- Análise da viabilidade técnica. Se o projeto era tecnicamente viável e se o projeto de conexão elétrica era compatível com a rede de transmissão;
- Se os cronogramas de instalação, comissionamento e operação eram viáveis com as datas estipuladas;
- Se os custos apresentados para implantação do investimento e os custos da energia gerada eram justificados.

O grande interesse por projetos em fontes renováveis de energia elétrica foi demonstrado na apresentação de 370 projetos candidatos para ao NFFO-1 (MITCHELL,1995, DTI, 2006a). Esta grande oferta de projetos das mais diversas formas de fontes renováveis de energia elétrica provocou um alerta sobre o NFFL. Com a apresentação de um número elevado de projetos, o valor do imposto deveria ser maior visto que não se esperava um número tão significativo de projetos. Desta forma, o Departamento de Energia informou as RECs sobre o estabelecimento de um valor máximo para a energia elétrica gerada e solicitou que as RECs consultassem os empreendedores se eles gostariam de fazer uma nova proposta para os preços da energia gerada em seus empreendimentos. Toda esta nova situação gerou grandes incertezas principalmente sobre os valores máximos da energia paga pela NFFA para a energia gerada

Ainda no final de 1989 existiam incertezas sobre os contratos da primeira chamada da NFFO. Dentre elas a definição das metodologias de cálculo dos custos dos projetos e até que preço a NFPA poderia pagar pela energia gerada. Como anúncio de que os contratos nesta fase teriam uma validade de oito anos, muitos projetos não alcançaram o valor máximo estipulado para o preço da energia gerada e ficaram excluídos do processo. O Departamento de Energia reconheceu que o valor de 6p/kWh não era suficiente para novos projetos eólicos e concordou em elevar o preço para 9p/kWh (MITCHELL, 1995,2000)⁵². Do total de 370 projetos inicialmente entregues para participarem do NFFO-1, 100 foram re-submetidos ao programa. Somente 75 projetos foram contratados em 1990 (ROBERTS et al, 1991). Dos 75 projetos contratados (152 MW) em 1991 somente 59 (141 MW) encontram-se em operação em 2005 segundo relatório do *Department of Trade and Industry* – DTI. (DTI,2005)

A tabela 3.10 mostra o resultado da primeira fase do NFFO e os preços médios pagos pelos aos projetos.

⁵² A cotação em janeiro de 1990: 1 £=1,68 US\$; 1 £=3,64 CR\$ (Fonte: Banco Central, 2006)

Tabela 3.10 – Resultado do NFFO-1

Tecnologia	Projetos Contratados		Tarifa Máxima (p/kWh)
	Número	MW	
Energia Eólica	9	12,21	9,0
Hidrelétricas	26	11,85	7,5
Gás de aterro	25	35,50	6,4
Lixo Municipal e Industrial	4	40,63	6,0
Biomassa	4	45,48	6,0
Bio Gás	7	6,45	6,0
Total	75	152,1	7,0

(Fonte: MITCHELL, 1995 e 2000)

3.4.2.2 NFFO – 2

A segunda chamada para projetos no âmbito do NFFO em 1991 (NFFO-2) contrasta com primeira principalmente na aplicação de um sistema de leilão competitivo entre cada fonte renovável de energia elétrica. Por se tratar de um sistema de leilão (como apresentado no capítulo 2), esperava-se que os custos marginais do empreendimento estariam garantidos. Os possíveis empreendedores de fontes renováveis de energia elétrica assumiram que se os preços negociados durante a NFFO-1 variavam entre 6-9 p/kWh, os contratos firmados no NFFO-2 apresentariam valores superiores visto que haveria um período menor para o encerramento do imposto NFFL que pagaria a diferença entre os preços da tecnologia renovável e aquele praticado no *pool* de energia elétrica. O “preço-prêmio” pago para as fontes renováveis de energia cresceu, em especial, para a energia eólica que passou a receber 11 p/kWh gerando bons retornos de investimento e atraindo assim mais investidores (MITCHELL, 1995).

O mecanismo de leilão adotado gerou várias críticas quanto à participação de pequenos projetos cujos custos marginais estavam acima do limite imposto. Desta forma, pela própria característica do sistema de leilão (conforme apresentado no Capítulo 2), os grandes empreendimentos, por apresentarem custos marginais menores, participaram de forma mais efetiva no processo. Além disso, o prazo limite de encerramento do NFFL em 1998 provocou uma aceleração no comissionamento dos projetos (MITCHELL, 1995). Após a contratação, os projetos deveriam entrar em operação o mais rápido possível visto o período reduzido da validade do NFFL. A combinação de um sistema de leilão e o reduzido prazo de vigência da NFFL proporcionou grandes impactos no processo de contratação de projetos. De fato, os projetos de pequena porte apresentavam grandes dificuldades na obtenção de contratos

principalmente devido aos altos custos comparados aos dos projetos de grande porte além de que os produtores independentes também tinham dificuldades de obtenção de financiamentos para seus projetos. Segundo MITCHELL (1994), nenhum contrato no âmbito do NFFO-2 foi realizado com produtores independentes os quais não tinham recursos próprios para o financiamento dos projetos.

No caso específico da energia eólica, a data de encerramento da NFFL em 1998 obrigou aos empreendedores a usarem turbinas eólicas importadas. Isto ocorreu porque a única fábrica de geradores no Reino Unido na época estava trabalhando em conjunto com um dos empreendedores e não tinha capacidade para fornecer todas as máquinas em um curto espaço de tempo. Desta forma, 83% de todas as turbinas eólicas contratadas entre 1990 e 1991 foram turbinas importadas (MITCHELL, 1994).

A tabela 3.11 mostra o resultado da NFFO-2 e os preços médios pagos pelos aos projetos.

Tabela 3.11 – Resultado do NFFO-2

Tecnologia	Projetos Contratados		Tarifa Máxima (p/kWh)
	Número	MW	
Energia Eólica	49	84,43	11,0
Hidrelétricas	12	10,86	6,0
Gás de aterro	28	48,46	5,7
Lixo Municipal e Industrial	10	271,48	6,5
Biomassa	4	30,15	5,9
Bio Gás	19	26,86	5,9
Total	122	472,23	7,2

(Fonte: MITCHELL, 1995 e 2000)

Apesar dos problemas apresentados acima, o número de projetos contratados no NFFO-2 foi significativamente maior comparado ao do NFFO-1. Os anos de 1991 e 1992, após o encerramento dos contratos do NFFO-2, caracterizaram-se por um momento de otimismo para fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido (MITCHELL, 2000). Os resultados de contratação no NFFO-2 e as expectativas apresentadas pelo Comitê de Energia da Casa dos Comuns de metas crescimento de 1000 MW até o ano de 2000 apresentaram cenários otimistas para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido (MITCHELL, 1995, 2000, HOUSE OF COMMONS, 1992). Entretanto a demora para no anúncio de uma nova chamada projetos reduziu o clima de otimismo no setor.

3.4.2.3 NFFO - 3

A terceira chamada para projetos no âmbito do NFFO (NFFO-3) foi realizada em dezembro de 1994. As regras do NFFO-3 sofreram algumas alterações quanto à especificação dos preços a serem pagos pela energia gerada por fontes. O sistema de leilão manteve-se, mas diferente do NFFO-1 e do NFFO-2. Não mais se adotava o valor-teto estipulado para cada uma das fontes, mas o valor indicado pelo projeto no sistema de leilão. O valor pago seria aquele indicado pelo empreendedor durante o processo de análise dos projetos.

Uma importante característica do NFFO-3 está na queda dos valores médios pagos pela energia gerada por fonte. A tabela 3.3 mostra o valor do preço médio pago pela energia elétrica dos empreendimentos contratados pela NFFO-3.

MITCHELL (1995) aponta cinco fatores que possibilitaram a queda dos valores médios pagos pela energia para cada fonte renovável de energia. Primeiro, os contratos realizados nesta chamada eram assinados para um prazo de 15 anos ao contrário do período de 6 a 8 anos assinado no NFFO-1 e NFFO-2. Segundo, o empreendedor era pago pelo valor apresentado no leilão ao invés de pelo valor máximo estipulado para cada fonte como nas chamadas anteriores. Terceiro, os custos dos serviços necessários para o desenvolvimento de um projeto em fontes renováveis de energia tornaram-se menores visto o ganho de experiência durante os seis anos desde o início da NFFO. Em quarto lugar, houve uma queda nos custos de equipamentos e máquinas utilizados na geração renovável de energia elétrica. Segundo MILBORROW (1995), além da redução dos custos com os serviços necessários para o desenvolvimento de um projeto, o custo da potência eólica instalada caiu de £1000/kW praticados no NFFO-2 para valores entre £700 – 750/kW no NFFO-3. Uma quinta razão apresentada por MITCHELL (1995) aponta para a disponibilidade de capitais para investimentos mais baratos do que aqueles oferecidos anteriormente na NFFO-2. Em especial, alguns projetos eólicos contratados na NFFO-3 apresentavam preços da energia gerada mais baratos do que anteriormente.

Uma inovação apresentada na NFFO-3 estava no desmembramento dos projetos eólicos em duas faixas: aqueles projetos com potência superior a 1,6 MW e os projetos com potência inferior a 1,6 MW. É importante citar que neste momento as turbinas eólicas comerciais disponíveis apresentavam potência entre 400 a 750 kW e os projetos de pequeno porte poderiam ser formados por poucas unidades geradoras. Os projetos em biomassa também foram subdivididos em duas categorias, aqueles que utilizavam o processo de gaseificação dos resíduos das plantações, dos produtos agrícolas e de floresta, e aqueles que utilizavam o próprio resíduo para geração de energia elétrica.

Tabela 3.12 – Resultado do NFFO-3

Tecnologia	Projetos Contratados		Preço-médio (p/kWh)
	Número	MW	
Energia Eólica > 1,6 MW	31	145,92	4,43
Energia Eólica < 1,6 MW	24	19,71	5,29
Hidrelétricas	15	14,48	4,46
Gás de aterro	42	82,07	3,76
Lixo Municipal e Industrial	20	241,87	3,89
Biomassa (gaseificação)	3	19,06	8,65
Biomassa (outros)	6	103,81	5,07
Total	141	626,90	4,35

(Fonte: MITCHELL, 1995 e 2000; DTI,2005)

3.4.2.4 NFFO – 4 e NFFO – 5

A quarta chamada para contratação de projetos (NFFO-4) foi realizada em 1997 após 3 anos da última da chamada anterior. Foram contratados 195 projetos totalizando 842 MW de fontes renováveis. A quinta chamada para contratação de projetos (NFFO-5) foi realizada um ano após e foram contratados 261 projetos totalizando 1177 MW. As tabelas 13 e 14 mostram a distribuição dos projetos contratados por fontes e o resultado efetivo da implantação dos projetos. As tabelas apresentam a característica importante de que muitos projetos não foram implementados (em comparação com os valores apresentados nas tabelas 10, 11 e 12 referentes ao NFFO1, NFFO-2 e NFFO-3 respectivamente)

Um dos motivos para uma grande quantidade de projetos contratados não estarem em operação foi o baixo preço de leilão e as dificuldades de se obter as licenças. No período após o anúncio da NFFO-5 até o início da implementação da *Renewable Obligation* em 2002, a instalação dos projetos contratados apresentaram uma velocidade de implementação muito lenta. Os projetos contratados que realmente foram implementados representaram somente 26% da potência contratada na NFFO-4 e 15% da potência contratada na NFFO-5 (MITCHELL, 2000, DTI,2006a).

A NFFO, de uma forma geral, poderia ser um bom mecanismo para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica caso houvesse cláusulas de penalidades e se o valor-teto dos leilões fosse maior. Entretanto, a postura de partes do DTI de reduzir a média dos preços da energia gerada em cada uma das chamadas caracterizou de forma significativa a forma de implementação do mecanismo durante todo o processo. De fato, o DTI estava mais preocupado

em demonstrar que a política competitiva de incentivo à fontes renováveis de energia elétrica estava funcionando e que os preços realmente caíram ao longo do tempo (MITCHELL *et al*, 2004).

Tabela 3.13 – Resultado do NFFO-4

Tecnologia	Projetos Contratados		Preço-médio (p/kWh)
	Número	MW	
Energia Eólica > 1,6 MW	48	330,36	3,56
Energia Eólica < 1,6 MW	17	10,33	4,57
Hidrelétricas	31	13,22	4,25
Gás de aterro	70	173,68	3,01
Lixo Municipal e Industrial	6	125,92	2,75
Lixo Municipal e Industrial para geração de calor e energia elétrica	10	115,30	3,23
Biomassa (gaseificação)	13	73,90	5,51
Total	195	842,72	3,46

(Fonte: MITCHELL, 2000)

Tabela 3.14 – Resultado do NFFO-5

Tecnologia	Projetos Contratados		Preço-médio (p/kWh)
	Número	MW	
Energia Eólica > 1,6 MW	33	340,16	2,88
Energia Eólica < 1,6 MW	36	28,67	4,18
Hidrelétricas	22	8,86	4,08
Gás de aterro	141	313,73	2,73
Lixo Municipal e Industrial	22	415,75	2,43
Lixo Municipal e Industrial para geração de calor e energia elétrica	7	69,97	2,63
Total	261	1177,15	2,71

(Fonte: MITCHELL, 2000)

3.4.3 Renewable Obligation

O planejamento de novos projetos em fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido após a NFFO apresentaram grandes barreiras regulatórias e de mercado para seu

desenvolvimento. A grande mudança regulatória para nas regras de operação do mercado de energia elétrica é destacada com a adoção em 2001 da *New Electricity Trading Arrangements (NETA)* que tinha como principal meta o ajuste de imperfeições em todo o mercado de energia elétrica além de reduzir os preços da energia elétrica (FavoRES,2006). A NETA conseguiu seus objetivos de ajustar o mercado de energia elétrica baseado no Pool proporcionando competição e redução dos preços (as principais diferenças entre o Pool e a NETA são mostrados no quadro 2). Sobre a sua atuação na promoção de fontes renováveis de energia, a NETA, segundo o DTI (2000), deveria ser projetada para facilitar seu desenvolvimento. Tal facilidade não ocorreu. Fontes renováveis de energia elétrica não apresentavam vantagens sob o sistema NETA fortemente baseado nas fontes de geração firme (SMITH, 2002a).

Assim, a *Renewable Obligation (RO)* entrou em operação em abril de 2002 (DTI, 2002) como um mecanismo que substituiria o NFFO, além de criar um ambiente mais favorável de participação dos geradores renováveis de energia elétrica renovável no mercado. Segundo MITCHELL *et al.* (2004), esta mudança foi resultado de um processo de descrença, por parte dos agentes de energia elétrica, de que o NFFO seria um mecanismo que traria estímulo suficiente para o crescimento da capacidade de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis⁵³.

Essencialmente a RO é uma variação do *Renewable Portfolio Standard (RPS)* praticado em vários Estados da federação dos Estados Unidos que, como instrumento político, procura aumentar a geração de energia elétrica a partir de fontes de alto custo de geração que apresentam benefícios ambientais e sociais (BERRY, 2001). As metas políticas do Reino Unido para fontes renováveis de energia elétrica apresentadas no início da RO foram (DTI, 2001):

- Proporcionar ao Reino Unido atingir as metas nacionais e internacionais de redução às emissões incluindo gases de efeito estufa;
- Promover a geração de energia elétrica de forma segura, diversificada, sustentável e competitiva;
- Estimular o desenvolvimento de novas tecnologias necessárias para a continuidade do crescimento da contribuição de fontes renováveis de energia ao longo-prazo;
- Apoiar a indústria de fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido a tornar-se competitiva no mercado nacional e no mercado exportador e
- Contribuir para o desenvolvimento rural.

⁵³ Mecanismos similares ao RO foram adotadas na Escócia em 2004 (denominado ROS) e na Irlanda do Norte em 2005.(denominado NIRO)

Quadro 2

A transição das regras para o mercado de energia elétrica no Reino Unido: Pool x NETA⁵⁴

O descontentamento com o resultado do mecanismo de funcionamento do Pool foi oficialmente reconhecido pelo Governo através do DTI (2000), quando afirmou que ‘o arranjo não levou à redução esperada de preços, tendo em vista as mudanças nos custos dos insumos e aumento de eficiência’. A percepção do insucesso do mecanismo do Pool estava ligado ao poder de mercado das geradoras, e a inflexibilidade da negociação de contratos. O constante exercício do poder de mercado das empresas dentro do Pool exigiu que o Regulador permanentemente monitorasse o Pool, pressionando e intervindo para ‘promover a competição’ e ‘proteger os interesses dos consumidores’. Esta prática, além de controversa do ponto de vista da filosofia desejada para o Pool, tomava grande parte do tempo do Regulador o qual deveria concentrar seus esforços na regulação da parte de monopólio natural da Indústria (GREEN, 1996). Este descontentamento acumulado durante os cinco anos de relatórios e interferências, junto com a pressão realizada pelo *Energy Committee* sobre o Regulador, despertou o interesse por modificações na sistemática de funcionamento do Pool.

Como mostra NEWBERRY (1997), se a liberdade de entrada no mercado por terceiros é efetiva e se o mercado de contratos é razoavelmente líquido e ativo, neste caso, as ineficiências oriundas do poder de mercado causadas pela presença de poucos geradores é diminuída; além disto, desde que os novos entrantes venham a competir no nicho de mercado livre, quando não existe excesso de capacidade de geração a entrada é facilitada e a competição potencializada. Seguindo esta concepção buscou-se um novo mecanismo que estabelecesse mais liberdade para os agentes na ponta de oferta e demanda, e que fosse capaz de simular de maneira mais próxima o mecanismo de mercado clássico. Com o advento da NETA (em 2001) acabou a obrigação de aquisição de energia via o *Electricity Pool*. Qualquer agente interessado em vender ou comprar eletricidade no atacado o pode fazer livre e diretamente através de contratos bilaterais ou multilaterais. Outra novidade do NETA é a de explicitar o arbitrador (*non-physical traders*) como mais um agente operando na transação de energia, além dos tradicionais geradores e distribuidores. O papel da NETA é disponibilizar um mecanismo capaz de: (1) medir os déficits e superávits relacionados à diferença entre os valores constantes nas transações contratuais e os valores fisicamente transacionados entre os agentes, além de determinar os preços nos quais estes serão fechados (*Imbalance Settlement*); (2) ajustar os níveis desejados de operação declarados pelos ofertantes com a demanda efetiva em tempo real (*Balancing Mechanism*).

Sob as regras da NETA qualquer gerador ou distribuidor é livre para determinar o nível

⁵⁴ Este quadro é baseado nas informações das lições da experiência britânica na indústria de eletricidade apresentadas por OLIVEIRA (2004)

em que deseja operar, seja gerando ou comprando, de acordo com as quantidades contratuamente assumidas. Desta forma a decisão de ficar em desbalanço é uma decisão individual dos agentes. Entretanto, sob as regras da NETA é obrigatório informar ao Operador do Sistema sobre estes níveis para cada uma das ½ hora através dos *Initial Physical Notifications (IPN)*, os quais devem ser submetidos até as 11 horas do dia anterior à transação. Tanto as unidades de geração quanto os agentes consumidores (cuja participação seja relevante) também são obrigados a fornecer informações ao Operador do Sistema através dos *Final Physical Notification (FPN)*, até o fechamento do *Gate Closure*, confirmando os níveis desejados de operação para cada uma das ½ hora.

As principais vantagens da NETA em relação ao Pool são mostradas na tabela abaixo:

Características	Pool	NETA
Oferta e Demanda	<i>Supply Side Bidding</i>	<i>Supply e Demand Side Bidding</i>
Escopo	Compulsório para Comercialização física e financeira	Voluntário
Mecanismo de Preço	Ex-ante Bids	Ex-post (tempo real)
Status de Oferta	Não-firme	Firme
Preço e Pagamento	Sistema de Preço Marginal (SMP)	<i>Bid Scaling</i>
Operadores do Sistema e do Mercado	Ambos pelo National Grid Company (NGC)	National Grid Company (NGC) & ELEXON ⁽¹⁾
Comércio bilateral	Permitido (Contratos para diferenças)	Permitido (Contratos bilaterais)
Investimento Financeiro	<i>Capacity Payment</i>	Sem incentivos específicos
Restrições de transmissão e perdas	Mecanismo incluído após preço do Pool	Mecanismo incluído após o preço do NETA
Estabelecimento dos desequilíbrios	Operador do Sistema	Mecanismos de Balanceamento
Validade das Bids - volume	Para cada 30 minutos	Para cada 30 minutos
Validade das Bids - período	Diária	Para cada 30 minutos

(1) - Empresa criada para a gerência e supervisão das regras aplicadas no mercado de energia elétrica.
(Fonte: BARACHO,2001)

As quatro principais críticas ao Pool, descritas acima, foram a (i) complexidade de seu mecanismo, (ii) a governança inadequada para regular o mercado, e (iii) o *one-way market*, e (iv) a existência de manipulação de preço via poder de mercado. A vantagem da NETA em relação ao item (i) refere-se a sua similaridade com mecanismos tradicionais de mercado financeiro, de maneira que os agentes já estão familiarizados e percebem o mecanismo como menos complexo (padronização). A vantagem da NETA em relação ao item (ii) deriva do fato do estabelecimento do NETA ter ocorrido com regras mais flexíveis e possíveis de serem mudadas mais facilmente. A separação da operação do Sistema da operação do Mercado foi fundamental para isto. A vantagem da NETA em relação ao item (iii) é expressa com a possibilidade do lado da demanda participar do mercado. Estas três falhas anteriores do Pool parecem ter sido solucionadas, como inclusive aceitam alguns autores como NEWBERY (2000), GREEN (1999) e CURRIE (2000).

A RO é uma obrigação através do qual as distribuidoras de energia elétrica licenciadas devem comprar um percentual do seu fornecimento de energia através de fontes renováveis de energia elétrica. Para cada ano, o percentual que deve ser reservado para o suprimento de energia através de fontes renováveis de energia elétrica cresce. A RO estava inicialmente planejada para manter a obrigação em 10,4% até 2027, garantindo, pelo menos teoricamente, a continuidade da obrigação por 25 anos. A mais recente reforma do Governo Britânico sobre a RO, através da DTI, aponta novas metas obrigatórias para as distribuidoras: a participação das fontes renováveis de energia elétrica passa a ser de 15% em 2015. O cronograma atual de cotas obrigatórias apresentadas a partir de 2006 é mostrado na tabela 3.15.

A estrutura de funcionamento da RO conta com a participação de cinco agentes: os geradores de energias renováveis, as distribuidoras, a DTI, a OFGEM e os mercados de certificados verdes. Os relacionamentos entre os agentes podem ser numerados, de forma simplificada, pela compra e venda de energia elétrica, compra e venda de certificados verdes, pagamentos do fundo de *buy-out* e as metas que cada distribuidora deve cumprir com a geração de energia renovável. Os agentes e seus relacionamentos são apresentados, de forma simplificada na figura 3.30.

Tabela 3.15 – Novo cronograma das cotas obrigatórias na RO

Período	Percentual para Participação de Renovável no Sistema Elétrico
De 1º de Abril de 2006 a 31 Março de 2007	6,7%
De 1º de Abril de 2007 a 31 Março de 2008	7,9%
De 1º de Abril de 2008 a 31 Março de 2009	9,1%
De 1º de Abril de 2009 a 31 Março de 2010	9,7%
De 1º de Abril de 2010 a 31 Março de 2011	10,4%
De 1º de Abril de 2011 a 31 Março de 2012	11,4%
De 1º de Abril de 2011 a 31 Março de 2013	12,4%
De 1º de Abril de 2011 a 31 Março de 2014	13,4%
De 1º de Abril de 2011 a 31 Março de 2015	14,4%
De 1º de Abril de 2011 a 31 Março de 2016	15,4%
Para cada período de doze meses até 31 de Março de 2027	15,4%

(Fonte: DTI, 2005)

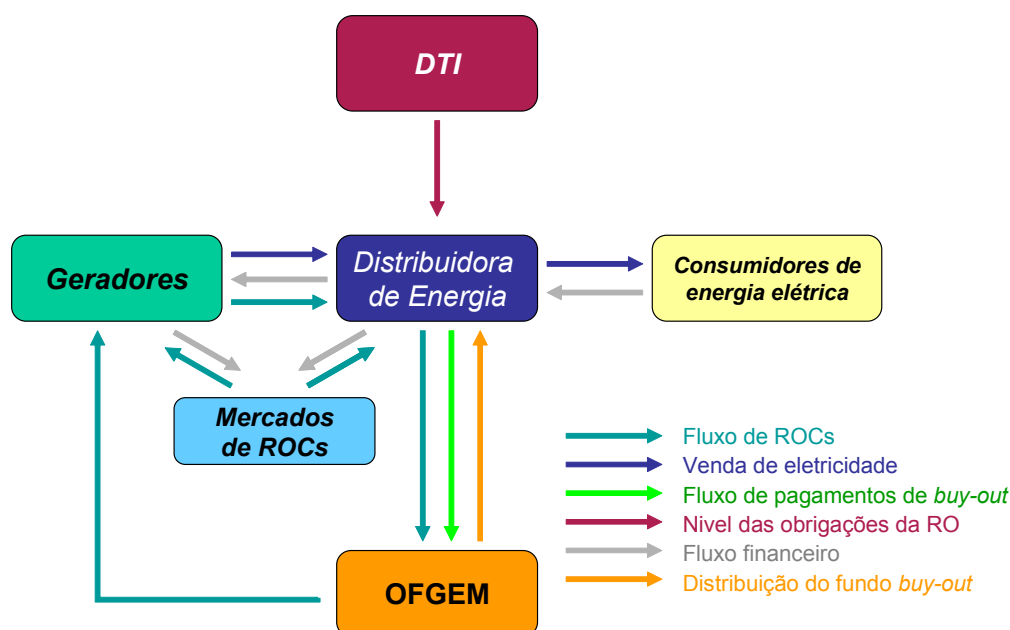


Figura 3.30 – Agentes participantes da RO e seus relacionamentos (ILEX,2005)

A RO apresenta-se com simplicidade e, em princípio, tem algumas vantagens distintas para um mercado específico de *Renewable Obligation Certificate* (ROC), são elas (MITCHELL, 2004):

- O sistema (mais especificamente a OFGEM) age de forma contábil verificando se as metas obrigatórias foram cumpridas;
- Todas as distribuidoras de energia são legalmente obrigadas a cumprirem suas obrigações embora possam escolher pagar um valor limite de *buy-out* de £30,00/MWh⁵⁵ (valor estipulado para o período inicial de 2002 a 2003) ao invés de comprarem a energia elétrica de um projeto renovável elegível;
- As concessionárias de energia devem comprar um montante de energia pelo preço *buy-out* até alcançar suas metas obrigatórias. Desta forma a RO é um mecanismo que provê recursos financeiros para o pagamento de fontes renováveis de energia elétrica sem a participação de verbas governamentais;
- Os ROCs facilitam o comércio permitindo que as metas obrigatórias sejam compradas fisicamente pela produção de energia elétrica através de fontes renováveis com os certificados da geração ou tão somente através da compra de certificados em um mercado alternativo de comercialização de ROCs (SANTOKIE,2002).

⁵⁵ Este valor é atualizado anualmente sempre em valores crescentes. Cotação (2002/2003): 1£ = 1,53US\$ (Banco Central, 2006)

- As distribuidoras podem repassar os custos para seus clientes, mas, existe um custo máximo de repasse dentro da RO.

3.4.3.1 Caracterização dos Certificados e o sistema *buy-out*

A caracterização do cumprimento das metas obrigatórias estipuladas pela RO está na apresentação, por parte das distribuidoras, de certificados negociados por de geradores de energia elétrica que utilizam fontes renováveis de energia. Os *Renewable Obligation Certificate* (ROCs) estão relacionados com a geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia onde cada ROC tem o valor de 1MWh. Os ROCs podem ser negociados bilateralmente e também podem ser negociados através de um mercado específico de certificados. Através destes dois mecanismos, as distribuidoras podem adquirir ROCs para o cumprimento de suas obrigações.

A negociação dos ROCs pode ser feita separadamente da energia a qual ela está relacionada promovendo uma maior flexibilização para as distribuidoras, que podem adquirir certificados com os próprios geradores, com outras distribuidoras ou através do mercado de certificados. Os certificados, para terem validade no âmbito da RO, devem apresentar as seguintes informações:

- Identificação do gerador (o gerador deve estar acreditado junto a OFGEM)
- O total de energia gerado e
- Confirmação de que a energia gerada foi fornecida a um consumidor britânico

Junto com a criação do sistema de certificado, a RO define o valor de *buy-out* que trata de um valor-teto que a distribuidora utiliza como opção para a compra total ou parcial do percentual de sua obrigação junto a RO. No caso em que a distribuidora não alcance os valores de suas obrigações em energias renováveis (aqui representados pelo número de ROCs), esta deve complementar o déficit de sua obrigação no pagamento da energia complementar pelo valor do *buy-out*. Uma característica importante da RO é a variação dos valores do ROC e os recursos provenientes do *buy-out*, que mudam a cada período, dependendo da oferta e da demanda por fontes renováveis de energia elétrica no mercado.

Segundo Smith e WATSON (2002b) e MORTHORST (2000), o mercado de ROC criado pela RO é, em teoria, muito simples conforme apresentado na figura 3.31. A curva S ilustra que, quando o preço dos ROCs sobe, cada vez mais empreendedores são encorajados a investirem em novas plantas de geração renovável de energia elétrica. Além de encorajar novos empreendimentos, este mecanismo também introduz a competição entre os geradores por melhores rendimentos através dos ROCs. Ao incluir um preço fixo de *buy-out*, o mecanismo

introduz um limite nas operações de mercado dos ROCs. Se o mercado de fonte renovável de energia elétrica for baixo (Q_b) então os geradores venderão os ROCs pelo preço mais baixo (P_b). Entretanto, se o governo projetar metas mais ambiciosas para o futuro (Q_a), os preços dos ROCs crescerão (P_a) e ficarão em patamares superiores aos preços estipulados de *buy-out*. Neste caso, nem toda a demanda será suprida por fontes renováveis através da compra de ROCs. Somente aqueles geradores que apresentarem valores de ROCs iguais ou inferiores ao preço limite estabelecido de *buy-out* poderão participar da demanda por fontes renováveis de energia elétrica.

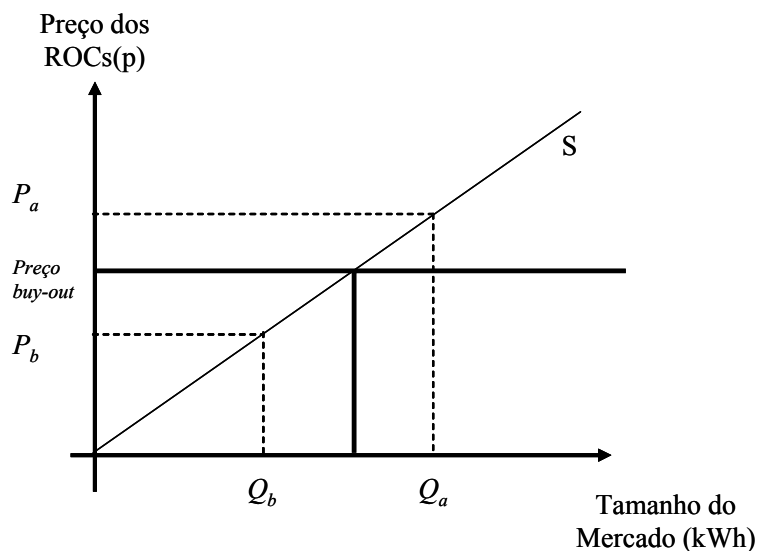


Figura 3.31 – Um mercado ideal para os ROCs (SMITH, 2002b)

3.4.3.2 Os geradores de energia elétrica participantes da RO

Uma planta geradora de energia elétrica deve ser acreditada pela OFGEM para certificação de que sua geração é proveniente de fontes renováveis de energia elétrica antes da emissão dos ROCs. Segundo a DTI (2005, 2005a), os projetos para participarem da RO através de ROCs devem estar classificados como fontes elegíveis. A lista de fontes renováveis de energia classificadas como elegíveis e suas restrições para participação na RO são apresentadas na tabela 3.16.

Tabela 3.16– Fontes renováveis de geração de energia elétrica elegíveis participantes da RO.

Fonte	Restrições
Gás de Aterro	Nenhuma
Hidrelétricas com potência inferior a 20 MW	Nenhuma
Eólica	Nenhuma
Geração Geotérmica	Nenhuma
Maré Motriz	Nenhuma
Energia das Ondas	Nenhuma
Solar Fotovoltaica	Nenhuma
Biomassa proveniente da agricultura	Nenhuma
Gás de Esgoto	Nenhuma
Outras biomassas (resíduos florestais e agrícolas)	Nenhuma
Energia do Lixo	Somente o lixo derivado de fonte não fóssil será elegível. Energia proveniente da incineração de várias fontes de lixo não será elegível. Energia proveniente de um mix de elementos de origem fóssil e não-fóssil utilizando tecnologias avançadas de redução das emissões serão elegíveis.
Hidrelétricas com potência superior a 20 MW ⁵⁶	Somente aquelas que forem comissionadas depois da data de publicação da lei serão elegíveis.
Biomassa de co-geração	Elegíveis até 31 de março de 2011 para até 25% das obrigações de cada distribuidora Pelo menos 75% da biomassa proveniente da agricultura a partir de 1 de abril de 2006.

(Fonte: DTI, 2005)

O gerador de energia elétrica de fontes renováveis tem, de fato, quatro fontes de renda. Todas elas devem ser negociadas pelos geradores renováveis de energia elétrica no mesmo mercado de eletricidade onde participam todas as demais fontes. As quatro fontes de renda são:

- O pagamento pela energia gerada (valores médios da geração convencional)
- O pagamento do ROC
- O pagamento pela isenção da *Levy Exemption Certificates* – LECs
- Pagamento do *Green Premium (Recycle Buy-Out funds)*

As duas primeiras fontes de renda podem ser claramente identificadas na figura 3.29 onde o gerador renovável de energia elétrica estabelece um contrato de compra e venda de energia com a distribuidora e pela venda dos ROCs diretamente a ele ou através do mercado de certificados.

⁵⁶ As hidrelétricas com potência superior a 20 MW são consideradas no Reino Unido como hidrelétricas de grande escala.

No âmbito das normas estabelecidas pelo *Climate Change Levy* (CCL) alguns grandes consumidores de energia elétrica estão aptos a reduzirem o pagamento da CCL (0,43 p/kWh) para um quinto (0,086 p/kWh) caso a energia elétrica seja comprada de fontes renováveis elegíveis ou na aplicação de medidas de eficiência energética para um determinado montante de energia (em conformidade com o *Energy Savings Trust*). Desta forma é possível associar um valor ao LEC que está associado a geração de energia a partir de fontes renováveis (LEC = 1 MWh).

A RO apresenta uma cláusula de penalidade para aquelas distribuidoras de energia que escolherem não atingir suas metas obrigatórias. Desta forma, elas deverão comprar a energia pelo valor de *buy-out* (£30,00/MWh em 2003) referente ao total de ROCs equivalentes para alcançar sua meta obrigatória. Se o preço de eletricidade proveniente de fontes renováveis disponíveis estiver acima do valor de £30,00/MWh então a distribuidora, por opção econômica, compra a energia elétrica de fontes convencionais no mercado de eletricidade além de pagar o valor de £30,00/MWh. As distribuidoras de energia elétrica estão autorizadas a repassar o valor de *buy-out* para seus consumidores.

Os recursos criados pelo *buy-out* são coletados pela OFGEN, depositados em fundo específico e então redistribuídos entre as distribuidoras com base no volume de ROCs apresentados e a fração desta em relação a todos os ROCs recolhidos por todas as empresas em um período específico. Por exemplo, se uma concessionária apresenta 5% de todos os ROCs em um período de um ano, então ela deverá receber o mesmo valor percentual dos fundos recolhidos do *buy-out* (DTI,2001)

Os geradores de fontes renováveis de energia elétrica firmam contrato de médio-longo prazo com as distribuidoras de energia elétrica de forma a receberem os valores dos ROCs e também frações dos valores referente à redistribuição dos pagamentos de *buy-out* (*Recycle Buy-out Fund*) para a OFGEM. Os critérios estabelecidos pela OFGEM determinam que a distribuição do fundo de *buy-out* recolhidos em um determinado ano seja proporcional à quantidade de ROCs apresentados pelas distribuidoras naquele ano. A fração do fundo de *buy-out* que retorna à distribuidora de energia elétrica também é entregue proporcionalmente ao gerador de fonte renovável elegível participante da venda de ROCs (o valor que retorna ao gerador de fonte renovável também é especificado nos contratos). Esta fração que retorna ao gerador renovável também é denominada como *Green Premium*.

Uma vez que o *Green Premium* é um valor diretamente relacionado com o valor de *buy-out* e do percentual das obrigações atingidas em um determinado ano com a apresentação de ROCs, a remuneração do gerador pode ser teoricamente definida pela soma do valor do *buy-out* e do valor do *Green Premium*.

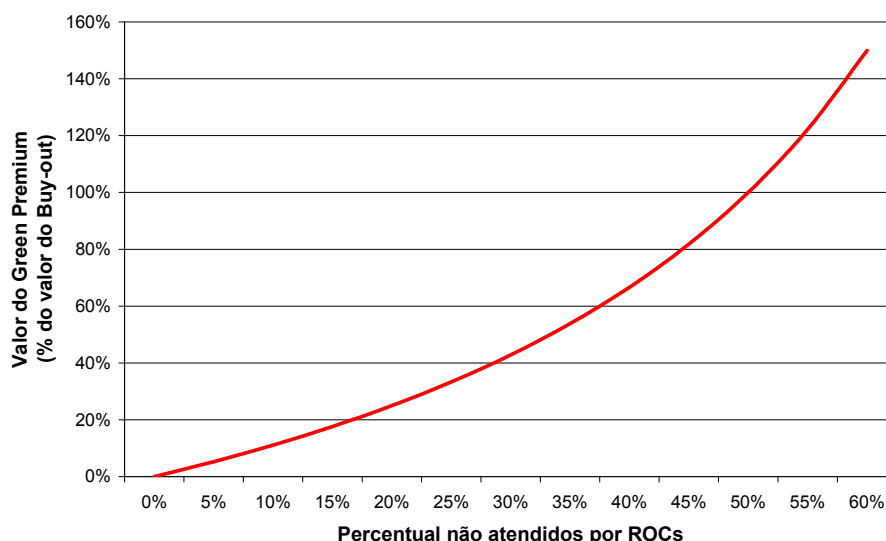


Figura 3.32 – Valores do *Green Premium* em função do percentual da meta não atingida por ROCs (ILEX, 2005)

Segundo SLARK (2006), um número significativo de contratos firmados entre geradores e distribuidoras no Reino Unido mostram que os geradores recebem 90% do preço *buy-out* (valores pagos por ROCs) e 60% do valor equivalente por ROCs da distribuição do *Green Premium*.

3.4.3.3 O monitoramento da RO e as obrigações das distribuidoras

Todo o acompanhamento e gerência da RO são realizados através da OFGEM que procura facilitar a execução das regras além de fiscalizar o cumprimento das metas obrigatórias de cada distribuidora. A atuação da OFGEM abrange também a gerência dos certificados e dos fundos estabelecidos pelo mecanismo.

Das atividades gerenciais da OFGEM no âmbito da RO destacam-se:

- Monitoramento da geração de energia elétrica, em geral, e a criação de certificados denominados *Renewable Obligation Certificate* (ROCs) para a Inglaterra e País de Gales, o *Scottish Renewable Obligation Certificates* (SROCs) para os certificados provenientes da geração renovável na Escócia e para o *Northern Ireland Renewables Obligation Certificates* (NIROCs)⁵⁷;

⁵⁷ Os certificados provenientes da geração de energia renovável na Irlanda do Norte (NIROCs) passaram a ser negociados a partir da regulamentação da NIRO que entrou em vigor em 2005.

- Monitoramento das conformidades das distribuidoras onde cada um deve apresentar a OFGEM certificados que comprovam o cumprimento de suas obrigações;
- Cálculo anual dos valores de *buy-out*
- Recebimento dos valores pagos pelo *buy-out* e a redistribuição dos valores do fundo *buy-out* (*Green Premium*)
- Monitoramento dos vínculos entre os ROCs e o Imposto de isenção de Certificados (*Levy Exemption Certificates* – LECs) disponível para empresas que concordem em reduzir seu imposto sobre mudanças climáticas através de diversas medidas de eficiência energética (a compra e o uso de fontes renováveis de energia estão incluídos como uma das medidas)
- Publicação de relatórios anuais dos principais resultados obtidos pela RO no Reino Unido.

As distribuidoras de energia elétrica devem comprar um determinado número de ROCs todo o ano para o cumprimento de suas metas obrigatórias. Os ROCs podem ser comprados diretamente através dos geradores de energia elétrica por fontes renováveis ou de outra concessionária. Desta forma, os ROCs apresentam-se como *commodity* e, como tal, até 25% das obrigações podem ser postergadas por até um ano sem que elas sejam tomadas como empréstimo.

A recirculação dos recursos provenientes do *buy-out* introduz um elemento de “jogo” na RO (MITCHELL, 2004). As distribuidoras devem conhecer em detalhes a previsão de geração total de energia elétrica das fontes renováveis para qualquer ano. Elas devem estimar as pequenas variações para alcançar as metas de suas obrigações e, conseqüentemente, o total referente à compra pelo valor do *buy-out* e assim o seu prêmio referente ao rateio dos recursos globais recolhidos pelas demais empresas pelo mesmo mecanismo. Na realidade, ao receber o prêmio e tendo a possibilidade de repasse dos valores do *buy-out* aos seus consumidores, a distribuidora de energia elétrica fica economicamente indiferente podendo comprar a energia proveniente de fontes renováveis de energia elétrica ou efetuar a compra pelo preço máximo representado pelo *buy-out*⁵⁸.

⁵⁸ Apesar de o mecanismo implementado pela RO possibilitar que a distribuidora seja indiferente economicamente quanto ao repasse dos ônus da geração renovável de energia elétrica, esta, por estar inserida em um mercado onde os consumidores têm a possibilidade de escolher seus fornecedores, não tem interesse algum em aumentar seus preços, visto que seus clientes podem livremente escolher outras distribuidoras. Cabe também à distribuidora negociar os valores contratados de ROCs e de *Green Premium* entre os geradores de forma a minimizar os impactos na tarifa ao usuário final, mantendo assim seus clientes.

3.4.3.4 Limitações da RO

Uma outra característica da RO estava na não definição de fontes renováveis de geração de energia elétrica que participariam da obrigatoriedade de compra. Não houve uma definição de faixas para cada fonte e desta forma, somente aquelas que apresentavam menores valores para geração de energia elétrica participariam do sistema de obrigações. Esta medida pode ser definida como uma maneira pela qual o mecanismo absorvesse somente as fontes renováveis de energia elétrica mais baratas, reduzindo assim os custos aos consumidores. Existem várias desvantagens na decisão de não estipular faixas de participação para as diferentes fontes renováveis. Em um primeiro momento a RO eliminou do processo todas as fontes renováveis de energia elétrica que ainda não são economicamente viáveis comparadas com as demais. É possível que algumas fontes renováveis de energia elétrica, mais especificamente aquelas que estejam no limiar de se tornarem economicamente viáveis, possam se desenvolver a partir deste mecanismo e tornarem-se economicamente menos onerosas.

Uma das iniciativas de se mudar a RO foi feita pela *British Wind Energy Association* – BWEA em 2003 que apresentou ao Governo Britânico a necessidade de tornar a RO mais clara ao longo prazo (BWEA, 2003). Nesta oportunidade a BWEA apresentava ao governo a grande dificuldade de se obter financiamento especificamente para o setor eólico e a necessidade de revisão da lei para garantir os investimentos em longo prazo. Em 2003, o Governo Britânico, ao publicar o *Energy White Paper Our energy future – creating a low carbon economy* (DTI, 2005) se comprometeu a fazer uma reformulação da RO em 2005/2006.

3.4.4 Resultado das Leis de incentivos a fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido

O resultado das políticas de incentivos podem ser avaliados sob diversos aspectos tais como os aspectos físicos que representam a potência instalada, a energia elétrica gerada das fontes renováveis de energia elétrica participantes do programa, aspectos macro-econômicos, climáticos e sociais.

Tanto a NFFO quanto a RO, por apresentarem estruturas completamente diferentes do sistema *Feed-In* praticado na Alemanha, apresentaram resultados importantes quanto à efetividade dos mecanismos adotados. A seguir são analisados os resultados das duas políticas de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido.

3.4.4.1 Potência Instalada e Energia Gerada

A potência instalada das principais fontes renováveis de geração de energia elétrica no Reino Unido somou, em 2005, 4,5 GW como apresentado na figura 3.33⁵⁹. Mesmo não apresentada na figura 3.33, a fonte fotovoltaica participou nas políticas de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica somando um total acumulado de 10,9 MWp instalados ao final de 2005 gerando 8 GWh/ano. Uma outra fonte renovável de geração de energia elétrica que também participou das políticas de incentivos no Reino Unido (principalmente a partir da RO) foi à instalação de 500 kW de uma unidade de aproveitamento das ondas para geração de energia elétrica.

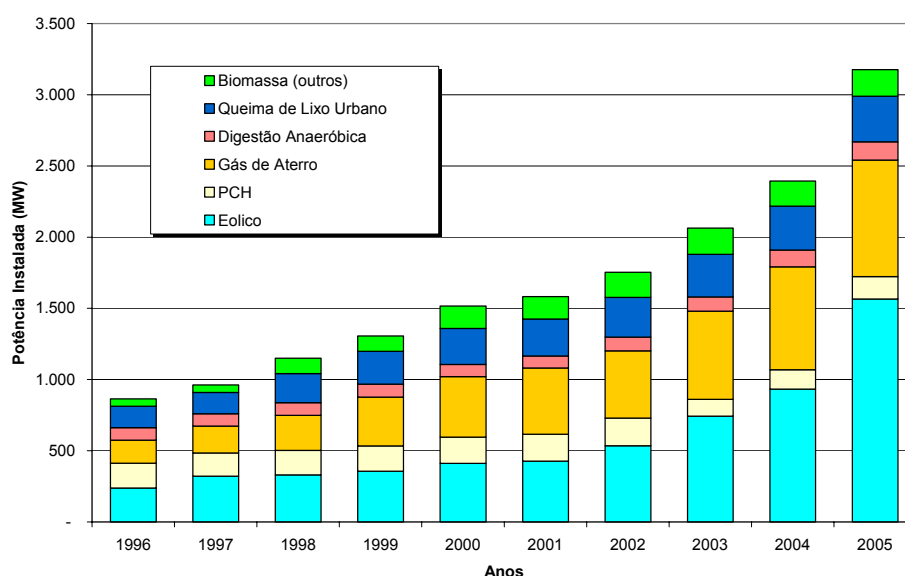


Figura 3.33 – Potência Instalada de fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido.

(Fonte: DTI, 2006b)

A figura 3.34 apresenta a evolução da energia gerada pelas fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido. Em 2005, a energia elétrica gerada por fontes renováveis de energia totaliza 16,9 TWh correspondendo a 4,46% de toda a geração. Ao comparar a geração de energia elétrica global no Reino Unido, a figura 3.35 mostra a evolução da participação percentual da geração renovável de energia elétrica com a geração global de energia elétrica.

⁵⁹ Foi excluído do gráfico a participação de grandes hidrelétricas que não participaram de incentivos da NFFO tão pouco da RO. Em 2005 a capacidade instalada de hidrelétricas somaram 1355 MW.

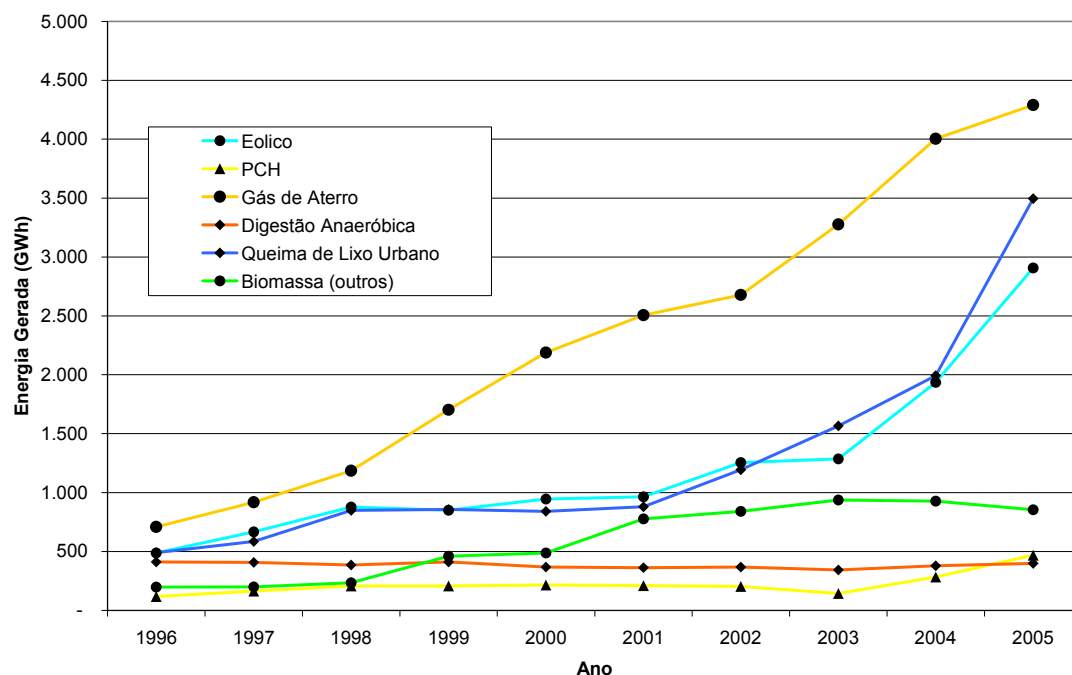


Figura 3.34 – Energia elétrica gerada por fontes renováveis no Reino Unido⁶⁰.
(Fonte: DTI, 2006b)

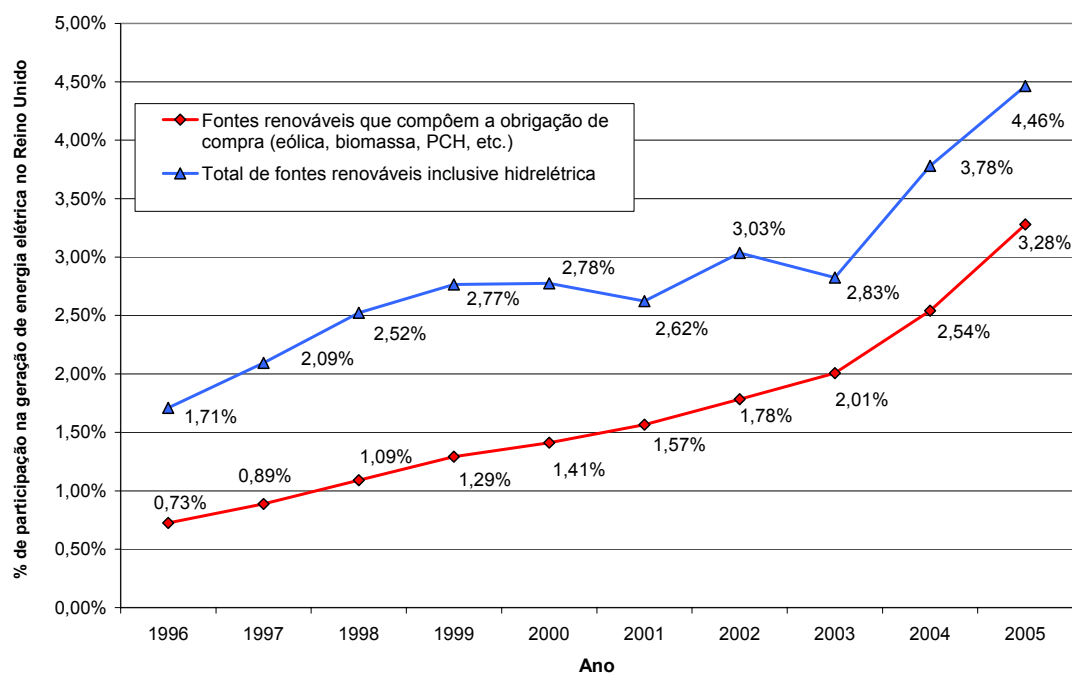


Figura 3.35 – Participação percentual das fontes renováveis na geração de energia elétrica no Reino Unido. (Fonte: DTI, 2006b)

⁶⁰ Foi excluído do gráfico a participação de grandes hidrelétricas que não participaram de incentivos da NFFO tão pouco da RO. Em 2005 a geração de energia elétrica a partir de hidrelétricas somaram 4,5 TWh.

Especificamente sobre os resultados das chamadas da NFFO durante a década de noventa, a tabela 3.17 mostra os resultados das chamadas realizadas no âmbito do NFFO com o número de projetos em operação em 2005 provenientes dos contratos resultante de cada chamada. Por não apresentar nenhuma penalidade pela não implementação dos projetos, houve um número significativo de abandono de projetos. Da mesma forma, o resultado das chamadas públicas na Escócia (SRO) e na Irlanda no Norte (NI-NFFO) apresentou grande número de projetos não implementados conforme apresentado nas tabelas 3.18 e 3.19.

Tabela 3.17 – Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos do NFFO.

Fonte Renovável de Energia		Projetos Contratados		Projetos em operação em 2005		% da Potência Instalada
		Número de Projeto	Potência MW	Número de Projeto	Potência MW	
NFFO - 1 (1990)	Hidrelétrica	26	11,85	13	4,83	41%
	Gás de Aterro	25	35,50	13	25,09	71%
	Lixo Municipal e Industrial	4	40,63	4	40,63	100%
	Biomassa (Outros)	4	45,48	3	45,38	100%
	Bio-Gás	7	6,45	4	4,08	63%
	Eólica	9	12,21	5	8,14	67%
	Total	75	152,11	42	128,16	84%
NFFO - 2 (1991)	Hidrelétrica	12	10,86	9	10,43	96%
	Gás de Aterro	28	48,45	21	34,64	72%
	Lixo Municipal e Industrial	10	271,48	2	31,50	12%
	Biomassa (Outros)	4	30,15	1	12,50	41%
	Bio-Gás	19	26,86	17	18,56	69%
	Eólica	49	84,43	22	51,97	62%
	Total	122	472,23	72	159,60	34%

(Fonte: DTI, 2006b)

Tabela 3.17 – Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos do NFFO.

(Continuação)

Fonte Renovável de Energia		Projetos Contratados		Projetos em operação em 2005		% da Potência Instalada
		Numero de Projeto	Potência MW	Numero de Projeto	Potência MW	
NFFO - 3 (1995)	Biomassa (Gaseificação)	3	19,06	-	-	0%
	Biomassa (Outros)	6	103,81	2	69,50	67%
	Hidrelétrica	15	14,48	8	11,74	81%
	Gás de Aterro	42	82,07	41	80,55	98%
	Lixo Municipal e Industrial	20	241,87	9	114,62	47%
	Energia Eólica > 1,6 MW	31	145,92	12	50,50	35%
	Energia Eólica < 1,6 MW	24	19,71	15	13,52	69%
	Total	141	626,90	87	340,43	54%
NFFO - 4 (1997)	Hidrelétrica	31	13,22	9	2,49	19%
	Gás de Aterro	70	173,68	62	161,46	93%
	Lixo Municipal e Industrial – CHP	10	115,29	4	33,48	29%
	Lixo Municipal e Industrial	6	125,93	-	-	0%
	Energia Eólica > 1,6 MW	48	330,36	6	38,67	12%
	Energia Eólica < 1,6 MW	17	10,33	6	4,03	39%
	Biomassa (Gaseificação)	13	73,92	1	1,43	22%
	Total	195	842,72	88	241,57	29%
NFFO - 5 (1998)	Hidrelétrica	22	8,87	-	-	0%
	Gás de Aterro	141	313,73	80	170,41	54%
	Lixo Municipal e Industrial	22	415,75	-	-	0%
	Lixo Municipal e Industrial – CHP	7	69,97	-	-	0%
	Energia Eólica > 1,6 MW	33	340,16	-	-	0%
	Energia Eólica < 1,6 MW	36	28,67	9	7,45	26%
	Total	261	1.177,15	89	177,86	15%
NFFO Total		794	3.271,11	378	1.047,61	32%

(Fonte: DTI, 2006b)

Tabela 3.18 – Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos da SRO na Escócia.

Fonte Renovável de Energia		Projetos Contratados		Projetos em operação em 2005		% da Potência Instalada
		Numero de Projeto	Potência MW	Numero de Projeto	Potência MW	
SRO - 1 (1994)	Biomassa	1	9,80	1	9,80	100%
	Hidrelétrica	15	17,25	10	10,75	62%
	Lixo Municipal e Industrial	2	3,78	2	3,78	100%
	Eólica	12	45,60	7	25,13	55%
	Total	30	76,43	20	49,46	65%
SRO - 2 (1997)	Biomassa	1	2,00	-	-	0%
	Hidrelétrica	9	12,36	2	1,46	12%
	Lixo Municipal e Industrial	9	56,05	6	17,65	31%
	Eólica	7	43,63	5	31,29	72%
	Total	26	114,04	13	50,40	44%
SRO - 3 (1999)	Biomassa	1	12,90	-	-	0%
	Hidrelétrica	5	3,90	-	-	0%
	Lixo Municipal e Industrial	16	49,11	10	22,36	46%
	Energia das Ondas	3	2,00	1	0,20	10%
	Energia Eólica > 1,6 MW	11	63,43	1	8,29	13%
	Energia Eólica < 1,6 MW	17	14,06	5	4,28	30%
	Total	53	145,40	17	35,13	24%
SRO Total		109	335,87	50	134,99	40%

(Fonte: DTI, 2006b)

Tabela 3.19 – Resultado da implementação dos projetos provenientes dos contratos do NI-NFFO na Irlanda do Norte.

Fonte Renovável de Energia		Projetos Contratados		Projetos em operação em 2005		% da Potência Instalada
		Numero de Projeto	Potência MW	Numero de Projeto	Potência MW	
NI-NFFO-1 (1994)	Hidrelétrica	9	2,37	9	2,37	100%
	Gás de Aterro	5	0,56	-	-	0%
	Eólica	6	12,66	6	12,66	100%
	Total	20	15,60	15	15,03	96%
NI-NFFO-2 (1996)	Gás de Esgoto	1	0,25	-	-	0%
	Biomassa	2	0,30	2	0,30	99%
	Hidrelétrica	2	0,25	1	0,08	32%
	Gás de Aterro	2	6,25	-	-	0%
	Lixo Municipal e Industrial	1	6,65	-	-	0%
	Energia Eólica	2	2,57	2	2,57	100%
	Total	10	16,27	5	2,95	18%
NI-NFFO Total		30	31,87	20	17,98	56%

(Fonte: DTI, 2006b)

Ao considerar todos os processos de incentivo a fontes renováveis de energia elétrica no Reino Unido na década de noventa, incluindo o NFFO que foi implementado na Inglaterra e País de Gales, o SOR na Escócia e o NI-NFFO na Irlanda do Norte, foram contratados 933 projetos totalizando 3638 MW, destes, somente 448 projetos totalizando 1200 MW operavam no final de 2005. As figuras 3.36 e 3.37 mostram, respectivamente, a evolução percentual dos projetos contratados pela NFFO e pelo SRO, que efetivamente foram implementados e que se encontram em operação.

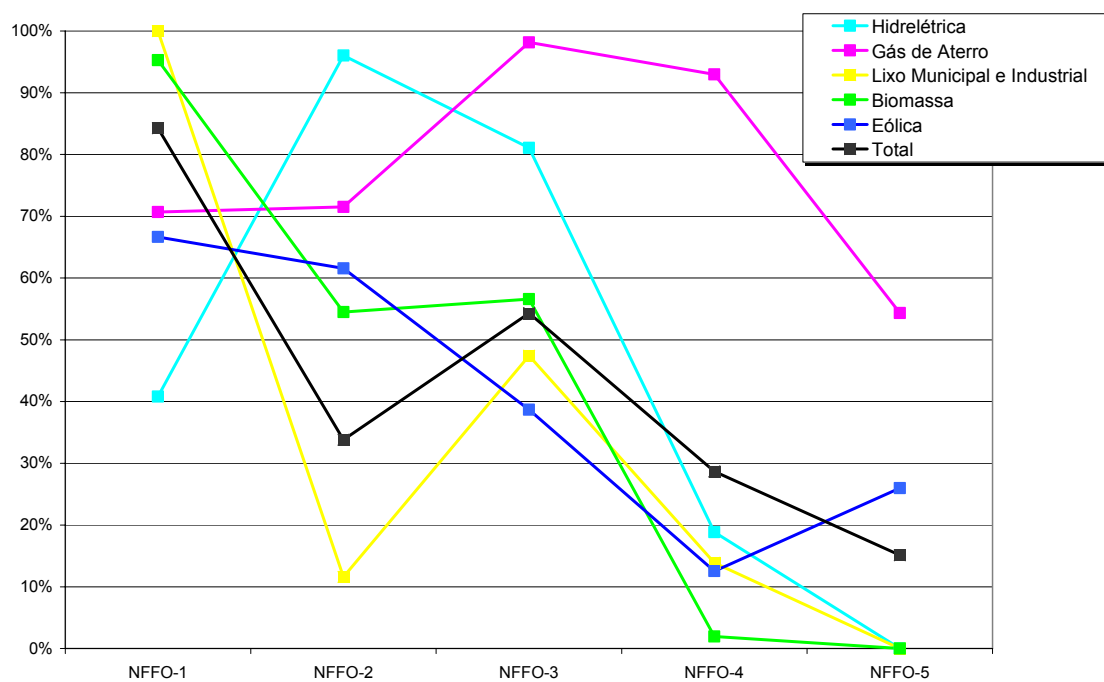


Figura 3.36 – Percentual de potência instalada em relação aos contratos do NFFO
(Fonte: DTI, 2006b)

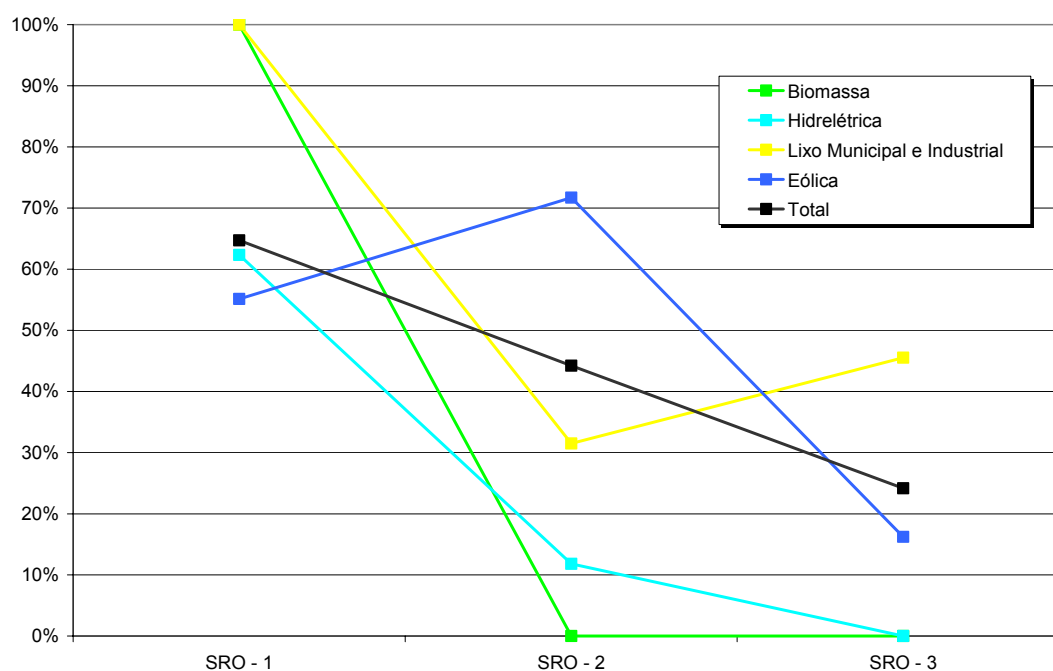


Figura 3.37 – Percentual de potência instalada em relação aos contratos do SRO
(Fonte: DTI, 2006b)

Dentro do contexto da RO, a potência total instalada corresponde a aproximadamente 1980 MW em três anos de funcionamento (2002 a 2005). Do total de aproximadamente 3200

MW instalado desde 1990 até 2005, 62% foram instalados a partir da RO. O setor eólico britânico experimentou um grande avanço no número de projetos instalados inclusive com alguns projetos *off-shore* implementados dentro do contexto da RO. A tabela 3.20 mostra a potência instalada para cada uma das fontes nos âmbito da RO.

Tabela 3.20 – Potência Instalada de fontes renováveis de energia no Reino Unido nas duas políticas de desenvolvimento adotadas.

	NFFO + SRO + NI-NFO (MW)	Renewable Obligation (MW)	Total (MW)
Hidrelétrica de pequeno porte	44,20	113,70	157,90
Biomassa	632,23	499,57	1131,80
Energia a partir do lixo urbano e industrial	264,04	57,36	321,40
Eólica	258,50	1094,50	1353,00
Total	1198,90	1977,20	3176,10

(Fonte: DTI, 2006b)

Como apresentado anteriormente, o mecanismo da RO apresenta algumas peculiaridades que a torna mais complexa no sentido de sua administração. Elementos importantes da RO podem ser listados como o número de ROCs correspondente à geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis elegíveis, os valores dos ROCs comercializados no mercado de certificados, o fundo proveniente da compra pelo valor de *buy-out* e sua redistribuição entre as distribuidoras.

Tabela 3.21 – Preço médio dos ROCs comercializadas no mercado de certificados gerenciado pela *Non-Fossil Purchase Agency* - NFPA

Datas de comercialização	Valor Médio do ROC
24 de Outubro de 2006	£ 39.84/MWh
20 de Julho de 2006	£ 40.62/MWh
20 de Abril de 2006	£ 40.65/MWh
19 de Janeiro de 2006	£ 38.42/MWh
20 de Outubro de 2005	£ 39.17/MWh
20 de Julho de 2005	£ 45.73/MWh
27 de Abril de 2005	£ 46.07/MWh
20 de Janeiro de 2005	£ 47.18/MWh
26 de Outubro de 2004	£ 46.12/MWh
21 de Julho de 2004	£ 52.07/MWh
20 de Abril de 2004	£ 49.11/MWh
20 de Janeiro de 2004	£ 47.46/MWh
21 de Outubro de 2003	£ 45.93/MWh
16 de Julho de 2003	£ 48.21/MWh
15 de Abril de 2003	£ 46.76/MWh
16 de Janeiro de 2003	£ 47.46/MWh
17 de Outubro de 2002	£ 47.13/MWh

(Fonte: NFPA, 2006)

Tabela 3.22 – Atualizações anuais do valor do Buy-Out

Período	Valor do <i>Buy-Out</i>
(2006-2007)	£33.24/MWh
(2005-2006)	£32.33/MWh

(Fonte: NFPA, 2006)

Como apresentado na tabela 3.22, a estratégia de que os valores de *buy-out* cresçam gradativamente a cada período de 12 meses mostra a intenção do governo Britânico de tornar a opção de compra de ROCs cada vez mais atrativa. O relatório anual da OFGEM *Renewables Obligation: Third annual report* publicado em fevereiro de 2006 apresenta dados consolidados da RO (Inglaterra e País de Gales) e da ROS⁶¹ (Escócia) (OFGEM, 2006)

⁶¹ Como a NIRO da Irlanda do Norte foi regulamentada em 2005, o relatório não apresenta dados do resultado das obrigações neste país.

As tabelas 23 e 24 mostram os volumes financeiros nos três períodos da RO após sua criação, tanto os valores negociados na Inglaterra e País de Gales quanto na Escócia.

O valor da geração de energia elétrica a partir das fontes renováveis de energia elétrica elegíveis pela RO é apresentada de forma simplificada na tabela 3.25.

Tabela 3.23 – Consolidação dos volumes financeiros da RO na Inglaterra e País de Gales

	2004/05	2003/04	2002/03
Total das Obrigações (MWh)	14.315.784	12.387.720	8.393.972
Número de ROCs gerados	9.971.851	6.914.524	4.973.091
Valores de <i>buy-out</i> (£/MWh)	31,39	30,51	30,00
Pagamentos provenientes de <i>buy-out</i>	£135.657.001	£157.960.978	£78.853.260
Déficit nos fundos de <i>buy-out</i> ⁶²	£699.055	£9.026.232	£23.773.170
Percentual das obrigações alcançadas pelas ROCs	70%	56%	59%
Redistribuição dos fundos provenientes do <i>buy-out</i> (Incluindo pagamentos atrasados ⁶³)	£136.169.914	£158.466.502	£79.251.930
<i>Buy-out</i> pago por ROC produzido	£13,66	£22,92	£15,94
O valor do ROC para as distribuidoras (£)	£45,05	£53,43	£45,94

(1) – Cotação (jan/2002): 1£ = 1,59€; 1£ = 1,44US\$

(2) – Cotação (jan/2003): 1£ = 1,53€; 1£ = 1,59US\$

(3) – Cotação (jan/2004): 1£ = 1,42€; 1£ = 1,79US\$

(4) – Cotação (jan/2005): 1£ = 1,41€; 1£ = 1,93US\$

(Fonte: OFGEM, 2006)

⁶² O déficit nos fundos de *buy-out* é resultado do não recolhimento dos valores obrigatórios por parte de algumas distribuidoras que são notificadas judicialmente a cumprirem suas obrigações através da compra de ROCs ou do pagamento do total de *buy-out* equivalente. Quando estas, ainda assim, não cumprem suas obrigações, ações judiciais são impostas contra elas. Para prover maior segurança nos fundos de *buy-out* as mudanças na RO ocorridas em 2005 apresentaram dois mecanismos para redução do déficit nos fundos de *buy-out*: sistema de mutualização e utilização de sobretaxas para pagamentos atrasados. O sistema de mutualização consiste na participação de todos os distribuidores em um fundo para suprir o déficit de eventuais distribuidoras inadimplentes evitando assim a queda nos valores dos ROCs. Este fundo retorna aos distribuidores na proporção dos ROCs emitidos (ILEX, 2006)

⁶³ Os pagamentos atrasados dos fundos de *buy-out* são realizados no período de 1 de outubro até 1 de abril onde a OFGEM realiza a distribuição do fundo de pagamentos atrasados.

Tabela 3.24 – Consolidação dos volumes financeiros da ROS na Escócia

	2004/05	2003/04	2002/03
Total das Obrigações (MWh)	1.445.283	1.239.692	867.596
Número de ROCs gerados	883.997	695.620	478.358
Valores de <i>buy-out</i> (£/MWh)	31,39	30,51	30,00
Pagamentos provenientes de <i>buy-out</i>	£17.602.787	£16.436.835	£11.210.730
Déficit nos fundos de <i>buy-out</i>	£15.067.20	£162.801	£466.410
Percentual das obrigações alcançadas pelas ROCs	61%	56%	55%
Redistribuição dos fundos provenientes do <i>buy-out</i> (Incluindo pagamentos atrasados)	£17.668.392	£16.488.755	£11.267.124
<i>Buy-out</i> pago por ROC produzido	£19,99	£23,70	£23,55
O valor do ROC para as distribuidoras (£)	£51,38	£54,21	£53,55

(1) – Cotação (jan/2002): 1£ = 1,59€; 1£ = 1,44US\$

(2) – Cotação (jan/2003): 1£ = 1,53€; 1£ = 1,59US\$

(3) – Cotação (jan/2004): 1£ = 1,42€; 1£ = 1,79US\$

(4) – Cotação (jan/2005): 1£ = 1,41€; 1£ = 1,93US\$

(OFGEM, 2006)

Tabela 3.25 – Valor total da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis elegíveis na RO

	2004/05	2003/04	2002/03
Geração convencional (£/MWh)	25,80	20,10	16,70
ROC (£)	31,39	30,51	30,00
<i>Levy Exemption Certificates</i> (£/MWh)	0,90	0,92	0,86
<i>Green Premium</i> (£)	14,00 – 20,00	23,00 - 23,70	16,00 - 23,50
Total (£/MWh)	78,49 - 72,49	75,23 - 74,53	71,06 - 63,56

(1) – Cotação (jan/2002): 1£ = 1,59€; 1£ = 1,44US\$

(2) – Cotação (jan/2003): 1£ = 1,53€; 1£ = 1,59US\$

(3) – Cotação (jan/2004): 1£ = 1,42€; 1£ = 1,79US\$

(4) – Cotação (jan/2005): 1£ = 1,41€; 1£ = 1,93US\$

(Fonte: OFGEM, 2006; MITCHELL, 2004; ILEX, 2006)

3.4.4.2 Reduções nas emissões de gases de efeito estufa

Segundo as metas estabelecidas pelo Protocolo de Quioto (que passou a vigorar no Reino Unido em fevereiro de 2005), as emissões de gases de efeito estufa deveriam ser reduzidas em 12,5% em relação às emissões do ano base (1990) no período de 2008 a 2012. A evolução da redução das emissões (figura 3.38) e estimativas feitas pelo governo britânico aponta que a meta

estabelecida pelo Protocolo já tenha sido alcançada em 2005. Novas projeções mostram a viabilidade de redução de 20% das emissões até 2010 (DTI, 2005).

Além do compromisso internacional, o Reino Unido apresenta duas metas para redução das emissões. Em curto prazo, atingir 20% de redução das emissões até 2010 e em longo prazo, reduzir em aproximadamente 60% das emissões até 2050 (DEFRA, 2006) (DTI, 2005).

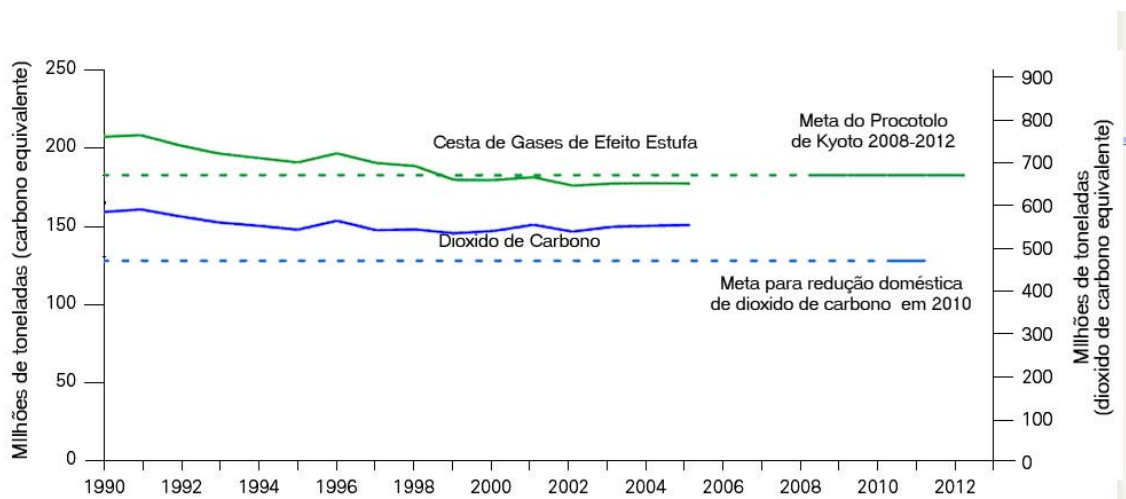


Figura 3.38 – Evolução das emissões de gases de efeito estufa no Reino Unido (DEFRA, 2006)

Por apresentar um parque de geração de energia elétrica composto pela geração a partir do carvão e do gás natural, o total da redução dos gases de efeito estufa a partir de fontes renováveis de energia elétrica pode ser apresentada como o equivalente das emissões realizadas pelas fontes convencionais no Reino Unido para o mesmo quantitativo gerado por fontes renováveis. A tabela 3.26 mostra os fatores de emissões de gases de efeito estufa para as fontes térmicas a carvão e gás natural.

Tabela 3.26 - Emissões atmosféricas da energia gerada por fontes convencionais no Reino Unido

Tipo	CO ₂ (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)	SO _x (kg/MWh)
Carvão	952	11,8	4,3
Gás Natural	446	0,5	

(Fonte: REA, 2006)

Considerando a participação da geração a carvão e da geração a gás natural no suprimento da demanda do Reino Unido em 2005 (38% e 32% respectivamente)(DTI, 2006) as emissões evitadas totalizariam aproximadamente 12,5 milhões de toneladas de CO₂, uma vez que a

geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de energia totalizaram, em 2005, 16,9 TWh.

3.4.4.3 Participação na tarifa

A tarifa de energia elétrica no Reino Unido é composta por parcelas referentes à geração, à transmissão e distribuição, aos custos da geração por fontes renováveis (RO e NFFO) e às taxas. Segundo levantamento feito pela Comissão Europeia (EC, 2006), a participação das fontes renováveis na tarifa de energia elétrica no Reino Unido em 2005 corresponde a 5,5%. A figura 3.39 apresenta a distribuição dos demais componentes na tarifa de energia elétrica no Reino Unido. Especificamente para a geração eólica, a sua participação na tarifa pode ser estimada em aproximadamente 1,5 %⁶⁴.

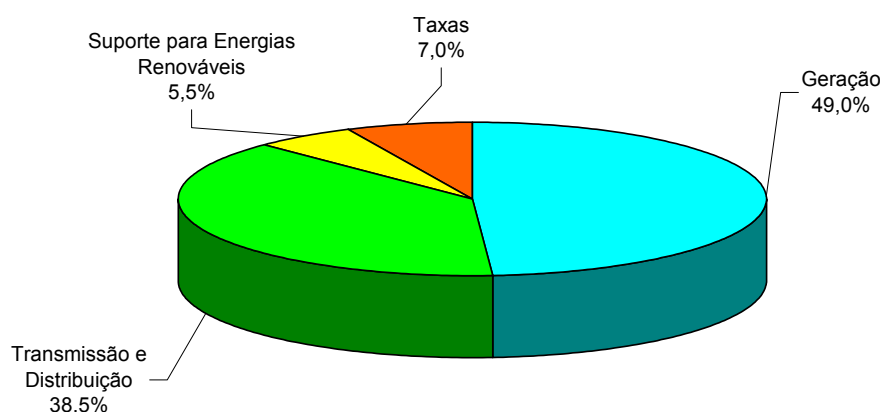


Figura 3.39 – Estrutura tarifária de energia elétrica no Reino Unido
(EC, 2006)

3.4.4.4 Investimentos e faturamentos realizados no setor

No período entre 1974 e 2002, o governo britânico direcionou um total de US\$ 14,6 bilhões (preços e taxas referente a 2002) em pesquisa e desenvolvimento na área de energia.

⁶⁴ Considerando que a geração de energia eólica em 2005 foi de aproximadamente 25% do total de energia elétrica gerada pelas fontes renováveis de energia elétrica elegíveis pela RO e as instalações do NFFO, sua participação na tarifa pode ser aproximada por $\frac{1}{4}$ da participação de todas as renováveis na tarifa. Também foi considerado que a participação da energia eólica no RO corresponde, em potência instalada, a 62 % do total quando somado os resultados do RO e da NFFO juntos.

Somente 4,7% deste investimento foram direcionados para fontes renováveis de energia no mesmo período(IEA, 2004). De todas as fontes renováveis de geração de energia elétrica, a energia eólica recebeu a maior parcela dos recursos neste mesmo período: 27% dos recursos destinados à pesquisa em fontes renováveis (IEA, 2004). Para o período de 2003-2006 o governo britânico proporcionou diversas linhas de financiamento para pesquisa e desenvolvimento em fontes renováveis de energia elétrica. Aportes adicionais incluem uma larga faixa de recursos destinados ao estímulo para instalações eólicas *off-shore* e para o setor de bioenergia. A linha de incentivos também engloba projetos com tecnologias em desenvolvimento além de outros fundos para incentivar o desenvolvimento da indústria no Reino Unido. O total dos recursos destinados ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia disponibilizados pelo governo britânico para o período de 2003/2006 totalizam US\$ 2,7 bilhões (FavoRES,2005)

Segundo o Department of Trade and Industry - DTI (2001b) e MITCHELL (2004), o faturamento de fontes renováveis de energia no âmbito da NFFO somou um total de US\$ 1 bilhão no período de 1990 a 2002. A partir de então os gastos com fontes renováveis de energia concentraram-se na RO que, no período de 2003 a 2005, somaram aproximadamente US\$ 2,7 bilhões. Este valor representa uma aproximação do total de faturamento de fontes renováveis de energia no contexto da RO e os valores apresentados nas tabelas 23, 24 e 25. O faturamento na geração de energia eólica no período 2004/2005 representou 18,5% de todos os ROCs negociados no período (15,9% para empreendimentos *on-shore* e 2,6% para *off-shore*). Esta participação representou um faturamento total de aproximadamente US\$ 290 milhões para a geração eólica (OFGEM, 2006).

Os investimentos realizados em energia eólica no âmbito da RO somaram aproximadamente US\$ 1,6 bilhão no período de 2002 a 2005 (OFGEM, 2006, IEA, 2003, 2004b, 2005 e 2006). Somente em 2005, com a instalação de 631 MW em novos empreendimentos eólicos, os investimentos realizados somam aproximadamente US\$ 1 bilhão (OFGEM, 2006, IEA, 2006).

3.4.4.5 Geração de Empregos

Estima-se que em 2006 um total de aproximadamente 8000 empregos são mantidos no setor de fontes renováveis de energia no Reino Unido (DTI, 2006d). Das fontes participantes do RO, a energia eólica apresenta o maior número de empregos: 3000 associados a projetos *on-shore* e 1000 para projetos *off-shore*. (DTI, 2006d, IEA, 2006).

De uma forma geral, ao considerar a potência instalada de todos os empreendimentos em fontes renováveis de geração de energia elétrica, a média apresentada é de 10 empregos por MW instalados no Reino Unido.

3.4.5 Estado da Arte

O crescimento do mercado no Reino Unido (representado pela Inglaterra, Escócia, Irlanda do Norte e País de Gales) pode ser visto na evolução do número de turbinas instaladas e na potência total instalada. Ao final do ano de 2005, um total de 1445 turbinas eólicas somando um total de 1353 MW já operava no Reino Unido. Somente no ano de 2005 foram instaladas 258 turbinas eólicas com potência total de 446 MW. Comparando com o ano anterior, houve um crescimento do número de turbinas instaladas de aproximadamente 75 % enquanto que a potência instalada também cresceu em 204 MW representando um crescimento de 85% em relação a 2004.

A tabela 3.27 mostra o estado atual da energia eólica no Reino Unido e as figuras 3.40 e 3.41 mostram a evolução do número de turbinas eólicas instaladas e a potência total em operação nos últimos anos.

Tabela 3.27 - Posição do uso da energia eólica no Reino Unido

	<i>Acumulada em 31/12/2005</i>	<i>Apenas 2005</i>
Número de Turbinas Eólicas Instaladas	1445	258
Capacidade Instalada (MW)	1353	447
Média da potência Instalada (kW/unid)	925	1732

(Fonte: BWEA, 2006)

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 quatro grupos distintos de potência, observa-se que o número de turbinas operando no Reino Unido divide-se, em sua maioria, em modelos mais antigos (potência entre 310 e 550 kW) e os mais novos (acima de 1500 MW). As turbinas de grande porte são responsáveis por aproximadamente 60% tanto da potência instalada quanto da energia gerada como mostra a tabela 3.28.

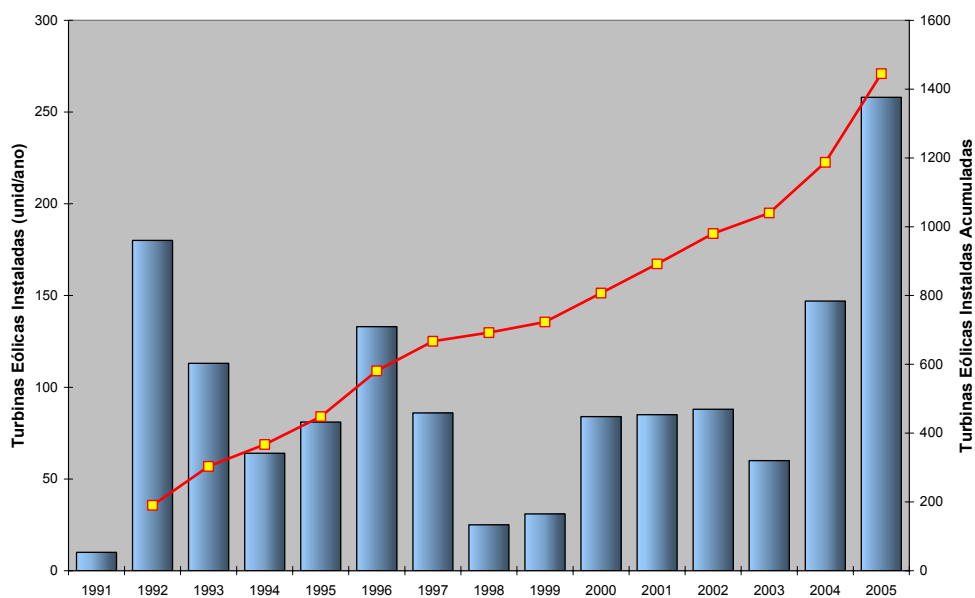


Figura 3.40 - Evolução do número de turbinas instaladas ano a ano e o total acumulado.

(Fonte BWEA, 2006)

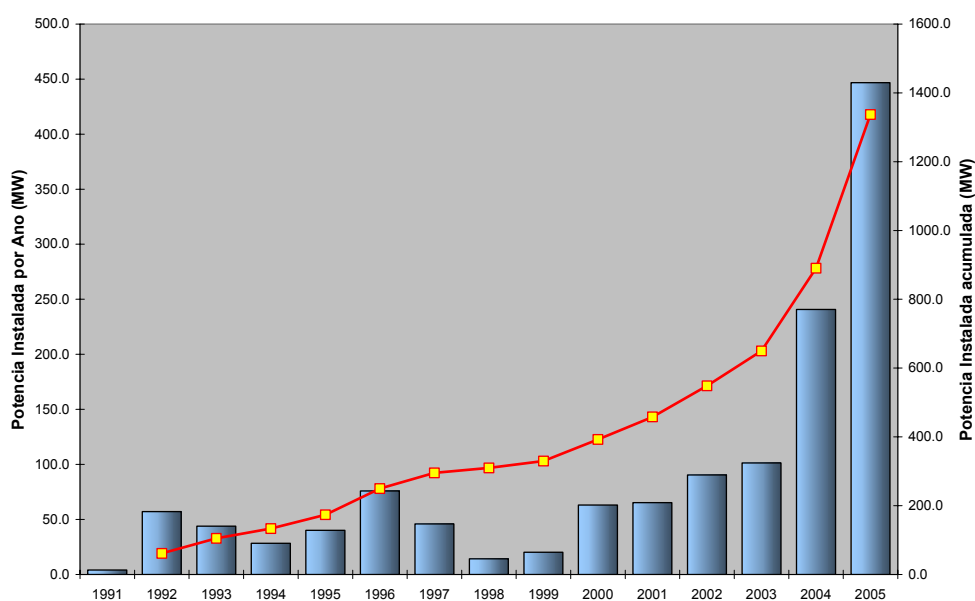


Figura 3.41 - Evolução da potência instalada ano a ano e o total acumulado.

(Fonte BWEA, 2006)

Tabela 3.28 - Grupos de turbinas eólicas e sua participação na produção energética anual.

Unidade de Potência	Turbinas Eólicas	%	Potência (MW)	%	Energia (GWh)	%
130 – 309 kW	209	12,5	61,8	3,4	162,5	3,4
310 – 749 kW	686	41,1	376,2	20,5	988,6	20,5
750 – 1499 kW	282	16,9	290,5	15,8	763,5	15,9
1500 – 3100 kW	495	29,6	1104,0	60,3	2901,3	60,2
Total	1672		1832,55		4815,93	

(Fonte: Elaboração própria com base em BWEA, 2006)

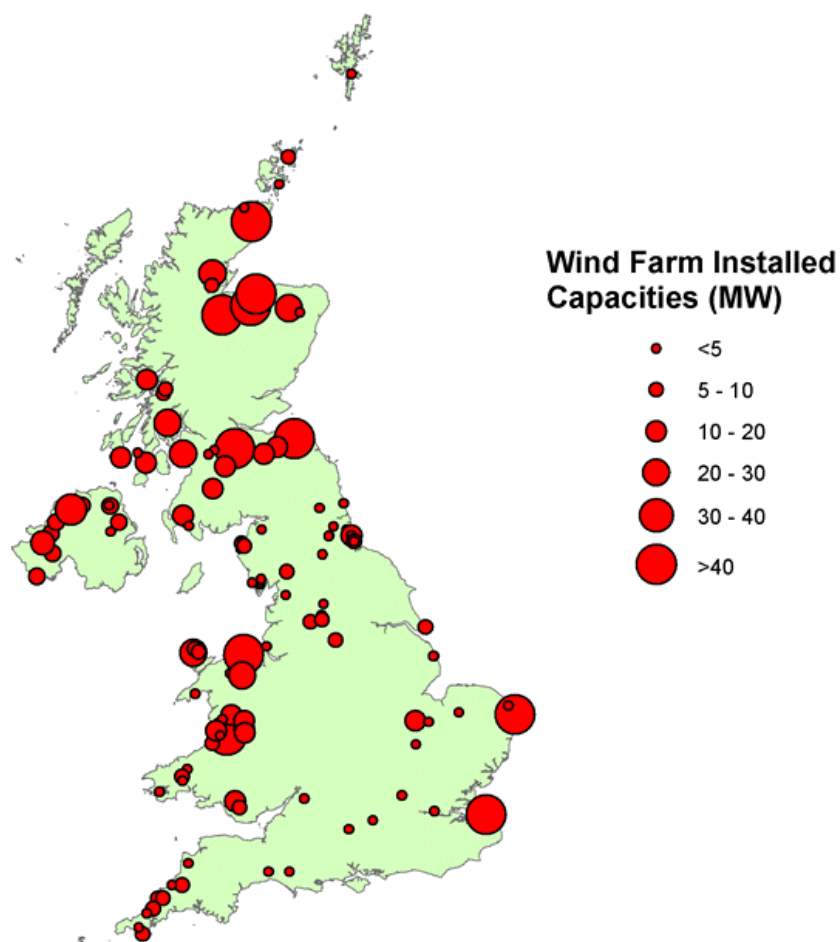


Figura 3.42– Distribuição dos projetos eólicos no Reino Unido até 2005.

(Fonte BWEA, 2006)

A razão entre a potência e a quantidade de turbinas instaladas mostra que o desenvolvimento do mercado eólico no Reino Unido não acompanhou, de forma contínua, o desenvolvimento tecnológico de turbinas eólicas disponível no mercado. Após 2002 é nítida a utilização de turbinas na faixa de potência de 2MW. A RO proporcionou uma aceleração nas

instalações de turbinas eólicas no Reino Unido e a absorção das tecnologias de ponta disponíveis no mercado.

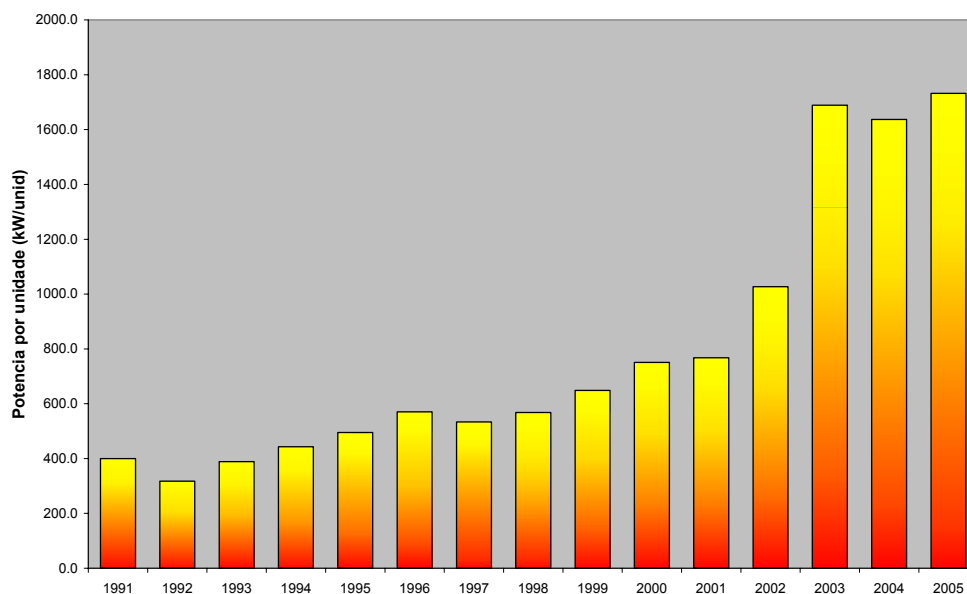


Figura 3.43 - A evolução da potência média instalada ao longo dos anos no Reino Unido.

(Fonte BWEA, 2006)

Não existe nenhuma fábrica de turbinas de grande porte (potência acima de 1 MW) instalada no Reino Unido. Existe um grande número de fabricantes de turbinas de pequeno porte (até 100 kW) tais como: Brumac (50 kW), Gazelle Wind Turbines (20 kW), Proven (0,6 to 15 kW), Iskra (5 kW), Marlec (0,06 to 0,72 kW) e Ampair (0,1 kW) (IEA, 2006).

Muitas empresas internacionais têm investido na fixação de instalações para construção de turbinas eólicas de grande porte no Reino Unido. Empresas como Vestas e REpower já mantêm representações através de empresas locais para suporte em projetos, venda de máquinas, instalação, operação e manutenção. Existe o interesse em se instalar fábricas no Reino Unido mas as grandes empresas estão importando turbinas eólicas visto as incertezas e a constante reformulação da RO ao longo de sua aplicação (IEA, 2005).

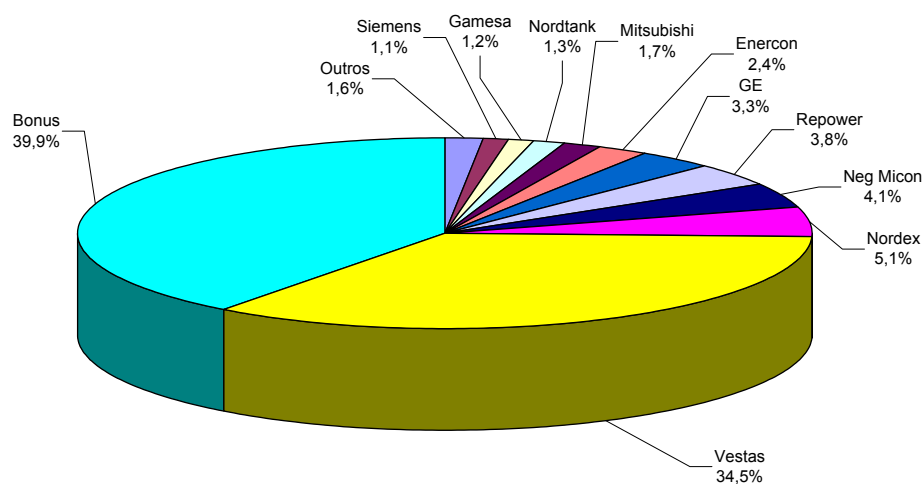


Figura 3.44 - Distribuição das empresas participantes do mercado britânico desde 1991
potência instalada (Fonte: BWEA, 2006)

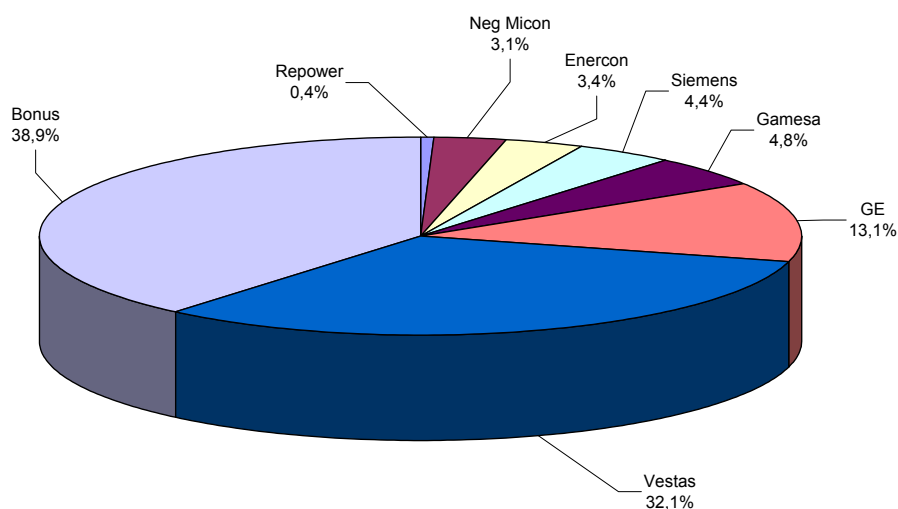


Figura 3.45- Distribuição das empresas participantes do mercado britânico no ano de 2005
potência instalada. (Fonte: BWEA, 2006)

Atualmente, ocupando o sétimo lugar no ranking dos países com geração eólica conectada à rede (Vide Anexo 1) o Reino Unido responde por 3,31% da capacidade instalada em relação ao total instalado nos países da União Européia.

Tabela 3.29 – Capacidade instalada (MW) acumulada no Reino Unido e na União Européia

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Reino Unido	347	409	483	552	704	897	1353
União Européia	9645	12822	17315	23098	28835	34630	40932
% Reino Unido	3.6%	3.2%	2.8%	2.4%	2.4%	2.6%	3.3%

(Fonte: EWEA, 2003; BWEA, 2006; WWEA, 2006)

3.5 Comparação entre o Sistema *Feed-In* da Alemanha e o Sistema de Cotas/Certificados Verdes do Reino Unido

Após a apresentação dos mecanismos implantados na Alemanha e no Reino Unido para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica e os principais resultados destas políticas em termos de potência instalada, participação na tarifa, redução das emissões de CO₂ e geração de emprego, faz-se necessário uma avaliação comparativa destes resultados identificando a efetividade dos mecanismos nestes quinze anos de operação (1990-2005). A análise comparativa dos mecanismos *Feed-In* e Cotas/Certificados Verdes vem despertando interesse pela União Européia principalmente na adoção de medidas eficazes para promover uma maior utilização de fontes renováveis de energia elétrica. O objetivo da União Européia, formulado na Diretiva 2001/77/CE,⁶⁵ consiste em produzir, até 2010, 21% de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis (CEC, 2005). Esta Diretiva estabeleceu metas diferenciadas para cada Estado-Membro. A diretiva preconizou também que os Estados-Membros proporcionassem uma melhoria do acesso à rede dos produtores de energia renovável, racionalizassem e facilitassem os procedimentos de autorização e estabelecessem um sistema de garantias de origem. Em relatório apresentado pela *Commission of the European Communities – CEC* em 7 de dezembro de 2005 (*The support of electricity from renewable energy sources*)(CEC, 2005) é apresentada uma avaliação dos mecanismos políticos utilizados pelos Estados –Membros, seus resultados e também uma avaliação da relação custo/eficácia em cada um dos Estados-Membros.

Esta seção procura avaliar comparativamente os resultados do sistema *Feed-In* aplicado na Alemanha e o sistema de leilão e o de cotas/certificados verdes aplicados no Reino Unido. Focado no desenvolvimento da fonte eólica para geração de energia elétrica, serão abordados

⁶⁵ Diretiva 2001/77/CE, de 27 de Setembro de 2001, relativa à promoção da eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da eletricidade. JO L 283/33 de 27.10.2001. A data de aplicação desta diretiva era Outubro de 2003 e, para os novos Estados-Membros, 1 de Maio de 2004.

temas como o potencial eólico e a potência total instalada. Uma outra abordagem para avaliação da efetividade dos mecanismos está na análise de redução dos riscos através das ações sobre o preço, sobre a quantidade energética contratada e sobre o equilíbrio entre a energia prevista e a efetivamente entregue à rede elétrica (balanço da energia entregue à rede).

3.5.1 O potencial eólico europeu e a potência instalada

Pode-se dizer que um dos primeiros passos (senão o primeiro) para delinear uma política de incentivo a energia eólica é o levantamento do perfil eólico de uma região. Como o perfil da velocidade do vento em uma determinada região é um dos principais fatores para se estipular o preço da energia gerada, vários modelos têm se aperfeiçoado para prover informações mais acuradas para o cálculo da energia gerada. Para se conhecer o perfil do vento em uma região ou país é necessário um número de estações anemométricas que cubram a maior área possível. De posse de modelos matemáticos, os dados de vento medidos em estações anemométricas podem ser extrapolados para uma área maior e desta forma, através de uma rede de estações, viabilizar informações mais abrangentes do perfil de vento em uma determinada região. O laboratório dinamarquês RISØ (Riso National Laboratory) utilizando o programa computacional WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) (MORTSEN *et al.* 1993), também desenvolvido pelo laboratório, publicou, em 1993, o *European Wind Atlas* a partir de várias estações anemométricas instaladas em toda a Europa. A figura 3.46 mostra a distribuição da velocidade média anual em toda a Europa.

Mesmo a partir de dados brutos, o Atlas pode indicar regiões potencialmente mais favoráveis para implementação de empreendimentos eólicos. Como é facilmente observado na figura 3.46, o potencial eólico do Reino Unido é um dos melhores da Europa, grande parte do território apresenta velocidades do vento superiores a 6 m/s. DALE *et al.* (2004) apresenta regiões do Reino Unido com velocidades típicas de 8,3 m/s medidas a uma altura de 50 m. Em contraste com este valor, DALE *et al.* (2004) também mostra que, para uma localidade de referência, os valores típicos da velocidade média anual na Alemanha é de 5,5 m/s⁶⁶. Segundo REICH (2004), os países com os melhores potenciais eólicos são França, Reino Unido e Irlanda. Uma turbina instalada na Irlanda pode produzir duas vezes ou mais comparada com a mesma turbina instalada na Alemanha, por outro lado a potência eólica instalada na Alemanha foi superior a doze vezes potência instalada neste três países juntos em 2003 (REICHE, 2004).

⁶⁶ Entretanto, os valores apresentados não necessariamente representam os valores de velocidade do vento no local dos empreendimentos eólicos uma vez que existem dificuldades de se obter permissões ou conexão a rede em locais onde a velocidade do vento seja maior que os valores apresentados.

Atualmente, com a desaceleração das instalações eólicas na Alemanha no período de 2003 a 2005, esta diferença reduziu para pouco mais de sete vezes (WWEA, 2006, WINDPOWER MONTHLY, 2006).

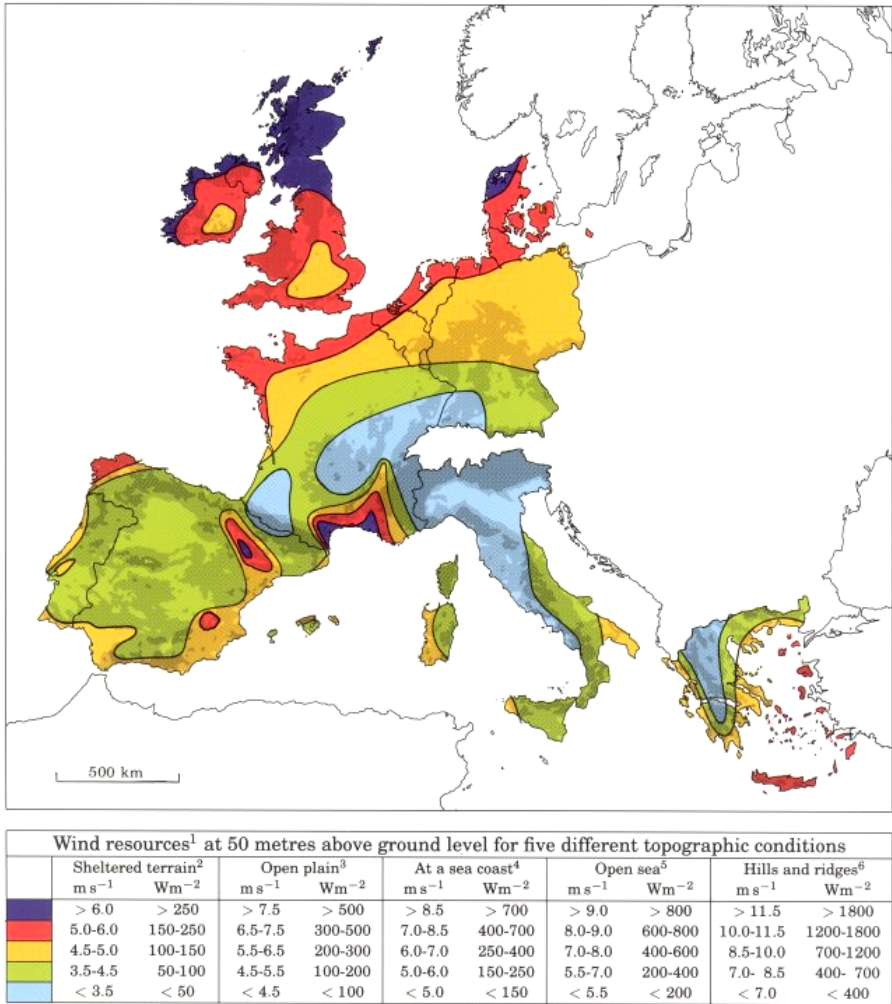


Figura 3.46 – Atlas do Potencial Eólico da Europa
(Fonte:TROEN, 1991)

Em ambos os países, o desenvolvimento de projetos eólicos se concentram na regiões de melhores potenciais, embora, já na segunda metade dos anos 90, também tenha sido implementados projetos em potenciais eólicos menos favoráveis. Dada a limitação de áreas disponíveis para o projetos eólicos em potenciais de altas velocidades do vento, mais notadamente ao longo da costa, a expansão de novos projetos eólicos passou a seguir em direção a potenciais menos favoráveis, mais especificamente no interior da Alemanha.

Neste aspecto, a LFE e a LER na Alemanha possibilitaram que os projetos eólicos não se concentrassem somente nas regiões mais favoráveis localizadas ao norte do país. Mesmo as regiões com velocidades médias anuais entre 3,5 e 4,0 m/s, através do *Feed-In*, puderam

implementar projetos eólicos. Naturalmente em um processo competitivo como foi o NFFO no Reino Unido, as localidades com os melhores potenciais eólicos foram utilizadas primeiro. O aproveitamento dos melhores potenciais não ficou restrito aos projetos sob o NFFO. A RO, pelo seu caráter também competitivo, não apresentava opções para aproveitamento de uma faixa mais ampla de potenciais eólicos. Para minimizar os riscos inerentes ao processo de pagamento pela energia gerada, a busca de localidades mais favoráveis tornava-se imprescindível para a garantia do fluxo de caixa do empreendimento. Ao comparar as figuras 3.25 (potência eólica instalada na Alemanha separada por estados da federação), a figura 3.42 (potência eólica instalada no Reino Unido) e a figura 3.46 é possível notar que o grande número de projetos encontram-se localizados nas regiões de melhores potenciais eólicos.

Apesar de apresentar os melhores potenciais eólicos da Europa, o Reino Unido não proporcionou, através da NFFO, uma utilização mais abrangente e efetiva deste potencial. A evolução dos valores pagos pela energia gerada através da energia eólica nas cinco chamadas e o baixo índice de projetos efetivamente implementados (principalmente a partir da terceira chamada de projetos) são fatores que apontam para um reduzido aproveitamento do potencial eólico e conseqüentemente pouca efetividade na promoção de empreendimentos eólicos⁶⁷.

A figura 3.47 apresenta os valores de potência instalada e energia gerada por empreendimentos eólicos instalados na Alemanha e no Reino Unido. O efeito das reformas regulatórias nos mecanismos de incentivos a fontes renováveis de energia elétrica nos dois países podem ser observada de uma forma mais clara na transição do NFFO para a RO, onde, a partir de 2002, há um crescimento no número de projetos implementados. A mudança ocorrida na Alemanha possibilitou uma continuidade, pelo menos nos primeiros anos após a implementação da LER, do ritmo das instalações de projetos eólicos. Pela própria natureza da LER, principalmente na adoção de tarifas decrescentes (como apresentado na tabela 3.13), era prevista uma desaceleração no número de projetos instalados anualmente.

⁶⁷ Outros fatores serão abordados ainda neste tópico que mostram os contrastes das políticas adotadas no Reino Unido e na Alemanha, as barreiras e os resultados na promoção de projetos eólicos.

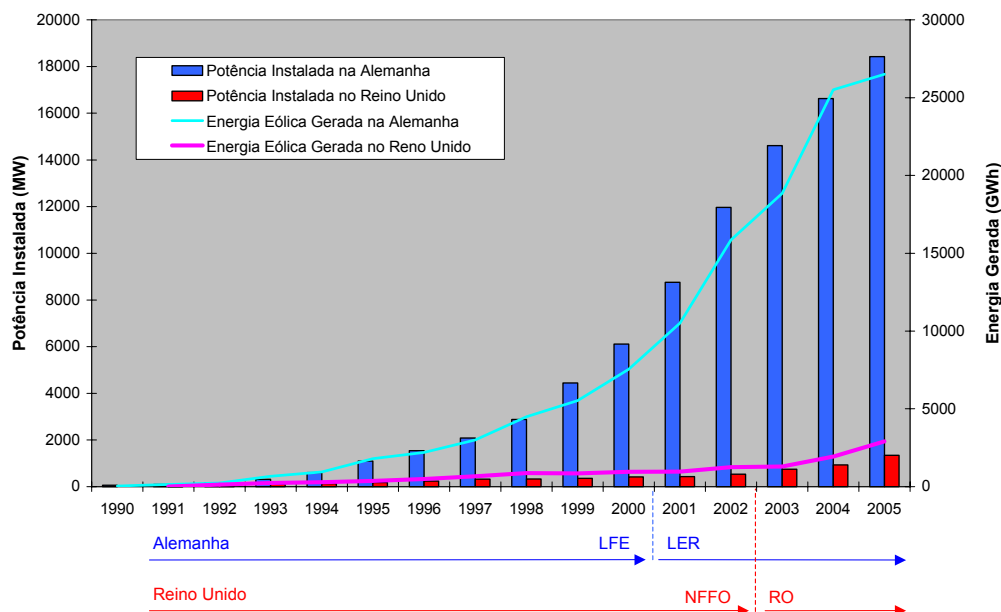


Figura 3.47 – Potência eólica instalada e geração de energia na Alemanha e Reino Unido
(Fonte: DTI, 2006b e BMU, 2006c)

3.5.2 Redução dos Riscos

A avaliação dos riscos inerentes a um projeto eólico pode ser considerada um importante fator para avaliação da efetividade de um mecanismo de incentivo a fontes renováveis de energia. As vantagens e desvantagens dos sistemas *Feed-In*, Cotas/Certificados Verdes e o Sistema de Leilão, conforme discutidas no Capítulo 2, podem ser apresentadas de forma prática através dos resultados das políticas de incentivos à fontes renováveis de energia elétrica aplicadas na Alemanha e no Reino Unido. Uma avaliação comparativa dos resultados alcançados pelos dois países no apoio à disseminação de fontes eólicas para geração de energia elétrica pode ser feita através da avaliação dos riscos de um empreendimento em relação ao preço pago pela energia gerada, ao risco da quantidade de energia produzida e o risco do balanço da energia entregue ao sistema de transmissão. Estes três níveis de riscos são analisados abaixo.

3.5.2.1 Riscos Associados ao Preço da Energia Eólica

As políticas de incentivos à energia eólica geralmente são avaliadas pelos custos da energia proveniente dos projetos. Inicialmente, pode-se afirmar que a política aplicada no Reino Unido obteve sucesso na redução dos preços pagos pela energia eólica enquanto a política

adotada pela Alemanha foi criticada pela manutenção de elevados preços sob o sistema *Feed-In*. Entretanto, a adoção de remunerações decrescentes na LER permitiu a redução da diferença entre os dois sistemas (MENANTEAU *et al.*, 2003).

Apesar de a NFFO falhar no cumprimento das metas de capacidade instalada, ela tem sido considerada um sucesso por ter reduzido os preços da energia eólica próximos ao nível dos preços no Pool (BUTLER, 2004). Por outro lado, o sistema *Feed-In* adotado na Alemanha foi fortemente criticado pela manutenção dos preços elevados. A Alemanha, porém, apresenta a maior potência instalada no mundo. A queda dos custos da geração eólica no período de 1990 a 1998 não apresentou valores significativos na Alemanha (18% no período) o que, de certa forma, alimentou as críticas ao sistema *Feed-In*, principalmente, comparado com a queda de 68% dos preços da energia eólica no Reino Unido para o mesmo período (BUTTLER, 2004). Os níveis de preços praticados na Alemanha durante a vigência da LFE estavam indexados com o preço da energia elétrica. Mesmo com a revisão e expansão da LFE através da LER, o sistema *Feed-In* não proporcionou uma competição entre os empreendedores. A competição ficou a cargo das indústrias fabricantes de turbinas eólicas que, no crescimento do mercado, passaram a desenvolver turbinas cada vez maiores e mais baratas para manterem suas participações no mercado alemão de energia eólica. Como abordado no Capítulo 2, os ganhos extras provenientes do sistema *Feed-In* possibilitaram crescimento do mercado e a competição entre os fabricantes na disponibilização de novas tecnologias aplicadas à geração eólica além dos serviços prestados aos empreendimento durante seu funcionamento. Uma das desvantagens do sistema *Feed-In*, conforme apresentado no Capítulo 2, está na manutenção de altos preços da energia gerada por um longo período (SAWIN, 2004; MONTHORST, 1999; HUBER *et al.* 2001; HAAS *et al.* 2001; FINON, *et al.* 2002 entre outros). A adoção de tarifas progressivamente decrescente na LER possibilitou este ajuste no sistema *Feed-In* de modo a reduzir os custos gerais para os consumidores. Como, a partir da LER, as tarifas pagas para a geração eólica (além de outras fontes renováveis) não estavam mais vinculadas ao preço da energia elétrica convencional, os empreendedores reduziram ainda mais seus riscos quanto à volatilidade do preço da energia elétrica gerada. Apesar do sistema de redução progressiva que alterava a cada ano para novos projetos, a variação da tarifa paga pela energia dependia exclusivamente da quantidade de energia gerada, ou seja, do potencial eólico da região onde o empreendimento estaria instalado.

De um modo geral, o sistema *Feed-In* adotado pela Alemanha tanto na LFE quanto na LER não representou nenhum risco sobre o preço, para a geração renovável de energia elétrica. Ao estipular o preço, este se mantém fixo ao longo da vida útil do projeto e não fica vinculado ao preço no mercado de energia elétrica. Para evitar as flutuações do mercado de energia elétrica é feito um contrato que limita o preço a uma faixa. A adoção desta faixa permite uma redução do risco quando desvinculado das flutuações de mercado. Uma vez que a maioria dos

projetos em energia eólica na Alemanha é proveniente de pequenos empreendedores, eles tendem a reduzir os riscos inerentes ao projeto devido ao pequeno portfólio de investimentos no setor e à baixa capacidade de obtenção de financiamento para projetos visto sua baixa capacidade de alavancar grandes projetos (OPPERMANN, 2001). De uma forma geral, o sucesso do sistema *Feed-In* em aumentar a participação das fontes renováveis de energia elétrica na Alemanha pode ser apresentado como decorrente da adoção de uma política de baixo riscos/ alta segurança dada aos investidores comparado aos outros mecanismos adotados (OPPERMANN, 2001; MENANTEAU *et al.* 2003; LANGNISS, 1999, MITCHELL, 2006)

No Reino Unido, as tarifas pagas para geração eólica durante o NFFO cumpriram as expectativas de redução de preço, mas não foram capazes de sustentar um crescimento da potência instalada ou do desenvolvimento de uma indústria eólica. Mesmo apresentando valores elevados nas duas primeiras chamadas (NFFO-1 e NFFO-2) é importante lembrar que os contratos firmados em ambas tinham uma duração de oito anos enquanto que, nas demais chamadas, os contratos eram firmados por quinze anos. Com um prazo maior para a implantação de projetos após os contratos, vários empreendimentos apostaram na redução dos custos de projeto em curto prazo o que tornaria os custos de projeto mais compatíveis com os valores de leilão. Esta redução não ocorreu, ou pelo menos não ao nível desejado (além de outros fatores agravantes) o que dificultou a efetivação dos projetos contratados através dos leilões. De certa forma, a redução dos preços através dos leilões pode ser considerada um sucesso visto a proximidade dos valores da energia de fontes renováveis com o valor de mercado mas não pôde promover um melhor aproveitamento do potencial eólico do Reino Unido nem tampouco o desenvolvimento da indústria eólica local.

Após um período de quatro anos de discussão sobre um novo mecanismo de incentivo à fontes renováveis de energia (desde a última chamada de projetos no NFFO-5 em 1998 até 2002), o governo britânico publicou a RO que apesar de ser mais atrativa que o NFFO não reduziu os riscos de empreendedores no setor. Somente as grandes e integradas companhias de energia elétrica estavam aptas a absorver os riscos referente aos preços, à quantidade de energia gerado e ao balanceamento no sistema de energia elétrica. Para estas empresas, a RO apresentou-se favorável para o desenvolvimento de projetos. Por outro lado, os empreendedores independentes ou de pequeno porte não viram na RO uma oportunidade suficientemente segura, previsível ou persistente (JACOBSON, 2002) para que se envolvessem na geração renovável de energia elétrica (JOHNSON, 2001a, 2001b, 2003).

Os valores pagos para a energia eólica, como para qualquer fonte renovável elegível no sistema de cotas/certificados verdes apresentavam quatro origens: (a) o valor da energia no mercado, (b) o valor do ROC, (c) o valor do *buy-out* (também denominado de *green premium*) e (d) o valor do LEC. O gerador de energia eólica (como qualquer outra fonte renovável de energia elegível), dentro das RO, fica exposto aos riscos do mercado de energia elétrica e aos

valores de ROC e *buy-out* que é regulado pelo mercado de fontes renováveis de energia. Tanto os valores dos ROCs quanto dos *buy-outs* dependem da demanda e oferta de energia elétrica (SMITH, 2002). Somente com conhecimento exato da geração de cada uma das centrais geradoras a partir de fontes elegíveis participantes da RO, que é possível prever os valores dos ROCs e do percentual esperado de *buy-out* para cada ano (SANTOKIE, 2003).

Este sistema não faz distinção de fontes renováveis: todas estão sujeitas ao mesmo mecanismo de contrato com as distribuidoras e negociação dos ROCs. Apesar de apresentarem preços maiores (quando comparados sob uma mesma moeda), em comparação com a Alemanha, a RO proporciona um nível significativo de incertezas (e conseqüentemente riscos) para os empreendedores em fontes renováveis de energia, em especial a energia eólica. A figura 3.48 mostra a evolução da tarifa paga para energia eólica durante a vigência da LFE e da LER na Alemanha e do NFFO e RO no Reino Unido. A tabela 3.30 mostra os valores mais recentes da energia eólica paga pela LER e pela RO no período de 2003 a 2005.

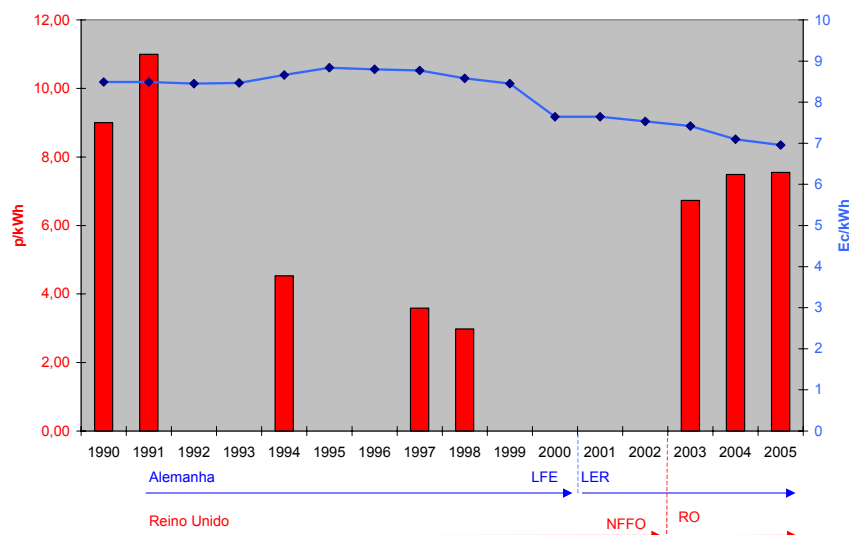


Figura 3.48 – Evolução da tarifa paga para energia eólica no Reino Unido e na Alemanha (Fontes: BMU, 2006c; OFGEM, 2006; ILEX, 2006; MITCHELL, 1995,2000 e 2004)

Tabela 3.30 – Preços pagos pela energia eólica no Reino Unido e na Alemanha

	Tarifa paga pela energia gerada (€/kWh)		
	2003 ¹	2004 ²	2005 ³
Alemanha	7,42	7,10	6,96
Reino Unido	10,30	10,63	10,64

(1) – Cotação (jan/2003): 1£ = 1,53€; 1£ = 1,59US\$

(2) – Cotação (jan/2004): 1£ = 1,42€; 1£ = 1,79US\$

(3) – Cotação (jan/2005): 1£ = 1,41€; 1£ = 1,93US\$

(Fontes: BMU,2006c; FGEM,2006; ILEX,2006)

3.5.2.2 Riscos Associados à Quantidade de Energia Eólica Produzida

Os riscos associados à quantidade de energia produzida no sistema *Feed-In* praticados na Alemanha são considerados nulos uma vez que o operador da rede de energia elétrica é obrigado a comprar toda a energia elétrica produzida por fontes renováveis de energia. O sistema de cotas adotado no Reino Unido estipula uma quantidade total de energia proveniente de fontes renováveis, aqui representado pelas metas anuais de participação das fontes renováveis de energia no sistema total de geração de energia elétrica (ver tabela 3.15), e não dá garantias individuais de que a energia gerada pelos geradores de fontes renováveis elegíveis sejam totalmente ou parcialmente compradas. Não existe nenhuma garantia de que a quantidade de energia negociada por uma determinada fonte seja mantida ao longo do período de vigência da RO. Novas fontes renováveis mais baratas podem reduzir a quantidade de energia negociada das fontes participantes do início do processo da RO. Além da participação futura de fontes renováveis mais baratas, o RO também apresenta um risco à quantidade de energia gerada. Uma vez que a cota de 15,4% de participação de fontes renováveis na matriz de geração de energia elétrica estipulada pelo governo britânico para ser mantida a partir de 2016 for alcançada, os distribuidores de energia ficam livres para escolher diferentes fontes para o fornecimento de energia. Isto significa que os geradores de fontes renováveis de energia elétrica não terão a garantia de que sua energia será comprada a partir da data em que alcançarem a meta (MITCHELL, 2006).

Enquanto as metas da RO mostram que sua validade estende-se até 2027 (DTI, 2005), existe um risco político de que a RO encerre-se antes desta data. Neste caso, um novo mecanismo passa a vigorar introduzindo até mesmo algumas melhorias como por exemplo o crescimento das metas. Neste caso, a indústria de fontes renováveis no Reino Unido já experimentou uma situação similar na NFFO onde houve a mudança mas os contratos ainda existentes são remunerados por um valor muito menor do que seriam caso estivessem sob a RO. Nenhuma mudança foi feita para que os contratos assinados durante a NFFO obtivessem melhor remuneração sob o contexto da RO. Apesar de a publicação do *Energy White Paper* (DTI, 2005) indicar que o mercado de carbono será o centro das políticas energéticas no Reino Unido, muitas incertezas incidem sobre como a RO irá absorver os créditos de carbono no futuro, de que forma será aplicado e como isto refletirá nos valores dos ROCs. (MITCHELL, 2006)

3.5.2.3 Riscos Associados ao Balanço da Energia Entregue à Rede

O sistema *Feed-In* na Alemanha apresenta características onde os riscos de o gerador fornecer um determinado montante de energia preestabelecido ou previamente estimado é nulo.

O gerador simplesmente entrega à rede de energia elétrica o montante de energia gerada independente de qualquer perfil previamente estabelecido. Neste caso, o operador da rede elétrica recebe o montante de energia (seja ela quanto for) dando alta prioridade para o despacho. Cabe ao operador da rede elétrica estabelecer as regras para o balanceamento da energia na rede. Para que o balanço da energia seja feito de forma a otimizar as fontes de geração disponíveis na rede de energia elétrica, é necessário conhecer previamente a geração de energia através dos ventos para que o balanço energético seja realizado de tal forma que, ao dar prioridade para fontes renováveis, não haja excedente ou déficit de energia no sistema ocasionando por sua vez desequilíbrios financeiros para o operador. Todo o risco do balanço energético na rede é de responsabilidade do operador da rede que conta com programas desenvolvidos pelo ISET de previsão de geração eólica com até 24 horas de antecedência. Este programa conta uma base de dados de várias plantas eólicas instaladas em pontos estratégicos no país além de estações anemométricas on-line que auxiliam no prognóstico energético gerado pelos parques eólicos instalados em sua área de concessão (ROHRIG, 2004).

Uma vez que o operador do sistema elétrico assume a gerência pelo balanço energético na rede, o gerador eólico, que apresenta uma geração intermitente, não apresenta nenhum risco de balanceamento da rede uma vez que o operador remunera a energia gerada por um preço fixo, independente do perfil ou montante de energia entregue à rede.

Este risco torna-se significativo no Reino Unido uma vez que o gerador de energia elétrica a partir de fontes intermitente como a eólica, estão sujeitos ao *New Electricity Trading Arrangements* (NETA) (BATHURST, 2001; BAUKNECHT, 2002) que penaliza o gerador pela energia prevista que não é entregue à rede.

Uma vez que os geradores de fontes renováveis de energia elétrica passam a atuar sob as regras da NETA, fica claro que uma das principais metas da RO está na imposição de que geradores de fontes renováveis tomem decisões no ambiente de mercado de energia elétrica. A RO estabelece uma demanda para a geração renovável de energia elétrica que deve ser provida pelas distribuidoras e não oferece nenhum aporte adicional. A principal questão sobre a mudança da política de incentivos a fontes renováveis de energia no Reino Unido é se os efeitos positivos da troca do sistema NFFO (contratos firmados em um prazo de 15 anos com preço fixo e prioridade de despacho por companhias regionais da eletricidade) para a RO (os geradores têm que negociar um contrato com as distribuidoras além de trabalhar sob as regras do NETA) estão compensando os problemas a que os pequenos geradores independentes de energia elétrica estão sujeitos.

Para a execução das regras de balanço do sistema elétrico, a NETA utiliza um mecanismo complexo de custos elevados de transação entre os participantes, de pessoal e despesas com tecnologias de informação em tempo real. Todo este sistema representa um custo desproporcional aos pequenos geradores de energia renovável (MITCHELL, 2006). Desta

forma, os pequenos geradores não vendem a energia gerada através da NETA mas sim através dos distribuidores de energia elétrica. Em várias áreas do Reino Unido apenas uma distribuidora está autorizada para compra e venda de energia e são nessas áreas que os geradores de energia elétrica renovável apresentam limitações em opções de venda. Se a energia renovável é vendida para outros pontos da rede, fora do ponto de conexão com a distribuidora local, o gerador perde os benefícios do sistema de transmissão (MITCHELL, 2006).

Pelas regras da NETA, o operador da rede de energia elétrica gerencia o balanceamento energético da rede e, se o gerador de energia renovável prover um montante de energia tanto maior quanto menor do que aquele estipulado em trinta minutos, o gerador deve pagar uma penalidade pelo balanceamento da sua geração. O custo desta penalidade é a diferença entre o preço de compra e o preço de venda no sistema NETA. Pela natureza da geração intermitente de energia elétrica, o pequeno produtor independente de energia fica sujeito à internalização destes riscos nos contratos com as distribuidoras de energia.

A maioria de geração renovável no Reino Unido é de propriedade de subsidiárias de grandes empresas de energia elétrica que também agregam distribuidoras. A NETA não representa um grande problema para estes aglomerados uma vez que a geração renovável torna-se parte do portfólio no balanço energético à rede. Entretanto, na perspectiva de novos empreendimentos, as regras estabelecidas pela NETA é considerada uma barreira. (PÖYRY, 2002a,2002b; TUDWAY, 2003).

3.5.3 Licenças para instalação

Um dos obstáculos para o desenvolvimento da energia eólica mais citado no Reino Unido está na obtenção das licenças necessárias para instalação dos projetos (GROSS, 2004; IEA, 2005 e 2006; SAWIN, 2004, BUTLER, 2004). Uma das explicações apresentadas por BUTLER (2004) mostra que os sucessivos leilões realizados durante a NFFO foram baseados em localidades que, além de apresentarem excelentes recursos eólicos, também apresentam restrições dos códigos de obra locais tornando-as difíceis na obtenção das licenças necessárias para implementação de projetos eólicos. MITCHEL e CONNOR (2004) mostram que a estrutura do sistema NFFO proporcionou grandes dificuldades para obtenção de licenças de instalação. Pelo curto período de contrato os projetos eólicos deveriam ser instalados em localidades de excelente potencial eólico além de entrarem em operação o mais rápido possível. Vários projetos eólicos foram instalados ao mesmo tempo em localidades muito próximas o que resultou em um forte movimento contra empreendimentos eólicos que persiste até hoje em algumas localidades do Reino Unido.

Mesmo sob a RO, o problema de licença de instalação não foi totalmente resolvido apesar de que para alguns empreendedores este problema já apresenta melhoras significativas (BUTLER, 2004). Esta melhora pode ser confirmada pela British Wind Energy Association – BWEA. A proporção entre projetos apresentados e projetos com licenças de instalação tem aumentando significativamente principalmente devido à reforma nas políticas de licenças praticadas no Reino Unido⁶⁸.(BWEA, 2006).

O tempo necessário para obtenção de licenças para projetos eólicos no Reino Unido pode ser comparado, em média, como uma das mais rápidas da Europa. Segundo SKYTTE *et al.* (2003) o tempo médio de planejamento e execução de projetos eólicos no Reino Unido é de dois anos. Ainda segundo SKYTTE *et al.* (2003), o processo de planejamento de um empreendimento eólico na Alemanha dura um período similar sendo ainda mais longo no caso espanhol que dura em média, três anos.

Segundo BUTLER (2004), mesmo em menores dimensões, comparado com o Reino Unido, a obtenção de licenças na Alemanha também tem apresentado uma série de obstáculos para os empreendedores de projetos em energia eólica. O desenvolvimento acelerado de projetos eólicos nas regiões mais favoráveis para geração eólica (ao norte da Alemanha) provocou uma “super população” de turbinas eólicas e uma escassez de áreas disponíveis para novos projetos. Desta forma, a obtenção de licenças nos locais mais favoráveis para implementação de projetos eólicos torna-se cada vez mais difícil tornando a expansão de novos projetos mais lento.

Uma formas para minimizar os obstáculos da obtenção de licenças está na re-potencialização de projetos eólicos. Uma vez que as turbinas eólicas se aproximam do final de sua vida útil, é comum que estas sejam desativadas e, em seu lugar, instaladas novas turbinas.

3.5.4 Desenvolvimento Industrial

Pela evolução do mercado alemão no setor de energia eólica e o grande número de turbinas instaladas, é natural que o nível de competição entre as indústrias na Alemanha seja maior do que aquele praticado no Reino Unido. No período de 2000 a 2005, somente 7 fabricantes de turbinas eólicas participaram do mercado no Reino Unido (BWEA,2006). O mercado de energia eólica em 2005 na Alemanha foi dividido entre nove empresas (Ender, 2006). Apesar de o número de empresas participantes ser próximo, à quantidade comercializado

⁶⁸ Um exemplo de reforma na política de licenças foi a publicação do *Technical Advice Note 8* (TAN8), em julho de 2005, que identifica áreas estratégicas no País de Gales para instalação de projetos eólicos a fim de atingir a meta de 800 MW até 2010 (BWEA, 2005).

nos dois países mostra que o mercado alemão apresenta quantidade e maturidade para estimular um ambiente competitivo entre os fabricantes de turbinas eólicas. O mesmo não ocorre no Reino Unido. Segundo IEA (2006), não existem empresas de grande porte instaladas no Reino Unido para prover o mercado interno de grandes turbinas eólicas. Apesar de haver interesse de grandes empresas como Vestas e REpower na instalação de manufaturas de turbinas de grande porte no Reino Unido, estas ainda mantêm somente acordos de *Joint Ventures* com empresas locais. Todos os projetos eólicos de grande porte têm sido providos através da importação de turbinas eólicas principalmente da dinamarquesa Vestas que responde por 31% do mercado no Reino Unido (BWEA, 2006). O desenvolvimento industrial no Reino Unido, especificamente no setor eólico, concentra-se na manufatura de turbinas de pequeno porte (entre 1 a 20 kW) (IEA, 2006).

A manutenção do sistema *Feed-In* na Alemanha possibilitou o crescimento das empresas fabricantes de turbinas eólicas genuinamente alemães tornando-as competitivas tanto no mercado interno quanto no mercado internacional. Três das empresas que operam no mercado eólico no Reino Unido e cinco das que operam no mercado alemão são empresas de origem alemã (BWEA, 2006; Elder, 2006). Um importante fato dos efeitos da implementação do sistema *Feed-In* está no desenvolvimento do setor industrial. Este efeito é visivelmente observado no mercado internacional de turbinas eólica que é dominado por empresas cuja origem são de países que adotaram o sistema *Feed-In* para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia, como Alemanha, Dinamarca e Espanha (BUTLER, 2004). Mais de 75% do mercado mundial de venda de turbinas eólicas são realizados por quatro empresas: Vestas, GE Wind, Enercon e Gamesa (BTM, 2005). LAUBER (2004) sugere que o sistema *Feed-In* em si facilita o desenvolvimento da indústria eólica ao apresentar segurança e encorajar os agentes do mercado eólico com perspectivas de longo prazo. Por outro lado, a ênfase dada pela NFFO e pela RO na redução dos preços da energia eólica mostrou-se desfavorável ao crescimento da indústria doméstica. Desta forma, sem o desenvolvimento de uma indústria local, os empreendedores passaram a importar equipamentos (LAUBER, 2004).

3.5.5 Quadro comparativo

Após a apresentação das políticas implementadas na Alemanha e no Reino Unido, suas características e resultados, a tabela 3.31 descreve resumidamente os principais tópicos abordados apresentando uma comparação entre o sistema *Feed-In* implementado na Alemanha e o sistema de Leilões e Cotas/Certificados Verdes implementados no Reino Unido.

Tabela 3.31 – Quadro comparativo da efetividade dos sistemas *Feed-In* e Cotas/Certificados Verdes na Alemanha e Reino Unido respectivamente

Tópico	Sistema <i>Feed-In</i> (Alemanha)	Cotas/Certificados Verdes (Reino Unido)
Potencial Eólico	Segundo o Atlas Eólico Europeu, (TROEN, 1991) a velocidade média anual na Alemanha varia de 4 m/s na região sul do país e 6 m/s no extremo norte.	Segundo o Atlas Eólico Europeu, (TROEN, 1991) a velocidade média anual no Reino Unido varia de 5,5 m/s na região sul e velocidades médias superiores a 6,0 m/s no ao longo da costa e na Escócia.
Potência instalada	LFE - 6112 MW. LER – 12316 MW Total instalado até 2005 – 18428 MW Somente em 2005 – 1800 MW	NFFO - 259 MW. RO – 1095 MW Total instalado até 2005 – 1353 MW Somente em 2005 – 447 MW
Custo da potência Instalada (2005)	O custo da potência instalada on-shore na Alemanha variou em torno de 1170 €/kW instalados (IEA,2006).	O custo da potência instalada on-shore no Reino Unido variou entre 830 to 1200 ¹ €/kW e para instalações off-shore entre 1400 e 2000 €/kW (IEA,2006).
Energia gerada	26500 GWh (geração em 2005) Fator de Capacidade Médio ⁶⁹ = 16,41% Participação na demanda de energia elétrica = 4,3%	2700 GWh (geração em 2005) Fator de Capacidade Médio = 23,67% Participação na demanda de energia elétrica = 1,5%
Investimento em Energia Eólica (2005)	Em 2005 foram investidos € 7,3 bilhões em novos projetos eólicos (IEA, 2006)	Em 2005 foram investidos € 500 milhões em novos projetos eólicos

⁶⁹ O Fator de Capacidade Médio leva em consideração o total da energia eólica produzida e a capacidade instalada total. O fator de capacidade (FC) é dado pela fórmula: FC = Energia Produzida / (Potência instalada * 8760)

Tabela 3.31 – Continuação

Tópico	Sistema <i>Feed-In</i> (Alemanha)	Cotas/Certificados Verdes (Reino Unido)
Ambiente de Competição	Um ambiente de competição é verificado entre as indústrias fabricantes de turbinas eólicas. Esta competição é vista no constante desenvolvimento tecnológico na disponibilização de turbinas cada vez mais potentes e mais baratas.	A competição na RO é realizada em um ambiente onde os geradores de diversas fontes renováveis competem entre si por contratos de venda de energia e de ROCs.
Risco relativos ao preço da energia gerada	Mesmo com a adoção do sistema de tarifação decrescentes na LER, a garantia do pagamento da energia durante 20 anos isenta o gerador de qualquer risco.	Mesmo com um valor baixo, o gerador renovável não apresentava nenhum risco sobre a variação do preço ao longo do contrato durante a NFFO. A remuneração paga pela energia gerada na RO está vinculada aos valores de mercado da energia elétrica e aos valores de mercado dos ROCs e, conseqüentemente, a variações dos dois mercados.
Risco relativos à quantidade de energia gerada	O gerador eólico participante da LER é remunerado somente pela energia gerada durante os vinte anos contratados	No sistema NFFO o gerador não tinha riscos quanto à quantidade de energia entregue à rede. A energia gerada por um produtor renovável pode não ser adquirida da RO uma vez que, a longo prazo, outras fontes podem fornecer energia mais barata.
Risco relativos ao balanceamento energético na rede	Uma vez que o controle da rede elétrica é feito pelo operador do sistema e o gerador tem prioridade de despacho, o risco de balanceamento da energia gerada não se aplica.	No sistema NFFO o gerador não tinha riscos quanto ao balanceamento da energia gerada na rede. Na RO, ao atuar sob as regras da NETA, o gerador fica sujeito a uma multa caso não gere a energia prevista em intervalos de 30 minutos.

Tabela 3.31 – Continuação

Tópico	Sistema <i>Feed-In</i> (Alemanha)	Cotas/Certificados Verdes (Reino Unido)
Promoção da inovação tecnológica em fontes renováveis de energia elétrica	A LER apresenta diversas faixas de tarifas para cada fonte renovável de energia. Desta forma, ela garante a tarifa de fontes renováveis promissoras mesmo que ainda não competitivas	Por ser um sistema de Leilão, a NFFO não apresentava nenhuma possibilidade de contratar fontes que não fossem competitivas. A RO, pela sua estrutura vinculada aos mercados de eletricidade e de ROCs também não levou em consideração as diferentes fontes renováveis de energia elétrica e seus diversos níveis de maturidade tecnológica e comercial. Desta forma, não criou nichos específicos para tecnologias pouco amadurecidas. (FOXON, 2007)
Obtenção de Licenças	O período médio para obtenção das licenças na Alemanha dura cerca de três anos.	O período médio para obtenção das licenças no Reino Unido dura cerca de dois anos
Desenvolvimento Industrial	O sistema <i>Feed-In</i> possibilitou o crescimento da indústria local tornando-a competitiva tanto no mercado interno quanto no mercado externo. Cinco das nove empresas participantes do mercado alemão em 2005 são de origem alemã.	Tanto o NFFO quanto a RO não estimularam a instalação de fábricas de turbinas eólicas de grande porte. Todas as turbinas instaladas no Reino Unido foram importadas de países vizinhos (IEA, 2006)
Geração de Empregos	Foram registrados 64000 empregos diretos e indiretos no setor eólico em 2004 representando 41% do total de empregos no setor de fontes renováveis de energia elétrica.	Estima-se que 4000 empregos diretos e indiretos no setor eólico foram mantidos em 2006 representando 50% do total de empregos no setor de fontes renováveis de energia elétrica.

(1) – Cotação (jan/2005): 1£ = 1,41€; 1£ = 1,93US\$

3.6 Conclusões e Considerações

A Alemanha e o Reino Unido seguiram trajetórias muito diferentes no incentivo ao desenvolvimento da energia renovável. Como apresentado, a Alemanha baseou sua política de incentivos a fontes renováveis de energia elétrica na segurança dos preços pagos pela energia através do sistema *Feed-In*. Tanto a LFE quanto a LER apresentaram características importantes que possibilitaram o desenvolvimento da indústria eólica e uma forte expansão da tecnologia na matriz de geração de energia elétrica. De uma forma geral, as duas iniciativas possibilitaram o desenvolvimento de tecnologias de geração renovável menos competitivas. Apesar de ser criticado pelo alto custo, o sistema *Feed-In* na Alemanha possibilitou o fortalecimento da indústria eólica e também o crescimento da potência instalada. As revisões da primeira versão da lei de incentivo possibilitaram melhorias principalmente na adoção de um sistema decrescente de remuneração do preço pago pela geração renovável de energia elétrica.

O Reino Unido promoveu mecanismos baseados no mercado com o objetivo de desenvolver a energia renovável ao menor custo para os clientes tomando por base que esta maneira seria a mais eficiente de promover tecnologias já competitivas onde os agentes trabalhariam no ambiente competitivo do mercado de eletricidade. Em um primeiro momento quando foi adotado um sistema de leilão através da NFFO, o Reino Unido possibilitou uma redução dos preços pagos pela geração eólica o que, na busca de preços mais competitivos, pôde ser considerado um mecanismo bem sucedido. Mesmo apresentando redução dos preços pagos pela geração renovável de energia elétrica, o número de projetos contratados que efetivamente estão em funcionamento mostra que este “sucesso” também deve ser avaliado pela quantidade de projetos viabilizados sobre o contexto de redução dos preços.

A comparação entre a RO do Reino Unido e a LER da Alemanha, entretanto, mostrou, que a redução do risco é um critério importante para avaliar mecanismos de incentivo e, focado nos riscos associados ao preço, à quantidade e ao balançando energético, o sistema *Feed-In* é aquele que apresenta menor risco para um projeto eólico. Ao reduzir os custos de capital, a redução do risco é também um caminho para aumentar a eficiência de um mecanismo de incentivo. Embora o sistema *Feed-In* possa ainda não ser o mais eficiente no curto prazo, este fornece estabilidade, incentivos e recursos no longo prazo para inovações contribuindo para uma eficiência no longo prazo. Ao adotar tarifas decrescentes, a LER mostrou-se mais eficiente do que a LFE aplicada anteriormente na Alemanha no objetivo de reduzir os custos do sistema *Feed-In* progressivamente.

Sobre os riscos associados ao preço, o mecanismo alemão de *Feed-In* ao fixar uma tarifa para a geração, remove todo o tipo de risco associado ao preço para os geradores. A RO do

Reino Unido, de outro lado, divide a renda dos geradores em dois elementos: o preço da energia elétrica gerada (pelo valor de mercado) e o preço da geração “verde”. Nos dois elementos, o gerador é exposto a flutuações do preço uma vez que nem o preço da energia elétrica no mercado de eletricidade nem os valores dos ROCs são pré-determinados. Embora os preços disponíveis dentro da RO sejam agora similares (até superiores) àqueles disponíveis sob a tarifa eólica na LER, a RO cria condições menos atrativas para investidores principalmente pela volatilidade do mercado de eletricidade e do mercado de ROCs. Os projetos eólicos no Reino Unido requerem um preço mais elevado do que o alemão justamente para compensar os riscos associados.

Quanto ao risco da quantidade de energia gerada, a comparação entre os dois mecanismos é simples: enquanto a LER remove todo o risco da quantidade de energia gerada através de garantias de acesso à rede e despacho priorizado pelo prazo de 20 anos, os gerados sob a RO estão expostos ao risco da quantidade de energia entregue ao sistema elétrico, porque em ambos os mercados este pode estar inapto para comercializar a energia gerada. Apesar de as plantas eólicas participarem do mercado quando do início da sua operação, sua geração pode ser substituída a longo prazo por plantas mais baratas, visto que todas as fontes participam juntamente do mercado. Ainda sobre o risco associado à quantidade de energia gerado, a RO fixa um montante de energia representando as cotas anuais de participação de fontes renováveis na geração de energia. A LER não estipula um limite de geração de modo que os geradores não possuem nenhum risco quanto à entrega da energia gerada ao longo do período de 20 anos de contrato.

Ao apresentar uma tarifa fixa para a energia gerada, a LER remunera o gerador somente pela energia gerada independente do equilíbrio energético

Nos termos do risco de balançando energético na rede, a LER fornece garantia de que a energia gerada será remunerada e que cabe ao operador do sistema elétrico fazer as operações necessárias para manter o equilíbrio da rede mantendo a prioridade de despacho para as fontes renováveis de energia. Neste caso o gerador eólico não apresenta nenhum risco em penalidades por não gerar. A RO, por outro lado, expõem os geradores de energia renovável ao risco de pagamento de penalidades caso não seja gerado o que foi previsto sob as regras da NETA. Uma vez que os riscos de preço e da quantidade de energia entregue à rede estão relacionados diretamente com o mercado de eletricidade e com o mercado de ROCs, os riscos de balanceamento da rede estão relacionados diretamente com a instalação e gerência do projeto, principalmente no conhecimento do regime de vento no local.

Uma vez que o sistema *Feed-In* na Alemanha proporcionou um maior quantidade de capacidade instalada, várias pesquisas mostram que atualmente, o sistema *Feed-In* segundo a nova concepção adotada na Alemanha, proporciona preços menores do que a RO no Reino Unido (ELIOTT, 2005, TOKE, 2004, BUTLER, 2004, GROTZ, 2005). Estudos apresentados

por TOKE (2004) mostram que os valores pagos por potência instalada na Alemanha são menores do que no Reino Unido. Segundo TOKE (2004), a RO é cerca de 30% maior do que a LER. Parte da explicação para esta diferença encontra-se em regimes diferentes de impostos praticados nos dois países. Investimentos em energia eólica podem ser, em regra geral, dedutíveis tornando-os mais atrativos para grandes grupos de investimento quando comparados a investimentos no Reino Unido. Estudos apresentados por BUTLER (2004) apresentam dados mais cautelosos, mas concluem que o preço pago pela energia eólica na Alemanha já é menor do que os preços pagos no Reino Unido e que esta diferença deverá se manter ainda no médio prazo. Esta diferença também foi identificada por GROTZ e FOUQUER (2005) que apontam uma diferença de entre 1,2 a 3,0 €/kWh em 2003 onde, no curto prazo, a diferença deve aumentar uma vez que a LER mantém um sistema de tarifas decrescentes.

Apesar de apresentar tarifas superiores às praticadas pelo sistema *Feed-In* na Alemanha, a RO não proporcionou um crescimento mais rápido da potência instalada em projetos eólicos. A diferença da potência instalada entre Reino Unido e Alemanha não está somente no fato da aplicação do sistema *Feed-In*, mas também no efeito que o preço fixo e os contratos de longo prazo têm na facilitação de obtenção de financiamento. De uma certa forma, os riscos apresentados no sistema de cotas/certificados verdes aplicados na RO dificultam a obtenção de financiamentos elevando assim os custos do projeto. Apesar de apresentarem um maior potencial eólico quando comparado com a Alemanha, os valores pagos pela energia eólica na RO são maiores quando comparados com os valores pagos pela energia eólica produzida na região norte da Alemanha. Naturalmente, ao apresentar um potencial eólico mais favorável (velocidades médias anuais maiores), era de se esperar que os valores pagos pela energia eólica seriam menores no Reino Unido, quando comparados somente com os preços praticados na Alemanha. Todos os riscos associados a RO no Reino Unido justificam esta diferença. De certa forma, ao agregar todas as incertezas envolvidas na RO, os custos gerais tendem a ser maiores do que aqueles praticados sob um sistema que apresente garantias de preço e contratos de longo prazo.

Até o momento, a RO apresenta-se como um mecanismo competitivo, principalmente ao vincular parte da remuneração da energia gerada por fontes renováveis ao preço de mercado da energia elétrica. Apesar desta competitividade, a RO ainda não se mostrou eficiente no desenvolvimento de um mercado específico para energia eólica no Reino Unido. A queda dos preços da geração de energia eólica e o crescimento na implementação de novos projetos, segundo ELLIOT (2005), deverá ocorrer com a adoção de mecanismos que atuem em paralelo com a RO principalmente na disponibilização de incentivos fixos em contratos de longo prazo. De uma forma mais ampla, PEREIRA, *et al.* (2004) mostra que o sistema empregado no Reino Unido apresentou uma baixa eficácia já que a capacidade instalada foi pequena, não

contribuindo para o desenvolvimento de uma indústria local, além de resultar em custos administrativos elevados.

O sistema *Feed-In* adotado na Alemanha, tanto na LFE quanto na LER, apesar de intensamente criticado internamente pelos altos valores pagos pela geração de energia renovável, principalmente pela geração eólica, promoveu um crescimento da indústria e até um ambiente competitivo entre elas, o que resultou em desenvolvimento tecnológico e redução nos preços. Apesar de apresentar uma desaceleração no número de projetos eólicos instalados após a adoção da LER, o sistema *Feed-In* com tarifas decrescentes ainda mantém-se atrativo para investimentos a longo prazo.

Uma análise do Sistema *Feed-In* praticado na Alemanha e do Sistema de Cotas/Certificados Verdes no Reino Unido também tem despertado importante interesse da União Européia na identificação de mecanismos que possibilitem o cumprimento das metas de longo prazo de redução das emissões de gases de efeito estufa. Identificando as principais características e os resultados das políticas implementadas na Alemanha e Reino Unido (entre outros países membros), a União Européia, no seu relatório *The Support of Electricity from Renewable Energy Sources* (EC, 2005) apresenta uma série de obstáculos que devem ser superados para que as metas sejam alcançadas. Dos obstáculos administrativos identificados são listados:

- Grande número de autoridades envolvidas e ausência de coordenação entre elas;
- Longos prazos para obtenção das autorizações necessárias;
- Planejamento territorial insuficiente para projetos de geração renovável.

Além dos obstáculos administrativos citados também são apresentadas questões relativas à conexão a rede. Sugere-se que sejam adotadas medidas que facilitem o acesso à rede elétrica através de regras transparentes e questões como reforço da rede seja planejado de forma integrada com o planejamento de expansão de fontes renováveis de energia elétrica.

Finalmente, conforme apresentado no Capítulo 2, a harmonização dos sistemas *Feed-In* e Cotas/Certificados Verdes poderia ser uma opção para Alemanha e Reino Unido. A transição do sistema *Feed-In* para o Sistema de Cotas é uma opção hoje para a Alemanha visto o amadurecimento da indústria eólica local e a redução dos preços também caracterizado pela LER em andamento. Por outro lado, a adoção da RO, caracterizado pelo Sistema de Cotas/Certificados Verdes, apresenta-se como uma decisão prematura para o desenvolvimento de fontes renováveis no Reino Unido visto que não promoveu o desenvolvimento da indústria local e atualmente apresenta preços superiores àqueles praticados na Alemanha.

De uma forma geral, os resultados aqui apresentados mostram os resultados e desafios da aplicação de cada um dos mecanismos e servirá de subsídio para a modelagem dos programas de incentivos à energia eólica no Brasil apresentados no Capítulo 5.

CAPÍTULO IV

ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: PROINFA E O NOVO CENÁRIO DE SETOR ELÉTRICO

4.1 Introdução

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 acelerado tanto da indústria local quanto na participação dessas tecnologias no parque gerador de energia elétrica. Exemplos como o da Alemanha e Espanha mostram como uma participação mais agressiva do Estado ao garantir regras na compras de energia pode alavancar não só a geração limpa como também diversos segmentos a ele associado.

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. 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. Como visto no capítulo anterior existe diversas experiências em outros sistemas de desenvolvimento para fontes alternativas de energia. Apesar do sistema de *Feed-In* ser o mais aplicado o que, sem sombra de dúvidas é o responsável direto pelo crescimento acelerado da energia eólica no mundo, existem também outros mecanismos que, apesar de promover um crescimento mais lento, propiciam uma forma mais eficiente do rateio dos ônus da geração para a sociedade. Ao conhecer os mecanismos de desenvolvimento de fontes renováveis e as experiências de diversos países na adoção de diversos mecanismos adaptados às necessidades locais, cada país deve avaliar quais caminhos seguir para o desenvolvimento local das fontes renováveis em geral. Desta forma, o Brasil tem um histórico recente de diversas tentativas de estabelecer políticas de incentivos a fontes renováveis em especial a energia eólica.

O interesse em fontes alternativas para geração de energia elétrica 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 e a necessidade de sua diversificação mostraram a necessidade de leis específicas para incentivar os diversos setores privados para empreendimentos de grande porte. O setor elétrico brasileiro já possui arcabouço legal especificamente para a geração de fontes convencionais de energia além do aproveitamento de fontes alternativas de energia em seu parque gerador. Este arcabouço foi concebido dentro de um novo cenário de reestruturação do setor elétrico brasileiro. A necessidade de arcabouço que garanta o processo de reestruturação também abriu novas possibilidades para o uso de fontes alternativas na matriz energética. Instrumentos como a definição de Auto Produtores e Produtores Independentes (Lei nº 9.074/1995 e pelo Decreto nº 2.003/1996), a expansão dos recursos da Conta Comum de Combustível – CCC (Resolução ANEEL nº 245/1999 e nº 146/2005), a resolução de Valores Normativos para repasse de custos (Resoluções ANEEL nº 233/1999; nº 22/2001; nº 258/2001; nº 248/2002; nº 488/2002), entre outras, são exemplos dos primeiros passos para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia, que nesse caso, podem ser solar fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas eólica e biomassa.

Após várias tentativas governamentais, o Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia – PROINFA criado pela Lei 10.438 de 15 de abril de 2002 consolida-se como resultado de vários esforços feitos durante a década de 90 direcionados para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia no Brasil⁷⁰. Este programa, estipulado para ser implementado em duas fases, garante uma contratação de 3300 MW em projetos de biomassa, PCH e eólica em sua primeira fase. Com uma potência instalada de 28 MW, a energia eólica, nesta primeira fase do programa, ganha grande impulso com a previsão de contratação de 1422 MW inicialmente prevista para até o final de 2006 e depois estendida para até final de 2008.

Em sua segunda fase, o PROINFA estipula regras para que a participação destas fontes renováveis de energia forneça 10% de toda a demanda de energia elétrica no Brasil meta esta

⁷⁰ Programas como o PROEÓLICA (RESOLUÇÃO No 24, 5/7/2001) (WACHSMANN, 2003; OLZ, 2003; SILVA, 2006) e PCH.COM (ELETROBRAS, 2005) foram exemplos de tentativas de se implantar programas de desenvolvimento de fontes renováveis de energia que não foram efetivamente implementados.

que seria atingida em até vinte anos. Além do incentivo a fontes renováveis de energia, a regulamentação do PROINFA incorpora mecanismo para o uso de equipamentos nacionalizados além de gerar empregos e diversificar a matriz energética brasileira. Com a implementação do novo modelo do setor elétrico toda a expectativa de continuidade da segunda fase do programa passa por uma profunda revisão.

Tendo a modicidade tarifária como um dos seus pilares, o Novo Modelo restringe a participação das novas fontes renováveis de energia postergando assim o cumprimento das metas estipuladas. A continuidade do PROINFA em sua segunda fase deverá ser feita através de leilões entre as três fontes participantes do programa. Por apresentar um custo atual ainda superior ao da Biomassa e a PCH, projetos eólicos ficam a médio prazo excluídos de participarem do programa.

Neste capítulo será apresentado os principais marcos regulatórios relacionados diretamente com o desenvolvimento das novas fontes renováveis no Brasil a partir do final da década de noventa. Dentre elas serão abordados a Lei nº 9.074/1995 e o Decreto nº 2.003/1996 que cria a figura do Produtor Independente e Auto Produtor, as Resoluções ANEEL que apresenta os Valores Normativos, a Resolução da ANEEL nº 245/1999 e nº 146/2005 que trata do uso dos benefícios da CCC para empreendimentos renováveis e o Programa PROEÓLICA. Será apresentado um descritivo do PROINFA, seus resultados e suas perspectivas. Diante da modificação do setor elétrico em seu novo modelo que, segundo seus criadores, é baseado em regras estáveis, segurança e modicidade tarifária, o Programa passa por duas grandes expectativas: uma trata-se da conclusão da primeira fase do Programa e outra na definição regulatória da segunda fase. Esta definição que ainda não está regulamentada propiciou uma série de discussões e dúvidas sobre a efetividade do Programa no futuro.

Por fim, este capítulo mostrará uma alternativa para que as novas regras do novo modelo do setor elétrico possam também garantir um mercado para energia eólica na segunda fase do PROINFA. Baseado no Plano Decenal de Energia Elétrica 2006 – 2015 serão apresentadas várias simulações para o aproveitamento das fontes participantes do PROINFA em sua segunda fase. Considerações ambientais e, no caso brasileiro, a complementaridade hídrico–eólica devem estar presentes na avaliação da participação de fontes alternativas e continuidade das metas originais estipuladas para a segunda fase do PROINFA.

4.2 O Recurso Eólico Brasileiro e a Potência Instalada no Brasil

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 mesmo médias 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 citadas) 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 da primeira versão do Atlas do Potencial Eólico Nacional. Outros Atlas surgiram a partir de então. 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 (Região Nordeste) e a COPEL (Estado do Paraná). Alguns Estados, através de suas Secretarias de Energia e Infra-Estrutura, também viabilizaram projetos para elaboração de Atlas eólicos para suas regiões. Estados como Rio Grande do Sul, Ceará, Bahia e Rio de Janeiro apresentam estudos eólicos mais detalhados para localização de nichos específicos para geração de energia elétrica.

Diante da gigantesca extensão territorial do Brasil, os problemas para a monitoração do potencial eólico em toda a sua extensão apresenta uma questão de difícil solução. A quantidade de estações anemométricas disponíveis são insuficientes para cobrir todo o território, onde, ao longo do tempo, os dados utilizados para fins de avaliação do potencial eólico foram perdendo representatividade com o crescimento demográfico e também com as alterações na vegetação no entorno das estações anemométricas. Para solucionar os desafios de se obter o potencial eólico para todo território brasileiro torna-se indispensável à utilização de ferramentas computacionais capazes de calcular o potencial dos ventos a partir de outras grandezas, cujas medições apresentassem boa confiabilidade e que as mesmas fossem pouco sensíveis ao crescimento demográfico e as alterações da vegetação.

Com o desenvolvimento do sistema MesoMap (software de modelagem dos ventos de superfície), tornou-se possível a elaboração do Atlas do Potencial Eólico do Brasileiro. O sistema MesoMap simula a dinâmica atmosférica dos regimes de vento e variáveis meteorológicas correlatas, a partir de amostragens representativas de dados validados de pressão atmosférica. O sistema inclui condicionantes geográficos como o relevo, rugosidade induzida por classes de vegetação e uso do solo, interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera incluindo os efeitos do vapor d'água. O modelo empregou uma base de dados de

pressão de topo de camada limite do período de 1983 a 1999 (SÁ, 2001). O resultado das simulações são apresentados em mapas temáticos por código de cores, representando os regimes de vento e fluxo de potência eólica em uma altura de 50 metros, com uma resolução horizontal de 1km x 1km nas macro-regiões identificadas como mais promissoras, e 2km x 2km para o restante do país. A figura 4.1 mostra a distribuição da velocidade média anual do Brasil.

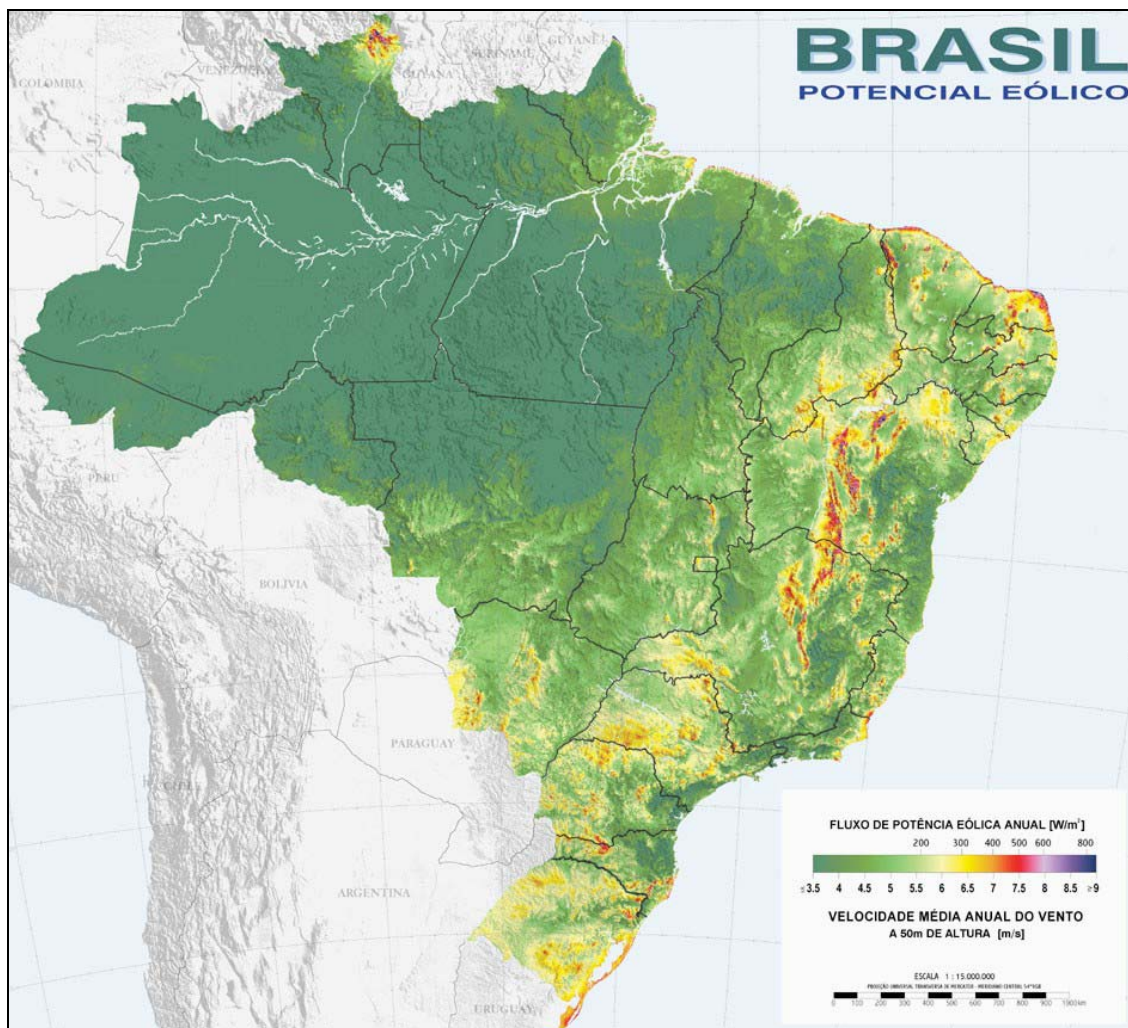


Figura 4.1 – Distribuição da Velocidade Média Anual no Território Brasileiro
(Fonte: CEPEL, 2001)

Para o cálculo da potencialidade estimada de geração eólico-elétrica foram utilizados recursos de geo-processamento de mapas digitalizadas e curvas de potência de máquinas eólicas disponíveis no mercado além de várias premissas para a estimativa do potencial. A tabela 4.1 mostra a integração cumulativa do potencial instalável de energia eólica e a energia anual gerada para todo o território brasileiro. Segundo cálculos apresentados pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, o potencial bruto de potência instalável está estimada em 143,47 GW em áreas onde a velocidade média anual do vento seja maior que 7,0 m/s. As tabelas 4.2, 4.3, 4.4,

4.5 e 4.6 mostram a integração do potencial instalável de energia eólica e a energia anual gerada para cada Região brasileira.

Tabela 4.1 – Integração Cumulativa - BRASIL

Vento [m/s]	Área (Cumulativa) [km ²]	Potencial Instalável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]
> 6,0	667391	1334	1711,6
> 6,5	231746	463	739,2
> 7,0	71735	143	272,2
> 7,5	21676	43	100,3
> 8,0	6679	13	35,9
> 8,5	1775	3	10,7

(Fonte: CEPEL, 2001)

Tabela 4.2 – Integração por faixa de Velocidade - NORDESTE

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia Anual [TWh/ano]
6,0 – 6,5	146589	293,2	0,13	327,2
6,5 – 7,0	60990	122,0	0,17	178,0
7,0 – 7,5	24383	48,8	0,20	83,7
7,5 – 8,0	9185	18,4	0,25	39,4
8,0 – 8,5	3088	6,2	0,30	15,9
> 8,5	870	1,7	0,35	5,2

(Fonte: CEPEL, 2001)

Tabela 4.3 – Integração por faixa de Velocidade - NORTE

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia Anual [TWh/ano]
6,0 – 6,5	11460	22,9	0,13	25,6
6,5 – 7,0	6326	12,6	0,17	18,5
7,0 – 7,5	3300	6,6	0,20	11,3
7,5 – 8,0	1666	3,3	0,25	7,1
8,0 – 8,5	903	1,8	0,30	4,6
> 8,5	551	1,1	0,35	3,3

(Fonte: CEPEL, 2001)

Tabela 4.4 –Integração por faixa de Velocidade – CENTRO-OESTE

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia Anual [TWh/ano]
6,0 – 6,5	41110	82,2	0,13	91,8
6,5 – 7,0	8101	16,2	0,17	23,6
7,0 – 7,5	1395	2,8	0,20	4,9
7,5 – 8,0	140	0,3	0,25	0,6
8,0 – 8,5	6	0,01	0,30	0,03
> 8,5	0	0	0,35	0

(Fonte: CEPEL, 2001)

Tabela 4.5 –Integração por faixa de Velocidade – SUDESTE

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia Anual [TWh/ano]
6,0 – 6,5	114688	229,4	0,13	256,0
6,5 – 7,0	46302	92,6	0,17	135,1
7,0 – 7,5	11545	23,1	0,20	39,6
7,5 – 8,0	2433	4,9	0,25	10,4
8,0 – 8,5	594	1,2	0,30	3,1
> 8,5	297	0,6	0,35	1,8

(Fonte: CEPEL, 2001)

Tabela 4.6 –Integração por faixa de Velocidade – SUL

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Instalável [GW]	Fator de Capacidade	Energia Anual [TWh/ano]
6,0 – 6,5	121796	243,6	0,13	271,9
6,5 – 7,0	38292	76,6	0,17	111,8
7,0 – 7,5	9436	18,9	0,20	32,4
7,5 – 8,0	1573	3,1	0,25	6,8
8,0 – 8,5	313	0,6	0,30	1,6
> 8,5	57	0,1	0,35	0,3

(Fonte: CEPEL, 2001)

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. A grande

maioria dos projetos já implantados no Brasil encontra-se na Região Nordeste (tabela 4.7). Os programas de implantação experimental de energia eólica no Brasil somam hoje um total de aproximadamente 1.6 MW. Os projetos implementados pela iniciativa privada somam um total de 27.1 MW (17.4 MW no Ceará, 2.5 MW no Paraná, 5.4 MW em Santa Catarina e 1.8 MW no Rio Grande do Norte). Especificamente sobre o PROINFA (que será discutido mais adiante) os primeiros parques instalados somam um total de 149 MW em projetos instalados no Rio Grande do Sul (Osório) e Rio Grande do Norte (Rio do Fogo).

Tabela 4.7 – Usinas Eólicas em operação no Brasil.

Usina Eólica	Início de Operação	Potência (kW)	Proprietário	Município
Eólica de Fernando de Noronha	1992	225	Centro Brasileiro de Energia Eólica – FADE/UFPE	Fernando de Noronha – PE
Eólica Olinda		225	Centro Brasileiro de Energia Eólica – FADE/UFPE	Olinda – PE
Eólica de Prainha	1999	10.000	Wobben Wind Power Industria e Comércio Ltda	Aquiraz – CE
Eólica de Taíba	1998	5.000	Wobben Wind Power Industria e Comércio Ltda	São Gonçalo do Amarante – CE
Eólica-Elétrica Exp. do Morro do Camelinho	1994	1.000	Companhia Energética de Minas Gerais	Gouveia – MG
Eólio – Elétrica de Palmas	1999	2.500	Centrais Eólicas do Paraná Ltda.	Palmas – PR
Mucuripe	2002	2.400	Wobben Wind Power Industria e Comércio Ltda	Fortaleza – CE
Eólica de Bom Jardim	2002	600	Parque Eólico de Santa Catarina Ltda.	Bom Jardim da Serra - SC
Parque Eólico do Horizonte	2003	4.800	Central Nacional de Energia Eólica Ltda	Água Doce – SC
Macau	2003	1.800	PETROBRAS S/A	Macau – RN
RN 15 - Rio do Fogo	2006	49.300	Energias Renováveis do Brasil Ltda	Rio do Fogo - RN
Eólica Água Doce	2006	9.000	Central Nacional de Energia Eólica Ltda	Água Doce - SC
Parque Eólico de Osório	2006	50.000	Ventos do Sul Energia S/A	Osório - RS
Parque Eólico Sangradouro	2006	50.000	Ventos do Sul Energia S/A	Osório - RS
Total: 14 Usina(s)		Potência Total: 186.850 kW		

(Fonte: ANEEL, 2005, LOPES, 2005)

4.3 Histórico da regulação do setor elétrico destinado a fontes renováveis de energia

Esta sessão tem por finalidade apresentar as várias tentativas de se promover fontes renováveis no Brasil em especial a energia eólica. Como já foi dito, estes esforços não foram suficientes para criar um ambiente favorável para a implementação de projetos em larga escala. Houve várias iniciativas de projetos pilotos e alguns projetos privados como o de Taíba e Prainha instalados no Ceará. Estes projetos representaram o esforço da única fábrica de equipamentos eólicos de grande porte instalada no Brasil no sentido de aprendizagem e testes de seus modelos tanto nas condições climáticas quanto nas especificidades características do setor elétrico.

A evolução dos marcos regulatórios não foram suficientes para a criação de um mercado eólico. Muitas vezes inserindo dúvidas e incertezas, as leis, decretos e resoluções propiciaram um recuo dos investimentos visto as incertezas e morosidades envolvidos no processo de elaboração e execução das leis. No período de 1995 com a publicação da Lei nº 9.074/1995 e o Decreto nº 2.003/1996 que criou e regulamentou o Produtor Independente e Auto Produtor até 2002 com a publicação da Lei nº 10.438/2002 que apresenta o PROINFA, o setor eólico vislumbrou várias leis, decretos e resoluções que não foram suficientes para atrair investidores para o setor até então.

4.3.1 Produtor Independente e Auto-Produtor 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 permissões⁷¹ 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

⁷¹ Os termos concessão, permissão e outorização são conceitos do Direito Administrativo. 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, 18ª 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".

próprio produtor. No artigo 2º encontram-se as considerações gerais sobre Produtor Independente e Autoprodutor de energia, a saber:

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 produzida, 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 MW por Produtor Independente e para o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 10 MW 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 MW e igual ou inferior a 10 MW 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 4.8 sintetiza as regras de concessão para geração de energia elétrica no Brasil definidas pelo Decreto nº 2.003/1996 com as correções estabelecidas pelo Decreto nº 5.163/2004

Tabela 4.8 - Regras de Concessão para Geração de Energia Elétrica

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

Nota: 1 – O termo livre refere-se à situação onde o empreendimento independe de concessão ou autorização devendo, entretanto, ser comunicados ao órgão regulador e fiscalizador do poder concedente, para fins de registro (Decreto nº 2.003 art. 5º) (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 4.8. 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 na tabela 4.7, os parques eólicos de Taíba e Prainha, no Ceará e o de Palmas no Paraná são as 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.

Uma importante iniciativa na abordagem diferencial necessária às fontes alternativas de energia elétrica está nas tarifas especiais para transmissão e distribuição apresentada pela Resolução ANEEL nº 281/1999 e, em nova redação, a Resolução ANEEL nº 77/2004 que apresenta descontos especiais para as tarifas de transmissão e distribuição de empreendimentos de geração renovável de energia elétrica conectada à rede.

4.3.2 Utilização dos Recursos da 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 cotas 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.

A estrutura do subsídio da CCC é apresentada na figura 4.2 onde se pretende 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.

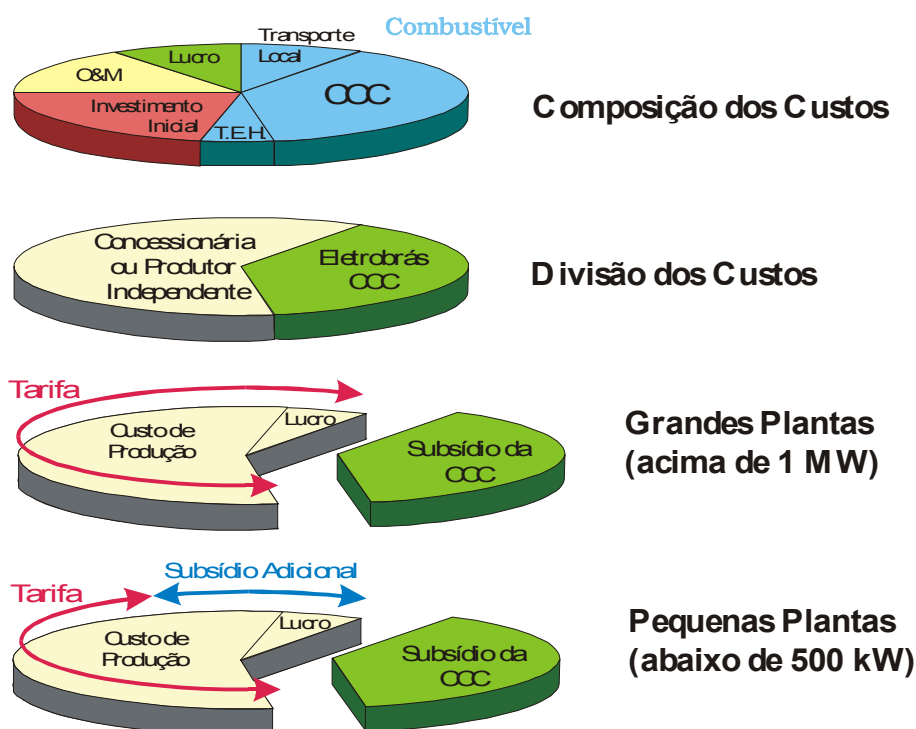


Figura 4.2- Composição de custo de geração em sistemas beneficiados pela CCC.

(Fonte: RIBEIRO *et al.* 1998)

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 reestruturação 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 desta Lei)⁷². 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 a 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.

⁷² Prazo estendido para até abril de 2022 pela Resolução ANEEL nº 146/2005 que mantém a exclusividade do rateio da conta CCC somente para sistemas isolados.

Ao tratar-se da abrangência e requisitos básicos para novos projetos em fontes alternativas de energia que utilizem os 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 meses⁷³;

⁷³ 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.

- 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).

Quanto aos prazos de uso dos recursos da CCC, esta Resolução fixa maio de 2013 como o limite de vigência da sistemática de rateio (este prazo foi estendido até abril de 2022 pela Resolução ANEEL nº 146/2005). 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 foi 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 adequou-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.

O artigo “Estudo de Viabilidade Econômica para Projetos Eólicos com Base no Novo Contexto do Setor Elétrico” (DUTRA, 2002)⁷⁴ mostra como os recursos da CCC utilizadas para projetos eólicos conforme regulamentação da Resolução 245/1999 alteram significativamente as taxas internas de retorno dos projetos tornando-os mais atrativos. Mesmo diante da atratividade do uso do CCC para projetos renováveis em substituição do óleo combustível, poucos projetos se candidataram para o uso desses recursos. Nenhum projeto eólico, mesmo usando tecnologias de pequeno porte, se beneficiou para uso desses recursos. Somente alguns projetos em Biomassa e PCH se beneficiaram com os recursos da CCC em substituição ao combustível fóssil utilizados na geração em sistemas isolados. Uma das possíveis explicações para a não apresentação de projetos eólicos para o uso desses recursos podem ser considerados:

- Por estar restrito ao sistema isolado, o potencial eólico observado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro para a grande maioria da área compreendida pelo sistema isolado apresenta valores de velocidade média anual, em sua maioria, abaixo de 5 m/s, ou seja, essas localidades, em sua grande maioria, apresentam potenciais desfavoráveis para o uso da energia eólica;
- Pela própria localização dos sistemas isolados, os custos iniciais inerentes ao projeto eólico seriam mais significantes quando comparados àqueles localizados ao longo da costa. Os custos com manutenção e operação tornariam o sistema como um todo mais caro.

Esta Resolução foi revogada e novas redações foram dadas para a questão da utilização dos recursos da CCC para empreendimentos de geração renovável de energia elétrica. As Resoluções ANEEL nº 146/2005 e nº 220/2006 apresentam uma versão atualizada das regras de concessão desses benefícios. Até o momento, nenhum empreendimento eólico foi implementado no objetivo de utilização dos recursos da CCC.

4.3.3 Reajustes tarifários e os Valores Normativos

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

⁷⁴ O artigo citado encontra-se disponível no Anexo 2 visto sua abrangência na avaliação econômica do uso dos recursos da CCC no que diz respeito a Resolução 245/1999 quanto na avaliação dos Valores Normativos a serem apresentados a seguir.

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 2002⁷⁵. 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.

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.

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

A Resolução ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998, tratava 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 prevêm 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

⁷⁵ Os relacionamentos entre os agentes foi revisto pela Lei 10.848/2004 além de dar nova redação também a artigos apresentados pela Lei 10438/2002 entre outras.

os custos vigentes na data de referência anterior – DRA e na data de referência em processamento – DRP⁷⁶.

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 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 consideradas nos itens que as engloba seguindo a seguinte fórmula:

$$CE = (MCI \times PCI) + TCI + (\sum MCE_i + PCE_i) + (MCP \times VNC) + TCE$$

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 elétrica⁷⁷, 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\$).

⁷⁶ As datas DRA e DRP são específicas de cada contrato de concessão e estão vinculadas à data de assinatura do mesmo.

⁷⁷ 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

A aplicação dos limites de repasse está no cálculo do custo das compras de energias livremente negociadas ($\sum MCE_i \times PCE_i$). 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 4.9.

Tabela 4.9 - 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)
$PBi \geq 1,15 \times VNi$	$1,115 \times VNi$	1,150	1,115	(0,035)
$1,10 \times VNi \leq PBi < 1,15 \times VNi$	$0,5 \times PBi + 0,54 \times VNi$	1,125	1,103	(0,023)
$1,05 \times VNi \leq PBi < 1,10 \times VNi$	$0,8 \times PBi + 0,21 \times VNi$	1,075	1,070	(0,005)
$0,95 \times VNi \leq PBi < 1,05 \times VNi$	$PCEi = PBi$	1,000	1,000	-
$0,90 \times VNi \leq PBi < 0,95 \times VNi$	$0,8 \times PBi + 0,19 \times VNi$	0,925	0,930	0,005
$0,85 \times VNi \leq PBi < 0,90 \times VNi$	$0,5 \times PBi + 0,46 \times VNi$	0,875	0,898	0,023
$PBi \leq 0,85 \times VNi$	$0,885 \times VNi$	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.

Os Valores Normativos

Complementando a Resolução nº 266/1998, a Resolução ANEEL nº 233, de 29 de julho de 1999, estabeleceu 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 econômico-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 4.10.

Os Valores Normativos mostrados na tabela 4.10 poderiam 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 deveriam 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 4.10 -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 Fotovoltaica	237,50	134,53

Nos contratos de compra de energia, deveriam ser estabelecido um Valor Normativo referente à data inicial dos contratos. Esse valor seria 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 deveria atribuir valores de K_{1i} , K_{2i} e K_{3i} da expressão de reajuste sobre os valores mostrados na tabela 4.10, onde, devidamente justificado e aprovado pela ANEEL, seria adotado como valor de referência válido para todo o período do contrato.

O valor de referência seria 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:

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

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 VN⁷⁸.
- $COMB_{0i}$ – 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, foram impostas restrições tais que a soma de todos os fatores seja igual a um e que o mínimo estipulado para K_{1i} , seja de 0,3 para todas as fontes. O índice de combustível (COMB) também apresentava restrição onde o mesmo só seria utilizado em contratos que utilizassem 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 utilizavam os derivados de petróleo ou gás natural, como o caso da energia eólica, o fator K_{2i} , será igual a zero.

⁷⁸ Em nota de esclarecimento sobre Valores Normativos, a ANEEL utilizou como referência para os índices de combustíveis as Publicações ARGUS US Products Report e Platt's Oilgram U.S. Marketscan (ANEEL, 1999)

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.

A Resolução 233/1999 sofreu várias modificações na sua redação no que diz respeito aos Valores Normativos, tanto na valores propriamente dito quanto na estrutura de cálculo e repasse para as tarifas. A tabela 4.11 mostra as principais características das diversas redações a qual o assunto Valores Normativos apresentou.

Tabela 4.11 – Evolução Histórica das Resoluções ANEEL sobre Valores Normativos

Resolução ANEEL	Valores Normativos	Observações
Res. ANEEL Nº 233 Data: 29/07/1999	Competitiva: R\$ 57,20/MWh Term. a Carvão Nacional: R\$ 61,80/MWh Term. Biomassa: R\$ 80,80/MWh PCH: R\$ 71,30/MWh Eólica: R\$ 100,90/MWh Solar Fotovoltaica: R\$237,50/MWh	Primeira redação sobre os Valores Normativos e regras para repasse para tarifa.
Res. ANEEL Nº 22 Data: 1/02/2001	Competitiva: R\$ 72,35/MWh Term. Carvão Nacional: R\$ 74,86/MWh Term. Biomassa e Res.: R\$ 89,86/MWh PCH: R\$ 79,29/MWh Usina Eólica: R\$ 112,21/MWh Usina Solar Fotovoltaica: R\$ 264,12/MWh	Atualiza procedimentos, fórmulas e limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento. Estabelece o valor mínimo de K1 de 0,25.
Res. ANEEL Nº 258 Data: 2/07/2001	Central Termelétrica a Gás Natural maior que 350 MW: R\$ 91,06/MWh Central Termelétrica a Gás Natural menor ou igual a 350 MW: R\$ 106,40/MWh	Estabelece os valores normativos para as centrais termelétricas com geração a gás natural.
Res. ANEEL Nº 248 Data: 6/05/2002	Competitiva: R\$ 72,35/MWh	Estabelecimento do Valor Normativo único representado pelo valor da fonte competitiva
Res. ANEEL Nº 488 Data: 29/08/2002	Central Termelétrica a Gás Natural maior que 350 MW: R\$ 91,06/MWh Central Termelétrica a Gás Natural menor ou igual a 350 MW: R\$ 106,40/MWh Competitiva: R\$ 72,35/MWh Term. Carvão Nacional: R\$ 74,86/MWh Term. Biomassa e Res.: R\$ 89,86/MWh PCH: R\$ 79,29/MWh Usina Eólica: R\$ 112,21/MWh Usina Solar Fotovoltaica: R\$ 264,12/MWh	Regulamenta o estabelecido na Resolução CNPE nº 7, de 21 de agosto de 2002, aprovada pela Presidência da República em 22 de agosto de 2002, no que se refere à aplicação dos Valores Normativos vigentes até a data da edição da Resolução ANEEL nº248/2002

Elaboração própria

O artigo “Estudo de Viabilidade Econômica para Projetos Eólicos com Base no Novo Contexto do Setor Elétrico”(DUTRA, 2002), apresentado no Anexo 2, mostra como os Valores Normativos influenciaram na viabilidade econômica dos projetos eólicos no contexto do antigo

sistema do setor elétrico. É importante citar que os primeiros parques eólicos comerciais instalados no Brasil foram contratados através de PPAs obedecendo as regras impostas pela Resolução que trata sobre Valores Normativos. Mesmo com todos os mecanismos de flexibilização e atualização dos valores ao longo das revisões contratuais, os valores apresentados durante as várias redações dadas ao assunto tornavam-se referência visto que qualquer valor acordado entre o produtor de energia eólica e a concessionária, o máximo a ser repassado para a tarifa seria exatamente o valor normativo.

4.3.4 PROEÓLICA

O Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, criado pela Resolução nº 24 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE em 5 de julho de 2001, pretendia alcançar, até dezembro de 2003, uma produção de 1050 MWh⁷⁹ A resolução ainda determinava garantias de compras, durante 15 anos, através de contratos com a Eletrobrás. Nesse sentido, o PROEÓLICA tinha por objetivo (art. 1º. da Res. nº 24):

- I - viabilizar a implantação de 1.050 MW, até dezembro de 2003, de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, integrada ao sistema elétrico interligado nacional;
- II - promover o aproveitamento da fonte eólica de energia, como alternativa de desenvolvimento energético, econômico, social e ambiental;
- III - promover a complementaridade sazonal com os fluxos hidrológicos nos reservatórios do sistema interligado nacional.

Os incentivos concedidos através do PROEÓLICA vigoraram até o ano de 2003 e buscavam criar interesse em um mercado incipiente, ainda não comercialmente viável, mas com grande potencial de produção. De acordo com a Resolução nº 25 de 05.07.01, -o valor de compra (VC) da energia seria equivalente ao valor de repasse para as tarifas, relativo à fonte eólica, estabelecido conforme regulamentação da ANEEL, aplicando-se ao VC os incentivos previstos para os projetos que iniciarem sua operação nos prazos abaixo. Aplicar-se-iam, nos primeiros dois anos, os seguintes incentivos:

- a) para os projetos implementados até 31 de dezembro de 2001 – 1,2 x VC;
- b) para os projetos implementados até 31 de março de 2002 – 1,175 x VC;
- c) para os projetos implementados até 30 de junho de 2002 – 1,15 x VC;
- d) para os projetos implementados até 30 de setembro de 2002 – 1,125 x VC;
- e) para os projetos implementados até 31 de dezembro de 2002 – 1,1 x VC;

⁷⁹ Destaca-se que o Programa não foi regulamentado, o que dificultou a sua implantação.

O valor de compra da energia gerada pelo PROÉOLICA seria equivalente ao valor de repasse para as tarifas, relativo ao Valor Normativo da fonte eólica estabelecido conforme regulamentação da ANEEL. Os custos relacionados ao volume de energia comprada pela ELETROBRÁS seriam repassados às concessionárias de distribuição do sistema interligado de forma compulsória na proporcionalidade dos seus mercados realizados no ano anterior (SILVA, 2006).

Apesar dos incentivos o programa não conseguiu atrair investidores, não havendo nenhum projeto eólico implantado no âmbito do PROÉOLICA. Um dos fatores que contribuiu para tanto, explica-se pelo pequeno período entre o lançamento do programa (em julho de 2001) e os breves prazos de habilitação para os agentes conseguirem os benefícios associados aos índices dos valores de compra. Além disso, não houve uma regulamentação do programa que apresentasse uma consistente definição e clareza aos agentes dos benefícios do PROÉOLICA.

4.4 O Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA

A elaboração do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA é um dos mais importantes programas para o desenvolvimento de fontes alternativas de energia no Brasil. Este programa tem por finalidade a contratação de projetos em energia eólica, biomassa e PCH conectados à rede que sejam implementados por Produtores Independentes de Energia controlados ou não por concessionárias de energia.

O PROINFA, em sua primeira fase, consolida a opção institucional brasileira de suporte ao desenvolvimento das energias renováveis através de um sistema híbrido que engloba o Sistema *Feed-In* de remuneração uma vez que define um preço para a energia elétrica produzida através de fontes renováveis e o Sistema de Cotas que estabelece inicialmente uma potência inicial a ser contratada (SILVA, 2006, SILVA *et al.* 2005).

O PROINFA foi criado em 26 de abril de 2002 pela publicação da Lei Federal nº 10.438 sendo mais tarde revisada e ajustada através da Lei nº 10.762 (11 de novembro de 2003) e regulamentada através dos Decretos nº 4.541/2002 e nº 5.025/2004. O Programa é dividido em duas etapas: a primeira para implementação de projetos em curto prazo e a segunda para implementação em médio prazo.

O programa, em sua primeira fase, previu a contratação de 3.300 MW em projetos igualmente distribuídos para fontes de energia eólica, biomassa e PCH. O prazo final para início

de operação dos projetos era de dezembro de 2006⁸⁰. Os projetos participantes do PROINFA possuem um contrato garantindo o pagamento da energia gerada em um prazo de 20 anos⁸¹. Esta tarifa é definida por um Valor Econômico específico para cada fonte. Este valor é controverso, impreciso e constitui uma das barreiras para o sucesso do PROINFA⁸².

Dos agentes participantes do PROINFA, a ELETROBRÁS ficou responsável pela contratação dos projetos selecionados pelo Programa pelo prazo de 20 anos e a administração da Conta PROINFA (Regulamentada e Fiscalizada pela ANEEL) que inclui os custos da energia gerada, os custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos. Todos estes custos são rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo verificado. (Incluída pela Lei nº 10.762, de 11.11.2003)⁸³

A segunda fase do programa estabelece uma meta onde as fontes de energia alternativa participante do PROINFA deverão fornecer 10% do consumo de eletricidade do Brasil em 20 anos. Considerando que a data inicialmente prevista para início de operação dos projetos (dezembro de 2006), esta meta seria alcançada até 2026. Mais uma vez os contratos de longo prazo seriam assegurados por 15 anos entre a ELETROBRÁS e os produtores independentes de energia. Entretanto, durante a segunda fase, o preço pago pela energia oriunda das fontes participantes do programa terá como base o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30.000 kW e centrais térmicas a gás natural além de um crédito complementar proveniente do fundo denominado Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Este crédito será calculado pela diferença entre o valor econômico de cada fonte e o valor pago pela ELETROBRÁS. O valor econômico será calculado para cada fonte terá tendo como piso 80% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final.⁸⁴

O programa também inclui um novo agente no setor: o Produtor Independente Autônomo - PIA. Segunda sua definição, este novo agente deve ser aquele cuja sociedade não é controlada

⁸⁰ Devido a várias dificuldades encontradas pelos empreendedores, a data limite de entrada de operação dos projetos foi postergada para dezembro de 2008 (Portaria MME nº 452/2005).

⁸¹ De acordo com o Decreto 4541/2002, o prazo de 15 anos inicialmente estipulado foi ampliado para 20 anos.

⁸² De acordo com o Decreto 4541/2002, este valor é tal que garante, para um período específico de tempo e eficiência, a viabilidade econômica de um típico projeto baseado em fontes alternativas de energia.

⁸³ Este rateio exclui a Subclasse Residencial Baixa Renda cujo consumo seja igual ou inferior a 80kWh/mês.

⁸⁴ Com a implantação do novo modelo do setor de energia elétrica, o estabelecimento de leilões para fontes alternativas descarta a utilização dos recursos da CDE conforme originalmente previsto pela Lei nº 40.468 para a segunda fase do PROINFA.

ou coligada de concessionária de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum. Todos os demais agentes que não se enquadram na classificação PIA apresentam uma fatia reduzida de participação no programa restringindo, por exemplo, a participação de concessionárias de energia elétrica⁸⁵.

Sobre o critério de contratação das instalações dos projetos participantes, o programa, em sua primeira fase, estabelece como critério a disponibilidade da Licença Ambiental de Instalação – LI e posteriormente a Licença Prévia Ambiental – LP. Na possibilidade de existência de projetos com LI e LP em um número superior a disponibilidade de contratação, o critério utilizado para desempate aponta para a contratação dos projetos que apresentarem licenças com os menores prazos de validade remanescentes, ou seja, as mais antigas. Este critério gerou polêmica uma vez que o mesmo foi utilizado como critério de seleção e não de classificação de projetos. Mesmo apresentando um critério de grande objetividade, este não pode avaliar, por exemplo, a questão da eficiência dos projetos (GASPARI, 2004). Uma vez que a seleção depende somente de uma data referente a publicação das Licenças, estas mostram-se ineficientes mesmo mostrando-se como um critério objetivo.

Os critérios de regionalização, previstos na Lei nº 10.762 de 2003 estabeleceu um limite de contratação por Estado de 20% da potência total destinada às fontes eólica e biomassa e 15% para as PCHs, o que possibilita a todos os Estados que tenham vocação e projetos aprovados e licenciados a oportunidade de participarem do programa. A limitação, no entanto, era preliminar, já que, caso não viesse a ser contratada a totalidade dos 1.100 MW destinados a cada tecnologia, o potencial não-contratado foi distribuído entre os Estados que possuíam as licenças ambientais mais antigas.

Com o objetivo de desenvolver o parque industrial no Brasil, o programa fixou índices de nacionalização dos equipamentos a serem utilizados nos projetos. Na primeira fase do programa o índice de nacionalização é estipulado de no mínimo 60% em valor. Com a previsão de um volume muito maior de projetos em longo prazo para a segunda fase do programa, o índice de nacionalização dos equipamentos utilizados cresce para 90% nas três tecnologias participantes.

As perspectivas de participação do PROINFA na matriz energética apontam a geração de 72,6 TWh até 2014 (MME, 2003) o que significa um crescimento da oferta de energia em fontes renováveis (classificadas como novas renováveis) em aproximadamente 300%. Como mostram as tabelas 4.12 e 4.13, o setor elétrico brasileiro caracteriza-se atualmente pela forte presença da geração hídrica, responsável por 84% da oferta de energia no Brasil em 2004 (MME, 2005). A

⁸⁵ A participação de agentes não enquadrados no PIA restringe a 25% dos projetos de PCH e Biomassa. Para o caso de projetos eólicos é de 50%.

diversificação do parque gerador de energia elétrica no Brasil por fontes renováveis promove a redução dos ricos hidrológicos associados com a geração de energia⁸⁶.

Tabela 4.12 – Oferta de Energia Elétrica em 2004

Fonte	Energia Gerada (TWh)	%
Carvão	6,7	1,60
Óleo	12,1	2,85
Gás Natural	19,2	4,53
Nuclear	11,6	2,73
Hidráulica	358,2	84,31
Outras Renováveis	16,9	3,97
Total	424,8	

(Fonte: MME, 2005)

Tabela 4.13 – Potência Instalada em 2005

Fonte	Energia Gerada (MW)	%
PCH	1405,3	1,5
Hidrelétrica	69222,5	75,2
Termelétrica	19453,6	21,1
Nuclear	2007,0	2,2
Eólica	28,6	0,03
Total	92117,2	

(Fonte: ANEEL, 2005)

O PROINFA, em toda a sua trajetória, desde sua criação até a publicação dos valores econômicos de compra de energia para cada fonte, atraiu não só investidores nacionais, mas também investidores estrangeiros, que mostram um grande interesse na abertura de um importante mercado de fontes renováveis.

De uma forma geral, a grande expectativa estava na publicação dos valores a serem pagos pela energia gerada e também pelos critérios de seleção dos projetos. Em sua primeira fase, o

⁸⁶ Com a redução da participação percentual das hidrelétricas da matriz energética dando lugar a novas fontes renováveis de energia, o risco de racionamento do abastecimento de energia elétrica é mitigado por diversas fontes renováveis de energia reduzindo assim o peso das condições hidrológicas no planejamento. É importante citar que algumas fontes renováveis de energia apresentam comportamento sazonal complementar ao regime hídrico e assim poderiam reduzir os riscos globais de abastecimento.

PROINFA apresentou características de dois mecanismos de incentivos: estipulou uma tarifa de compra de energia (*Feed-In*) para projetos com contratos para vinte anos e também estabeleceu uma cota inicial de projetos (Sistema de Cotas)⁸⁷. Além do mecanismo de *Feed-In*, o PROINFA também apresenta mecanismo de subsídios para investimentos ao disponibilizar linhas especiais do BNDES para projetos selecionados pelo PROINFA. A tabela 4.14 mostra os valores das tarifas de energia para empreendimentos eólicos publicados através da Portaria MME nº 45 de 2004. Os valores publicados geraram várias críticas principalmente sobre a viabilidade econômica dos empreendimentos eólicos. A grande expectativa pela implementação da primeira fase do PROINFA gerou grandes debates e críticas através da mídia e também em todos os fóruns nacionais sobre fontes alternativas de energia. Contudo, desde a publicação da chamada pública para apresentação de projetos, todas as previsões de falta de projetos não se realizaram. Pelo contrário, a apresentação de aproximadamente o triplo da oferta (1100 MW) mostrou o forte interesse do mercado confirmando assim, a viabilidade econômica dos valores apresentados. Não obstante fica sempre a ressalva de que o sistema de incentivos *Feed-In* sempre é passível de críticas quanto aos valores de tarifa, nele determinados. Nesse sentido mais importante do que o valor apresentado é a transparência do processo de determinação desse valor.

Tabela 4.14 – Valores Econômicos do PROINFA 1ª Fase (base: Setembro de 2005)

Central Eólica de Geração de Energia Elétrica	Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (em R\$/MWh)
Fator de Capacidade de Referência menor ou igual ao Fator de Capacidade de Referência mínimo (FCRmin = 0.324041)	227,84
Fator de Capacidade de Referência maior ou igual ao Fator de Capacidade de Referência máximo (FCRmax = 0.419347)	200,89
Fator de Capacidade de Referência maior que o Fator de Capacidade de Referência mínimo e menor que o máximo	$VE = 227,84 - [(26,95 / (FCRmax - FCRmin)) \times (FCR - FCRmin)]$

Cotação Setembro/2005: US\$ = 0.45*R\$ - VE – Valor Econômico

FCR – Fator de Capacidade de Referência

FCRmin – Fator de Capacidade de Referência mínimo

FCRmax – Fator de Capacidade de Referência máximo

(Fonte: MME, 2004; PORTO, 2005)

Mesmo sendo uma ferramenta muito utilizada para o crescimento rápido de projetos em fontes renováveis em todo o mundo o sistema *Feed-In*, como já apresentado anteriormente, tem

⁸⁷ Para maior informação sobre *Feed-In* e Sistema de Cotas consultar MITCHELL *et al.* (2006); HAAS (2004); REICHE (2004) FINON (2003) JACOBSON e LAUBER (2006), JANSEN e UYTERLINDE (2004), VRIES *et al.* (2003), SIJM (2002).

sido criticado por ser caro, ineficiente e não capaz de gerar, por si próprio, um mercado mais competitivo entre as fontes renováveis⁸⁸ De fato, o mecanismo de *Feed-In* deve ser discutido nas suas diversas configurações, frente à necessidade de adoção de estratégias mais competitivas no mercado de eletricidade.

De certo modo, os valores econômicos apresentados juntamente com a restrição do índice de nacionalidade dos equipamentos eólicos procurou reduzir os impactos gerais da tarifa, ao trazer benefícios diretos e indiretos para a sociedade, tanto no fortalecimento da indústria nacional para fornecimento de equipamentos e serviços quanto na geração de empregos.

O mecanismo de *Feed-In* não é o único mecanismo capaz de promover fontes alternativas no mercado de energia elétrica. Mesmo com os benefícios previstos no Programa como o índice de nacionalização dos equipamentos, o que fortalece a indústria nacional e a geração de empregos diretos e indiretos, a continuidade do sistema *Feed-In* não pode ser justificada a longo prazo. Com a adoção de um novo mecanismo de licitação para a segunda fase do PROINFA (ainda não regulamentada) espera-se que, mesmo em um ritmo mais lento como apresentado na experiência do NFFO na Inglaterra (Seção 3.4.2 do Capítulo 3 da tese), novos projetos possam ser instalados de forma mais competitiva e menos onerosa. No entanto é sempre necessário tomar os devidos cuidados com o risco de um sistema de licitação promover apenas tecnologias já estabelecidas, e não o desenvolvimento tecnológico de sistemas promissores. Ainda com base na experiência inglesa da aplicação do Sistema de Leilão, é importante observar o grande percentual dos projetos leiloados que não foram efetivamente implementados. A experiência inglesa mostra que o Sistema de Leilão não foi suficiente, por si só, para atrair indústrias de turbinas eólicas e desta forma deve haver um alerta sobre a manutenção do índice de nacionalidade. A compatibilização entre o desenvolvimento da indústria eólica no Brasil (que é refletido claramente nos altos índices de nacionalidade originalmente previsto para a segunda fase do PROINFA) e a aplicação de um Sistema de Leilão (prerrogativa básica do Novo Modelo do Setor Elétrico) deve ser avaliada de forma que o ambiente de competição também possa atrair novas indústrias a se fixarem no Brasil para manutenção de um mercado a longo prazo.

4.4.1 Resultados da Primeira Fase do PROINFA

Da primeira chamada pública, realizada em 2004, foram contratados 2527 MW das três fontes, sendo 1100 MW de eólica, 1100 MW de PCHs e 327 MW de biomassa. Quarenta e sete empreendimentos foram contratados para a fonte eólica e 59 projetos para PCHs. A Região Centro-Oeste apresentou o maior volume para a fonte PCHs (379 MW), com destaque para o

⁸⁸ Para maior informação sobre críticas ao *Feed-In* consultar JACOBSSON (2006); JANSEN (2004); REICHE (2004); MEYER (2003); VRIES (2003); SIJM (2002); FINON (2002)

Estado do Mato Grosso (165 MW). O maior volume da fonte eólica ficou com a Região Nordeste (482 MW). O Estado do Ceará apresentou os melhores resultados (264,3 MW). (ELETROBRÁS, 2005).

Com o objetivo de atingir a meta de 1100 MW para biomassa, o PROINFA abriu Chamada Pública para habilitação de projetos no montante de 772 MW de potência instalada. Na segunda chamada foram apresentados 54 projetos totalizando 1.084. Desses, 37 foram habilitados, totalizando 918 MW. Entre os habilitados foram selecionados para contratação 11 projetos, num total de 685 MW. Para complementar os 1100 GW houve um remanejamento de 92 MW para PCH e 323 MW para eólica.

As tabelas 4.15, e 4.16 mostram os resultados finais da primeira fase do PROINFA na contratação de projetos eólicos, biomassa e PCH.

Tabela 4.15 – Potência Contratada por Fonte

Fonte	Expectativa	Contratação Final
Biomassa	1100 MW	685 MW
PCH	1100 MW	1191 MW
Eólica	1100 MW	1422 MW
Total	3300 MW	3299 MW

(CEBOLO, 2005)

Tabela 4.16 – Potência Contratada e Energia Contratada por Região

	Fontes Renováveis Participantes do PROINFA					
	Biomassa		PCH		Eólica	
Região	Potência (MW)	Energia (GWh/a)	Potência (MW)	Energia (GWh/a)	Potência (MW)	Energia (GWh/a)
Brasileira						
Norte	-	-	102	571	-	-
Nordeste	119	383	41	203	805	2.190
Sudeste/Centro Oeste	460	1.448	784	4.390	163	332
Sul	105	442	263	1.376	454	1.196
Total	684	2.273	1.190	2.589	1.422	1.747

(CEBOLO, 2005)

A participação da energia eólica na primeira fase do PROINFA superou a expectativa dos 1100 GW de cota a ela reservada. Com o remanejamento da cota não contratada de projetos de biomassa, novos projetos em energia eólica e PCH puderam ser enquadrados. Um dos principais motivos apresentados pelos investidores para o reduzido número de projetos de biomassa

apresentados no PROINFA (685 MW dos 1100 MW disponível pelo programa) estava no baixo valor de tarifa (Valores Econômicos) oferecida para as tecnologias como mostra a tabela 4.17. Segundo OLIVERIO (2004), a tarifa oferecida pelo governo simplesmente não cobre os custos, inviabilizando assim a pulverização de novos agentes e a participação de novos projetos.

Um ponto importante a ser considerado nos empreendimentos de biomassa está na rentabilidade dos projetos específicos para geração de energia elétrica. Como a atividade fim do setor sucroalcooleiro está na produção de açúcar e etanol, investimentos na área de geração de energia elétrica excedente⁸⁹ gera muita cautela por parte dos investidores. Segundo Onório Kataiama (POLITO, 2005) a taxa de retorno dos investimentos de cogeração é de 15%, contra 18% de rentabilidade na produção de etanol e açúcar. Além da questão do rendimento apresentado, o custo da oportunidade do capital para investimento no bagaço para geração de energia elétrica confronta-se com o atual aquecimento do mercado de etanol no Brasil devido ao crescimento da frota de automóveis bicomcombustíveis⁹⁰.

Tabela 4.17 – Valores Econômicos do PROINFA 1ª Fase (base: Setembro de 2005)

Central Biomassa de Geração de Energia Elétrica	Valor Econômico da Tecnologia Específica da Fonte (R\$/MWh)
Bagaço de Cana	105,31
Casca de Arroz	115,82
Resíduo de Madeira	152,76
Biogás de Aterro	189,76

Cotação Setembro/2005: US\$ = 0.45*R\$
(Fonte: MME, 2004; Porto, 2005)

Com um total de 54 projetos selecionados, 1423 MW de potência eólica seria instalada até o final do ano de 2006 (revogada até o final do ano 2008). Estes empreendimentos tem uma expectativa de geração anual de 3720 GWh o que representa aproximadamente 30% de toda a energia gerada pelos projetos selecionados do PROINFA na sua primeira fase (CEBOLO, 2005). A tabela 4.18 mostra a grande concentração dos projetos eólicos na Região Nordeste caracterizada por Estados cuja média anual de velocidade dos ventos são superiores a 7 m/s ao longo da costa.

⁸⁹ As usinas de cana de açúcar geram 1,5 GW para consumo próprio e possuem 500 MW de energia excedente (POLITO, 2005)

⁹⁰ Carros produzidos em série no Brasil a partir de 2005 que funcional com álcool e gasolina em quaisquer proporções

A participação significativa de projetos eólicos na Região Nordeste (56,6% de toda a potência eólica contratada na primeira fase do PROINFA) fortifica a possibilidade de redução dos riscos hidrológicos da Bacia do Rio São Francisco através da complementaridade hídrico – eólica. Estudos feitos por BITTENCOURT *et al.* (1999) mostram a complementaridade sazonal entre o regime de ventos ao longo da costa nordestina e a vazão do Rio São Francisco pertencente a principal bacia hidrográfica da Região Nordeste. CEBOLA (2005) também apresenta a característica de complementaridade hídrico–eólica dos projetos eólicos do PROINFA a serem instalados na Região Nordeste.

As figuras 4.3 e 4.4 mostram os resultados dos estudos feitos por BITTENCOURT *et al.* (1999) na simulação de geração mensal de um parque eólico de 3.0 GW instalado ao longo da costa do Nordeste (em especial a costa do Estado do Ceará) e a série histórico da vazão do mais importante reservatório para geração de energia elétrica no nordeste, o Reservatório de Sobradinho. Como pode ser observada, a complementaridade do regime de vento e a vazão do reservatório de Sobradinho mostram que a energia eólica pode atuar na otimização dos reservatórios brasileiro⁹¹. Mesmo com uma complementaridade mais significativa apresentada para o caso dos potenciais eólicos do Nordeste, BITTENCOURT *et al.* (1999) mostra que nas regiões Sul e Sudeste também apresentam complementaridade hídrico–eólica com relação ao parque eólico de Palmas – PR como apresentado na figura 4.5.

⁹¹ A otimização dos sistema de geração elétrica brasileiro é baseado no planejamento plurianual de grandes reservatórios (normalmente cinco anos) e no uso de turbinas reservas para geração excedente durante os períodos de chuva. Desta forma, as grandes plantas hidráulicas brasileiras estão habilitadas para suprir a curva de demanda não somente na linha de base mas também durante os picos de geração e horários intermediários. Nesta configuração, a geração térmica opera primariamente no suplemento hidráulico durante os picos de demanda ou durante os períodos de seca. As hidrelétricas somente serão despachadas durante o período de seca quando o volume estocado de água nos reservatórios é maior que os custos operacionais de uma geração térmica. (SZKLO e CUNHA, 2006)

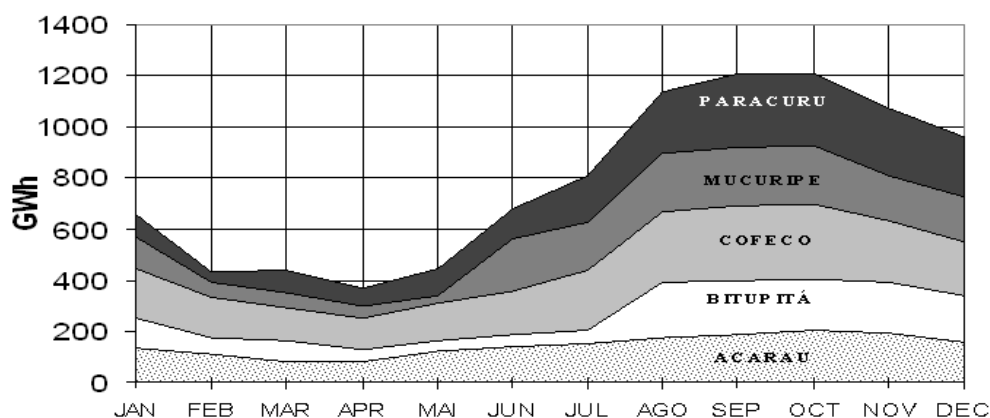


Figura 4.3 – Produção de Parques Eólicos em 10% do território do Estado do Ceará
(Fonte: BITTENCOURT *et al.* 1999)

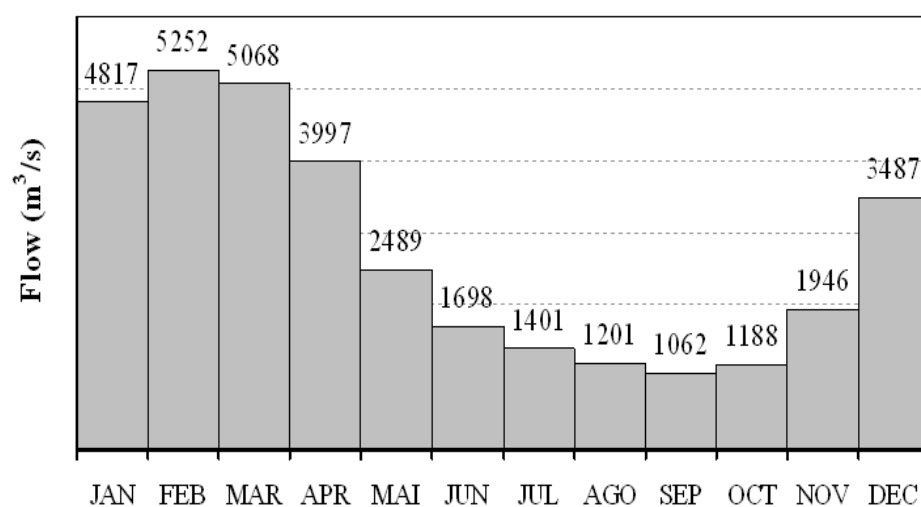


Figura 4.4 – Vazão afluente do reservatório de Sobradinho (médias de 1931 a 1992)
(Fonte: BITTENCOURT *et al.* 1999)

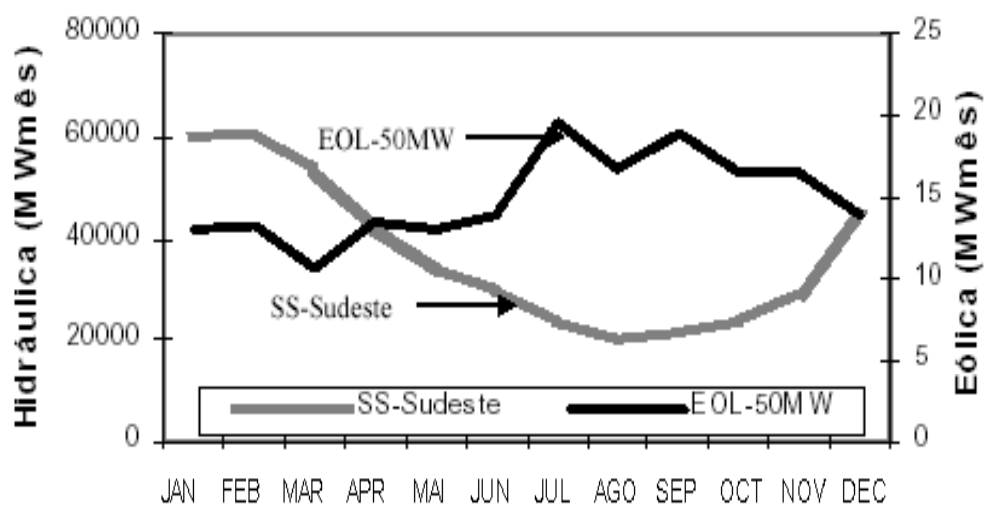


Figura 4.5 - Energia Eólica e Geração Hidroelétrica no Subsystema Hidráulico da Região Sul – 1979-1992 (Fonte: BITTENCOURT *et al.* 1999)

Tabela 4.18 – Projetos Eólicos do PROINFA Fase I

Região	Estado	Projetos	Potência (MW)
Região Nordeste	Ceará	14	500,53
	Paraíba	13	60,35
	Pernambuco	5	21,25
	Piauí	1	17,85
	Rio Grande do Norte	3	201,10
	Total	36	805,58
Região Sudeste	Rio de Janeiro	2	163,05
	Total	2	163,05
Região Sul	Santa Catarina	11	226,73
	Rio Grande do Sul	5	227,57
	Total	16	454,29
Total de Projetos Eólicos – PROINFA Fase I		54	1422,92

(ELETROBRÁS, 2005)

Segundo o MME (2005), a primeira fase do programa não encerrou com a contratação dos projetos. A previsão do fim da primeira fase consiste na instalação e início de operação dos projetos aprovados. Inicialmente prevista para o final de 2006, a instalação e operação dos projetos classificados na primeira fase do PROINFA apresentam problemas de cronograma o que vem forçando revisões nas datas para entrada em operação. Esta necessidade já estendeu a data de entrada em operação dos empreendimentos eólicos para dezembro de 2008.

Dos projetos eólicos participantes da primeira fase do PROINFA autorizados e fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL somente 1 dos 51 projetos previstos para entrada em operação em 2006 não apresentam nenhum impedimento. (ANEEL, 2005a). As principais dificuldades do setor eólico observada pelo Ministério de Minas e Energia durante a consolidação da primeira fase do PROINFA que estão pressionando uma revisão geral dos cronogramas são:

- Falta de capacidade financeira de grande parte dos empreendedores, provocando rearranjos societários e alterações de Titularidade. Estes fatos tiveram como consequência a morosidade e dificuldade na obtenção de financiamento. De fato, com a criação do Produtor Independente Autônomo a participação das concessionárias de energia ficou restrita. Estas que seriam empreendedoras naturais do setor elétrico e que possuem situação financeira mais favorável para alavancar os projetos apresentaram participações restritas e limitadas no programa.

- Insuficiência do Parque Industrial instalado que não expandiu, não podendo, portanto, atender a demanda de equipamentos gerada pelo PROINFA, no prazo estipulado, provocando aumento de custos. Segundo RUIZ (2005) e CARNEIRO (2005) as duas empresas fornecedoras de equipamentos eólicos instaladas no Brasil apresentam juntas uma capacidade de produção de 550 MW/ano a partir de 2006. A grande incerteza sobre a segunda fase do programa tem afastado investimentos na implantação de novas fábricas no setor. Este fato pressionou o adiamento dos contratos para 2008 uma vez que para atender o nível de nacionalização imposto pelo programa não é possível importar equipamentos.
- Necessidade de revisão dos projetos, inclusive com investigações complementares, para possibilitar a contratação de financiamento;

Diante das dificuldades apresentadas, a alteração dos cronogramas tornou-se inevitável. A nova data para o encerramento da primeira fase do PROINFA agora prevista para dezembro de 2008, além de dar uma maior flexibilidade para solução das dificuldades apontadas pelo setor também compromete efetivamente a segunda fase do programa como será discutido na próxima sessão do texto.

4.5 PROINFA 2ª Fase e o Novo Modelo do Setor Elétrico

Em sua criação através da Lei n. 10.438 de 2002, a segunda etapa do PROINFA foi caracterizada por duas importantes diretivas:

“... o desenvolvimento do Programa será realizado de forma que as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no País, objetivo a ser alcançado em até 20 (vinte) anos, aí incorporados o prazo e os resultados da primeira etapa;” (Lei 10.438/2002 Art. 3-II-a)

“a aquisição far-se-á mediante programação anual de compra da energia elétrica de cada produtor, de forma que as referidas fontes atendam o mínimo de 15% (quinze por cento) do incremento anual da energia elétrica a ser fornecida ao mercado consumidor nacional, compensando-se os desvios verificados entre o previsto e realizado de cada exercício, no subsequente;” (Lei 10.438/2002 Art. 3-II-c)

As duas diretivas mostram claramente uma meta para utilização das fontes renováveis além de mostrar também como será feito o incremento destas tecnologias ao longo dos anos. Durante o período de consolidação da primeira fase do PROINFA, vários cenários foram feitos sobre a efetividade dos critérios apontados pela segunda fase.

Com a previsão inicial de que todos os projetos estivessem instalados até o final de 2006, iniciando assim a segunda fase do programa, estimava-se que as metas traçadas pelo programa seriam alcançadas em 2014 com a instalação de 4 GW de projetos eólicos (MME, 2003). As primeiras estimativas feitas pelo Ministério de Minas e Energia são mostradas na tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Previsão de Projetos Instalados no PROINFA em 2014

Fonte	Potência	Energia
Biomassa	5044 MW	29,83 TWh
Eólica	4156 MW	12,14 TWh
PCH	5874 MW	30,65 TWh
Total	15074 MW	72,62 TWh

(Fonte: MME, 2003)

A grande expectativa dos agentes não consistia somente nos cenários previsto pelo MME para a segunda fase do PROINFA. O grande interesse estava na regulamentação da segunda fase visto a continuidade dos investimentos no setor em um período mais longo. Dentre outras características, a adoção de um índice de nacionalização de 90% dos equipamentos (o que reduz drasticamente equipamentos importados) requer uma rápida definição regulatória da segunda fase. A vinda de fabricantes de turbinas eólicas, ou até mesmo o desenvolvimento de políticas industriais para fornecimento de equipamentos para o mercado interno requerem regras claras para definição de mercado a longo prazo. Como já apresentado anteriormente, atualmente somente duas empresas possuem infra-estrutura instalada no Brasil e que já apresenta dificuldade para fornecimento de equipamentos eólicos ainda na primeira fase do programa (RUIZ, 2005; CARNEIRO, 2005). Como visto anteriormente, as duas empresas juntas apresentam uma capacidade total de produção de 550 MW/ano e com a indefinição do futuro do programa torna-se cada vez mais difícil atrair interessados em investimentos na instalação de novas fábricas do setor no Brasil.

Segundo MOLLY (2005), “os investidores estrangeiros estão incertos quanto a segunda fase do PROINFA”. Não pode haver uma lacuna tão grande entre a fase I e a fase II do programa” conclui. Com os indicativos de que definições da segunda fase do PROINFA só ocorrerão após a consolidação da primeira fase e que as regras deverão seguir os parâmetros do novo modelo do setor elétrico, torna-se ainda mais nebuloso a participação efetiva da energia eólica na expansão da oferta de energia.

4.5.1 O Novo Modelo

Ao ser criado pela Lei nº 10.848/2004 o novo modelo do setor elétrico baseia-se no seguinte tripé: regras estáveis, segurança e modicidade tarifária. O novo modelo, segundo seus criadores, traz novos objetivos dando grande ênfase a questões da universalização, da modicidade tarifária e da questão ambiental.

Em substituição ao modelo competitivo implementado anteriormente⁹², a questão da modicidade tarifária se dará através de leilões públicos onde vencerá aquele agente que oferecer a menor tarifa ao consumidor. Isto significa que a expansão do sistema acontecerá, na medida do possível, de modo que o custo de eletricidade ao consumidor final se apresente mais competitivo economicamente, ao mesmo tempo em que os investidores em empreendimentos de geração terão a seu favor, o estabelecimento de relações de longo prazo para a venda de sua geração.

O novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro prevê a existência de dois ambientes de contratação:

- Ambiente de Contratação Regulada – ACR: compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores regulados (consumo cativo dos distribuidores) por meio de contratos regulados com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária; e
- Ambiente de Contratação Livre – ACL: compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados.

Como visto, nos dois ambientes são apresentados os consumidores cativos e os consumidores livres. Os consumidores livres escolhem seus fornecedores entre os produtores independentes de energia onde suas demandas de energia podem ser livremente negociadas através de contratos bilaterais. Os consumidores cativos são servidos pelas empresas distribuidoras de energia através de um pool gerenciado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que, como novo agente do mercado de energia elétrica deverá administrar a contratação de compra e venda de energia das empresas concessionárias de

⁹² Para maiores informações sobre o modelo antigo e o novo modelo consultar MENDONÇA e DAHL (1999); OLZ (2003); SZKLO e TOLAMASQUIM (2003); SILVA (2006); SILVA *et al.*(2005); OLIVEIRA(Article in Press)

distribuição além de realizar os leilões para compra de energia para os distribuidores (BAJAY, 2006; AZEVEDO e CORREIA, 2006).

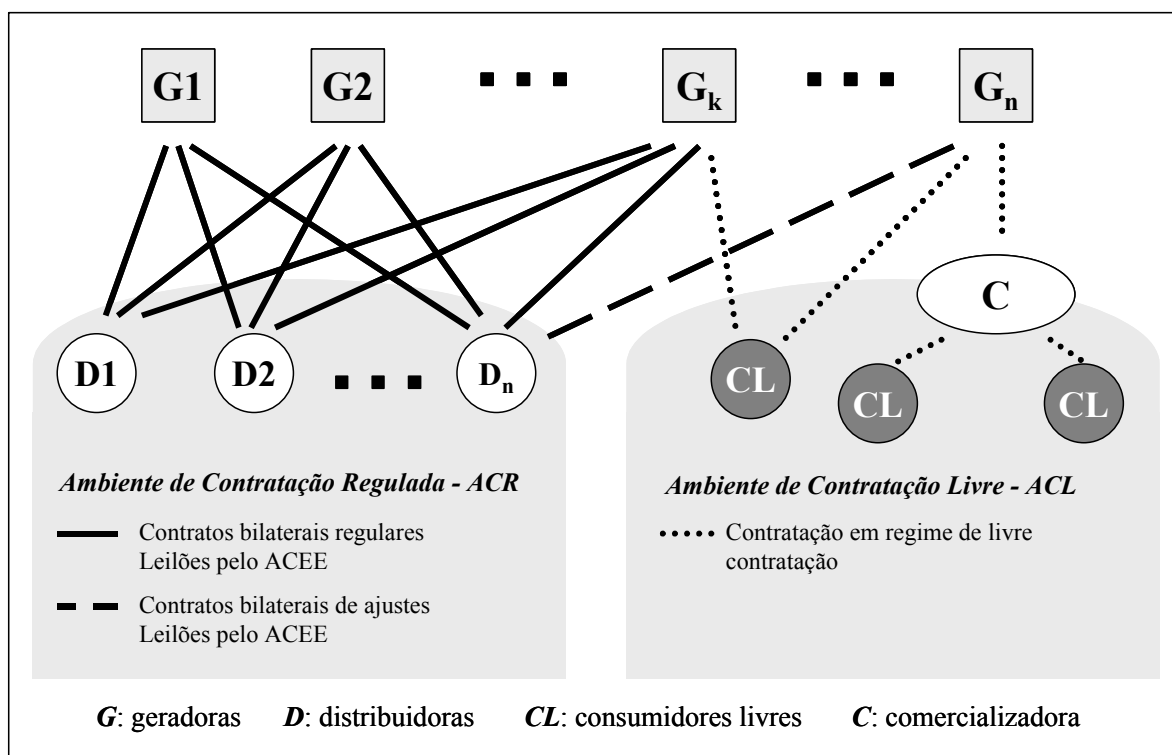


Figura 4.6 - Ambiente possíveis de contratação de geração elétrica no novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro. (Fonte: MME, 2003)

Com o objetivo de fornecer um abastecimento em eletricidade confiável, o atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro determina que as distribuidoras estarão obrigadas a contratar 100% da demanda prevista para o seu mercado e que toda a capacidade e energia contratadas deverão ter lastro físico. Assim, toda a previsão de demanda das distribuidoras de energia para os próximos cinco anos deverá estar assegurada através de contratos de longo prazo (BAJAY, 2006).

O contexto regulatório projetado para garantir a segurança de suprimento combina ações que buscam tanto garantir que a demanda de eletricidade pelo mercado encontre a capacidade correspondente de geração pelo lado da oferta, quanto estabelecer mecanismos de controle e monitoramento por parte do Estado brasileiro para assegurar que o mercado funcione de forma adequada. Com o objetivo de prover a participação de fontes alternativas renováveis (energia eólica, solar, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas), uma parcela dos montantes de energia a serem contratados nos processos de licitação a serem realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica será destinada a essas fontes. A cota destinada a fontes

alternativas de energia também está limitada a um limite de impacto tarifário anual e acumulado do período ao usuário final.

4.5.2 As fontes alternativas de energia no Novo Modelo

O Modelo Institucional do Setor Elétrico, publicado pelo MME em 17 de novembro de 2003, na seção 13.1 que aborda os Programas Setoriais do Governo, em especial as Energias Renováveis apresenta a seguinte redação:

Visando promover a penetração das energias alternativas renováveis (energia eólica, solar, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas), uma parcela dos montantes de energia a serem contratados nos processos de licitação a serem realizados pela CCEE será destinada a essas fontes.

Na primeira fase do Programa de Incentivo de Fontes Alternativas – PROINFA, a contratação far-se-á na forma da legislação atual. Após a primeira fase do PROINFA, o montante de energia renovável a ser contratado será definido pelo MME, considerando que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa de suprimento do ACR não poderá exceder 0,5% dessa tarifa em qualquer ano, quando comparados com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. Além disso, os acréscimos tarifários acumulados não poderão superar 5%.

As fontes alternativas deverão competir entre si pela parcela do mercado que lhes for destinada. Dessa forma, não haverá necessidade de estabelecer qualquer tipo de definição de valor econômico para as fontes alternativas a ser repassado para a tarifa.

A partir de janeiro de 2005, só poderão participar dos processos licitatórios empresas que comprovem grau de nacionalização dos equipamentos e dos serviços de 60% em cada empreendimento de geração, sendo que, a partir de 2007, este percentual deve passar a ser de 90%.

Desta forma, após a primeira fase do PROINFA, o montante de energia renovável a ser contratado será definido pelo MME, considerando que o impacto de contratação de fontes

alternativas na formação da tarifa de suprimento do ACR não poderá exceder 0,5% dessa tarifa em qualquer ano, quando comparados com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. Além disso, os acréscimos tarifários acumulados não poderão superar 5%.

Além das restrições tarifárias, as fontes alternativas participantes do PROINFA em sua segunda fase, além de participarem do sistema de leilão também deverão competir entre si pela parcela do mercado estipulada pelo MME. Desta forma não haverá o estabelecimento de valores econômicos para cada fonte visto que o sistema de leilão aproveitará os empreendimentos que apresentarem menores custos marginais.⁹³

Tomando por base somente as restrições tarifárias apresentadas pelo novo modelo, foram criados diversos cenários para viabilização de projetos para a segunda fase do PROINFA. A modelagem dos cenários tomou por base quatro fontes de dados:

- Os valores das tarifas das fontes convencionais participantes dos diversos leilões de energia realizados em 2004 e 2005 (tabelas 4.20 e 4.21),
- Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015 - PDEE elaborado pela EPE em conjunto com a Secretaria de Desenvolvimento e Planejamento Energético do MME. (MME,2006) (tabela 4.22) (figuras 4.7, 4.8 e 4.9)
- Os Estudos da Matriz Energética Brasileira 2003-2023 – EMEB promovido pela COPPE-UFRJ e publicado pela IAEA (IAEA,2006) (tabela 4.23)
- Custos nivelados das fontes convencionais de energia elétrica (tabela 4.24).

Atualmente, os resultados dos leilões representam os valores mais recentes das tarifas e montantes energéticos que farão parte da oferta de energia a médio e longo prazo, tanto aquelas denominadas Energia Velha (energia proveniente de usinas que já estão em operação, principalmente hidrelétricas) quanto a Energia Nova (energia proveniente de novos projetos).

Para um cenário energético a partir de 2010, foi utilizado o estudo do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 realizado pela EPE\MME. Foi utilizado projeções do consumo de energia elétrica no Brasil para a trajetória de referência nos sistemas isolados e interligado. Estes dados não incluem valores de Autoprodutores Clássicos⁹⁴ uma vez que sua

⁹³ Conforme visto nos capítulos anteriores, o mecanismo de leilão utilizado para promoção de fontes renováveis de energia foi adotado em outros países como a França e Irlanda. A França adotou o sistema de leilão somente para projetos eólicos (Programa EOLE-2005) no período de 1997 a 2001. Após 2001 o sistema *Feed-In* tornou-se o mecanismo utilizado para promoção de projetos eólicos (HAASA, 2002). Na Irlanda, o sistema de leilão adotou critérios específicos para o desenvolvimento de fontes renováveis. No caso da Irlanda foram introduzidas cotas específicas para cada tecnologia (IEA, 2005)

⁹⁴ Segundo a nomenclatura utilizada no PDEE 2006-2015, o Autoprodutor Clássico é definido como consumidor que dispunha de instalações próprias de geração de energia elétrica, localizadas próximo às

produção energética para autoconsumo não impacta a tarifa final ao consumidor mesmo que eventuais excedentes possam ser comercializados. Para identificação da origem da energia gerada, também foram utilizadas as perspectivas de potência instalada de sistemas hidráulicos e térmicos para o período de 2010 a 2015 (figuras 4.7, 4.8 e 4.9).

O período utilizado para os cálculos abrangeu a evolução da demanda de energia elétrica no Brasil nos anos de 2010 a 2015, utilizando os critérios de máximo impacto acumulado da tarifa. É importante ressaltar que segundo o critério de máximo impacto tarifário proveniente de fontes renováveis, o horizonte da simulação poderia ser estendido até 2019. Ao utilizar as estimativas de consumo e geração de energia elétrica do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica para o período de 2006 a 2015, a simulação ficou restrita ao período utilizado pelo estudo.

Por considerar que o novo sistema é baseado em leilões não foi possível utilizar os valores pagos para as fontes na primeira fase do PROINFA. Conceitualmente, seria um erro adotar estes valores visto que ao longo do período existe a expectativa de queda dos custos. Desta forma, a expansão do uso de fontes alternativas tomou por base os valores dos custos nivelados de longo prazo apresentados por SCHAEFFER e SZKLO (2001). Estes dados são apresentados na tabela 4.25.

Tabela 4.20– Resultado dos leilões para Energia Velha

	Período	MW Médios	TWh.ano	R\$/MWh
Primeiro Leilão 7/12/2004	2005-2012	9054	79.31	57,51
	2006-2013	6782	59.41	67,33
	2007-2014	1172	10.27	75,47
Segundo Leilão 2/4/2005	2008-2015	1325	11.61	83,13
Terceiro Leilão 11/10/2005	2006-2008	102	0.89	62,96
Quarto Leilão 11/10/2005	2009-2016	1166	10.21	94,91

(Fonte:KIRCHNER, 2006)

suas unidades de consumo, não utilizando para seu auto-suprimento a rede elétrica de concessionários de distribuição/transmissão. Eventualmente, esse autoprodutor poderia comercializar excedente de sua produção com agentes do setor de energia elétrica. Assim, não demandava para o sistema elétrico investimentos adicionais aos naturalmente relacionados a contratos de *backup* que eventualmente mantivesse com o concessionário. O caso mais típico desta classe de autoprodutores é o da cogeração. (MME,2006)

Tabela 4.21 – Resultado dos leilões para Energia Nova (16/12/2005)

	Fonte	MW Médios	TWh.ano	R\$/MWh
2008	Hídricas	71	0.62	106,96
	Térmicas	561	4.91	132,27
2009	Hídricas	46	0.40	113,89
	Térmicas	855	7.49	129,24
2010	Hídricas	891	7.81	114,82
	Térmicas	862	7.55	121,80

(Fonte:KIRCHNER, 2006)

Tabela 4.22 – Consumo de Energia Elétrica (GWh) – Trajetória de Referência

Ano	Sistemas	Subsistemas Interligados				SIN	Brasil
	Isolados	Norte	Nordeste	Sudeste/C. Oeste	Sul		
2004*	6697	22408	44859	201367	56147	324781	331478
2005	7178	23526	47541	209059	58764	338890	346068
2006	7831	24916	49742	219956	61455	356070	363901
2007	8577	26206	52737	231950	64340	375233	383809
2008	9301	28415	55569	243575	67329	394889	404190
2009	10067	29709	58295	255092	70637	413733	423800
2010	10874	30729	61222	266841	73864	432656	443530
2011	11766	33624	64178	278462	77184	453448	465214
2012	12723	37872	67273	291923	80745	477813	490535
2013	13764	42135	70452	305692	84389	502668	516432
2014	14842	43682	74328	319840	88283	526134	540976
2015	15988	45460	78118	335072	92180	550831	566819
Período		Variação (% ao ano)					
2005-2010	8,7	5,5	5,2	5,0	4,7	5,0	5,1
2010-2015	8,0	8,1	5,0	4,7	4,5	4,9	5,0
2005-2015	8,3	6,8	5,1	4,8	4,6	5,0	5,1
Período		Estrutura de Participação (%)					
2005	2,1	6,8	13,7	60,4	17,0	97,9	100,0
2010	2,5	6,9	13,8	60,2	16,7	97,5	100,0
2015	2,8	8,0	13,8	59,1	16,3	97,2	100,0

(*)Valores Verificados (Fonte:MME,2006)

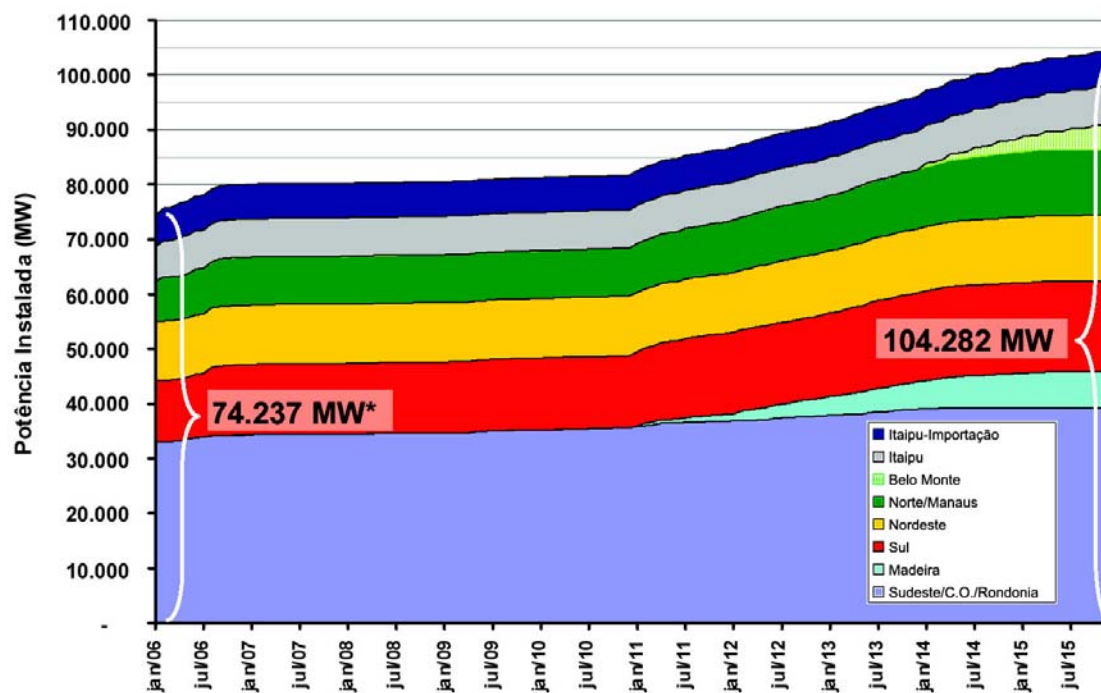
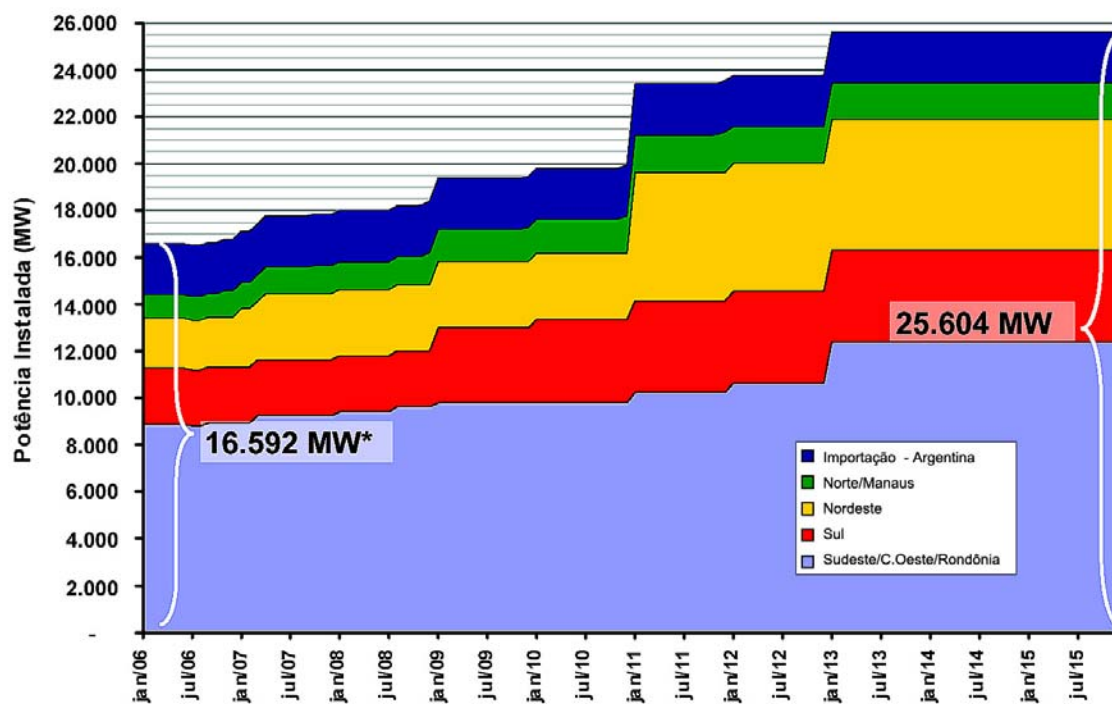


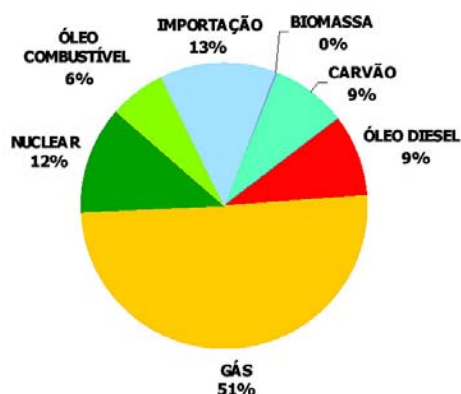
Figura 4.7 – Evolução da capacidade hidrelétrica instalada no SIN – Trajetória de Referência
(Fonte:MME,2006)



*Inclui as usinas do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá

Figura 4.8 – Evolução da capacidade termelétrica instalada no SIN – Trajetória de Referência
(Fonte:MME,2006)

Participação das Diversas Fontes de Geração Térmica
Janeiro/2006*



Participação das Diversas Fontes de Geração Térmica
Dezembro/2015

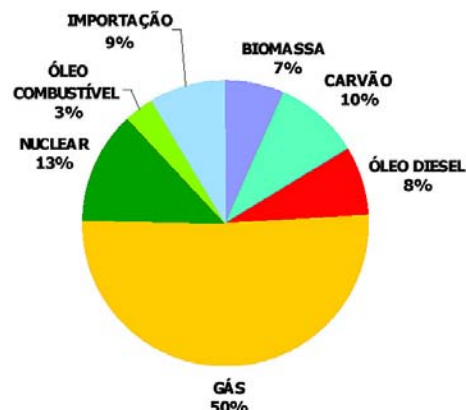


Figura 4.9 – Participação percentual das diversas fontes termelétricas no SIN – Trajetória de Referência (Fonte:MME,2006)

Tabela 4.23 - Evolução da capacidade instalada no Brasil a partir de fontes convencionais para o Cenário Base – Expansão da Matriz segundo IAEA

	2005		2010		2015		2020	
Fonte	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh
Hidrelétrica	75,9	346,2	83,7	387,8	90,5	421,3	104,6	489,6
Gás Natural	6,2	38,3	15,6	105,3	26,8	189,8	32,9	235,6
Carvão	1,2	8,1	0,7	4,8	0,7	4,8	0,4	2,5
Óleo comb,	4,3	6,5	3,5	6,3	2,3	4,1	2,2	4,2
Nuclear	2	13,8	3,3	22,9	2,6	18,3	2,6	18,3
Total Brasil	89,6	412,9	106,8	527,1	122,9	638,3	142,7	750,2

(Fonte:IAEA,2006)

Tabela 4.24 – Estimativas de custos nivelados das fontes tradicionais

Fontes Convencionais	US\$/MWh
Hidrelétrica	36,65
Termelétrica	42,68

(Fonte: SCHAEFFER *et al.* 2004)

Adicionalmente, as estimativas para os custos marginais de longo prazo para cada fonte alternativa de energia foi baseado nos valores apresentados na tabela 4.25. É assumido que durante o período os empreendedores estarão convergido para estes custos marginais.⁹⁵

Tabela 4.25 – Parâmetros utilizados para as fontes renováveis participantes do PROINFA em sua segunda fase

Fonte	Custo de Capital ¹			O&M ¹			Custos Nivelados ^{2,3,4,5,6}		
	(US\$/kW)			(US\$/kWh)			(US\$/MWh)		
	2010	2015	2020	2010	2015	2020	2010	2015	2020
Eólica	950	900	800	10	10	10	89,70	85,50	77,11
Biomassa	1100	1100	1100	10	10	10	45,49	45,49	45,49
PCH	1280	1280	1280	4,41	4,41	4,41	54,40	54,40	54,40

Notes (1) – Baseado em SCHAEFFER e SZKLO, 2001

(2) – Taxa de Desconto de 15% e vida útil de 20 anos (Período utilizado para projetos inseridos no PROINFA)

(3) – Dados de 2001 ajustados de acordo com o câmbio de setembro de 2003

(4) – Período de construção: PCH - 2 anos, Biomassa - 1,5 ano, Eólica - 1 ano

(5) – Fator de Capacidade: PCH – 65%(SCHAEFFER e SZKLO, 2001), Biomassa – 65%(SCHAEFFER e SZKLO, 2001), Eólica – 25% (considerando somente os locais onde a velocidade média anual é superior a 7,5 m/s – CEPEL,2001)

(6) – O custo (ou preço) do combustível utilizado na Biomassa é assumido como nulo

Baseado nas premissas apresentadas, foram estabelecidos três possíveis cenários de utilização de fontes renováveis obedecendo ao limite de impacto tarifário inferior a 0,5% ao ano como já mencionado. As possibilidades analisadas foram:

- Cenário 1 - Utilização exclusiva de apenas uma fonte no programa: análise para cada fonte participante do PROINFA;
- Cenário 2 - Divisão igualitária da energia disponível entre as fontes participantes do PROINFA;
- Cenário 3 - Divisão igualitária da potência instalada entre as fontes participantes do PROINFA (concepção original do programa em sua primeira fase).

⁹⁵ De fato, este é o principal objetivo do sistema de leilão: a convergência do preço e dos custos marginais. Os valores estimados para os custos marginais são significativamente menores do que aqueles fixados pelo PROINFA em sua primeira fase: US\$ 99,2/MWh para eólica, US\$ 47,4/MWh para biomassa e US\$ 57,7/MWh para PCH.(comparação realizada através das tabelas 4.14 e 4.17)

Para estimar a cota no leilão para fontes renováveis participantes do PROINFA em sua segunda fase foi utilizada uma metodologia para o cálculo da média dos custos nivelados da geração convencional e da média dos custos nivelados total do sistema (incluindo fontes convencionais e renováveis). A metodologia utilizada encontra-se descrita no Anexo 3.

A partir da metodologia apresentada no Anexo 3 foram feitos cálculos tomando por base os dois estudos de evolução da oferta e demanda de energia a longo prazo: O Plano Decenal de Expansão e o Estudo da Matriz Energética Brasileira elaborado pela COPPE e publicado pela IAEA. Os resultados de cada cenário proposto tomando por base a evolução da oferta de energia do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 são apresentados nas tabelas 4.26, 4.27 e 4.28. Os resultados para cada cenário utilizando o Estudo da Matriz Energética Brasileira são apresentados nas tabelas 4.29, 4.30 e 4.31.

Tabela 4.26 – Cenário 1: Participação exclusiva de cada uma das fontes participantes do PROINFA (Projeção: PDEE)

ENERGIA (TWh.ano)	2010	2011-2015	TOTAL
Eólica	2,0	9,5	11,5
Biomassa	32,9	56,1	89,0
PCH	8,0	27,4	35,4
POTÊNCIA INSTALADA (MW)			
Eólica	912,6	4336,2	5248,9
Biomassa	5772,1	9854,8	15626,9
PCH	1404,2	4804,2	6208,4

Tabela 4.27 – Cenário 2: Divisão igualitária da energia disponível entre as fontes (Projeção: PDEE)

ENERGIA (TWh.ano)	2010	2011-2015	TOTAL
Eólica	1,9	6,3	8,2
Biomassa	1,9	6,3	8,2
PCH	1,9	6,3	8,2
Total	5,8	18,8	24,6
POTÊNCIA INSTALADA (MW)			
Eólica	887,3	2859,3	3746,6
Biomassa	341,3	1099,7	1441,0
PCH	341,3	1099,7	1441,0
Total	1569,8	5058,8	6628,6

Tabela 4.28 – Cenário 3: Divisão igualitária de potência entre as fontes (Projeção: PDDEE)

ENERGIA (TWh.ano)	2010	2011-2015	TOTAL
Eólica	1,2	4,1	5,2
Biomassa	3,1	10,5	13,6
PCH	3,1	10,5	13,6
Total	7,3	25,1	32,4
POTÊNCIA INSTALADA (MW)			
Eólica	535,9	1850,8	2386,7
Biomassa	535,9	1850,8	2386,7
PCH	535,9	1850,8	2386,7
Total	1607,6	5552,5	7160,1

Tabela 4.29 – Cenário 1: Participação exclusiva de cada uma das fontes participantes do PROINFA (Projeção: EMEB)

ENERGIA (TWh.ano)	2010	2011-2019	TOTAL
Eólica	2,3	21,8	24,0
Biomassa	45,0	123,7	168,7
PCH	5,1	37,9	42,9
POTÊNCIA INSTALADA (MW)			
Eólica	1038,1	9943,3	10981,3
Biomassa	7906,3	21726,2	29632,6
PCH	887,4	6655,9	7543,2

Tabela 4.30 – Cenário 2: Divisão igualitária da energia disponível entre as fontes (Projeção: EMEB)

ENERGIA (TWh.ano)	2010	2011-2019	TOTAL
Eólica	1,9	14,6	16,5
Biomassa	1,9	14,6	16,5
PCH	1,9	14,6	16,5
Total	5,6	43,9	49,5
POTÊNCIA INSTALADA (MW)			
Eólica	854,3	6683,0	7537,3
Biomassa	328,6	2570,4	2899,0
PCH	328,6	2570,4	2899,0
Total	1511,4	11823,8	13335,3

Tabela 4.31 – Cenário 3: Divisão igualitária de potência entre as fontes
(Projeção: EMEB)

ENERGIA (TWh.ano)	2010	2011-2019	TOTAL
Eólica	1,2	7,9	9,1
Biomassa	3,0	20,6	23,6
PCH	3,0	20,6	23,6
Total	7,2	49,1	56,3
POTÊNCIA INSTALADA (MW)			
Eólica	529,0	3617,6	4146,6
Biomassa	529,0	3617,6	4146,6
PCH	529,0	3617,6	4146,6
Total	1587,1	10852,8	12439,8

Os resultados para todos os cenários propostos mostram que a utilização dos critérios de menor impacto tarifário anual e acumulado proporciona um crescimento mais lento da participação das fontes na matriz energética. Mantendo a forma original do programa PROINFA que objetiva a utilização das fontes eólicas, biomassa e PCH na matriz energética, tanto nos cenários de divisão igualitária de energia disponível quanto de potência instalada entre as três fontes, ambos apresentam um crescimento lento. As tabelas 4.32, 4.33 e 4.34 mostram o resultado consolidado do PROINFA em sua primeira fase e os possíveis cenários analisados para a sua segunda fase com base no PDDE. As tabelas 4.35, 4.36 e 4.37 mostram o resultado consolidado tomando por base as projeções do EMEB. Para o caso dos resultados com base no PDDE, os resultados são apresentados até o ano base de 2015 até o qual se estende o estudo. Contudo, considerando que ao atender os limites de impactos tarifários acumulados de até 5% em relação as fontes convencionais, o programa poderá se estender até o ano de 2019. Como as projeções da EMEB estendem-se até 2025, utilizou-se valores até o ano de 2019 mantendo as regras de limites tarifário acumulados.

Tabela 4.32 - Resultados do PROINFA para o Cenário de uso exclusivo de cada uma das fontes participantes do programa. (Projeção: PDEE)

	PROINFA Fase I		PROINFA Fase II		Total	
Cenário 1^a	Potência	Energia	Potência	Energia	Potência	Energia
Uso exclusivo de eólica	(MW)	(TWh.ano)	(MW)	(TWh.ano)	(MW)	(TWh.ano)
EOLICA	1422,9	3,7	5248,9	15,5	6671,8	19,3
BIOMASSA	685,2	2,3	0	0	685,2	2,3
PCH	1191,2	6,5	0	0	1191,2	6,5
Total	3299,3	12,5	5248,9	15,5	8548,2	28,1
Cenário 1b						
Uso exclusivo de biomassa						
EOLICA	1422,9	3,7	0	0	1422,9	3,7
BIOMASSA	685,2	2,3	15626,9	89,0	16312,1	91,3
PCH	1191,2	6,5	0	0	1191,2	6,5
Total	3299,3	12,5	15626,9	89,0	18926,2	101,5
Cenário 1c						
Uso exclusivo de PCH						
EOLICA	1422,9	3,7	0	0	1422,9	3,7
BIOMASSA	685,2	2,3	0	0	685,2	2,3
PCH	1191,2	6,5	6208,4	35,3	7399,6	41,9
Total	3299,3	12,5	6208,4	35,3	9507,7	47,9

Tabela 4.33 - Resultados do PROINFA para o Cenário de divisão igualitária da energia disponível entre as fontes participantes do programa. (Projeção: PDEE)

	PROINFA Fase I		PROINFA Fase II		Total	
Cenário 2	Potência	Energia	Potência	Energia	Potência	Energia
	(MW)	(TWh.ano)	(MW)	(TWh.ano)	(MW)	(TWh.ano)
EOLICA	1422,9	3,7	3746,6	8,2	5169,5	11,9
BIOMASSA	685,2	2,3	1441,0	8,2	2126,2	10,5
PCH	1191,2	6,5	1441,0	8,2	2632,2	14,7
Total	3299,3	12,5	6628,6	24,6	9927,9	37,1

Tabela 4.34 - Resultados do PROINFA para o Cenário de divisão igualitária da potência instalada entre as fontes participantes do programa, (Projeção: PDEE)

	PROINFA Fase I		PROINFA Fase II		Total	
Cenário 3	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)
EOLICA	1422,9	3,7	2386,7	5,2	3809,6	8,9
BIOMASSA	685,2	2,3	2386,7	13,6	3071,9	15,9
PCH	1191,2	6,5	2386,7	13,6	3577,9	20,1
Total	3299,3	12,5	7160,1	32,4	10459,4	44,9

Tabela 4.35 - Resultados do PROINFA para o Cenário de uso exclusivo de cada uma das fontes participantes do programa. (Projeção: EMEB)

	PROINFA Fase I		PROINFA Fase II		Total	
Cenário 1^a	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)
Uso exclusivo de eólica						
EOLICA	1422,9	3,7	12482,4	32,8	13905,3	36,5
BIOMASSA	685,2	2,3	0	0	685,2	2,3
PCH	1191,2	6,5	0	0	1191,2	6,5
Total	3299,3	12,5	12482,4	32,8	15781,7	45,3
Cenário 1b						
Uso exclusivo de biomassa						
EOLICA	1422,9	3,7	0	0	1422,9	3,7
BIOMASSA	685,2	2,3	29632,6	168,7	30317,8	171,0
PCH	1191,2	6,5	0	0	1191,2	6,5
Total	3299,3	12,5	29632,6	168,7	32931,9	181,2
Cenário 1c						
Uso exclusivo de PCH						
EOLICA	1422,9	3,7	0	0	1422,9	3,7
BIOMASSA	685,2	2,3	0	0	685,2	2,3
PCH	1191,2	6,5	7543,2	42,9	8734,4	49,5
Total	3299,3	12,5	7543,2	42,9	10842,5	55,5

Tabela 4.36 - Resultados do PROINFA para o Cenário de divisão igualitária da energia disponível entre as fontes participantes do programa. (Projeção: EMEB)

	PROINFA Fase I		PROINFA Fase II		Total	
Cenário 2	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)
EOLICA	1422,9	3,7	7537,3	16,5	8960,2	20,2
BIOMASSA	685,2	2,3	2899,0	16,5	3584,2	18,8
PCH	1191,2	6,5	2899,0	16,5	4090,2	23,0
Total	3299,3	12,5	13335,3	49,5	16634,6	62,0

Tabela 4.37 - Resultados do PROINFA para o Cenário de divisão igualitária da potência instalada entre as fontes participantes do programa. (Projeção: EMEB)

	PROINFA Fase I		PROINFA Fase II		Total	
Cenário 3	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)	Potência (MW)	Energia (TWh.ano)
EOLICA	1422,9	3,7	4146,7	9,0	5569,6	12,8
BIOMASSA	685,2	2,3	4146,7	23,6	4831,9	25,9
PCH	1191,2	6,5	4146,7	23,6	5337,9	30,1
Total	3299,3	12,5	12440,0	56,2	15739,3	68,8

De acordo com os valores apresentados para os três cenários analisados, o PROINFA apresenta diversos níveis de participação na oferta de energia elétrica para 2015 segundo o PDEE. Ao considerar que a expansão da oferta de energia por fontes tradicionais (hídrico, térmico e nuclear) é estimada em 550 TWh para 2015⁹⁶ (MME, 2006), a participação do PROINFA apresenta diversos níveis de participação de acordo com os valores apresentados para os três cenários analisados. A tabela 4.38 mostra os percentuais de participação do PROINFA (primeira e segunda fases somadas) para cada cenário analisado tomando por base as projeções do PDEE.

⁹⁶ Considerando a expansão da oferta de energia segundo o cenário base do Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015 (MME, 2006)

Tabela 4.38 – Participação do PROINFA na geração de energia elétrica em 2015 para os diversos cenários apresentados. (Projeção: PDEE)

	Energia Gerada (TWh)	Participação na Geração em 2015
Cenário 1a – Uso exclusivo de eólica	28,1	4,7%
Cenário 1b – Uso exclusivo de biomassa	101,5	15,2%
Cenário 1c – Uso exclusivo de PCH	47,9	7,8%
Cenário 2 – Divisão igualitário da energia	37,1	6,2%
Cenário 3 – Divisão igualitário da potência	44,9	7,4%

Especificamente para a fonte eólica, os resultados mostram que a indústria eólica nacional deverá ter a capacidade de fornecimento entre 400 a 900 MW/ano para atender ao mercado após 2010. Como visto anteriormente, as duas empresas atuantes no Brasil possuem capacidade de produção suficiente para atender a esta nova demanda. A tabela 4.39 mostra os resultados da participação da energia eólica em 2015 para os diversos cenários. No caso dos cenários de uso exclusivo da biomassa e PCH foram considerados somente os resultados da primeira fase do PROINFA.

Tabela 4.39 – Participação da energia eólica na geração de energia elétrica em 2015 para os diversos cenários apresentados. (Projeção: PDEE)

	Potência (MW)	Energia Gerada (TWh)
Cenário 1a – Uso exclusivo de eólica	6671,8	19,3
Cenário 1b – Uso exclusivo de biomassa	1422,9	3,7
Cenário 1c – Uso exclusivo de PCH	1422,9	3,7
Cenário 2 – Divisão igualitário da energia	5169,5	11,9
Cenário 3 – Divisão igualitário da potência	3809,6	8,9

Conforme os resultados apresentados nas tabelas 4.35, 4.36 e 4.37, o PROINFA também apresenta diversos níveis de participação na oferta de energia elétrica para 2019 segundo o EMEB. Ao considerar que a expansão da oferta de energia por fontes tradicionais (hídrico, térmico e nuclear) é estimada em 750,2 TWh para 2019⁹⁷ (IAEA, 2006), o PROINFA apresenta diversos níveis de participação de acordo com os valores apresentados para os três cenários

⁹⁷ Considerando a expansão da oferta de energia segundo o cenário base dos Estudos da Matriz Energética Brasileira 2005-2025 (IAEA, 2006)

propostos. A tabela 4.40 mostra os percentuais de participação do PROINFA (primeira e segunda fases somadas) para cada cenário analisado tomando por base as projeções do EMEB.

Tabela 4.40 – Participação do PROINFA na geração de energia elétrica em 2019 para os diversos cenários apresentados. (Projeção: EMEB)

	Energia Gerada (TWh)	Participação na Geração em 2019
Cenário 1a – Uso exclusivo de eólica	45,3	5,7%
Cenário 1b – Uso exclusivo de biomassa	181,2	19,5%
Cenário 1c – Uso exclusivo de PCH	55,5	6,9%
Cenário 2 – Divisão igualitário da energia	62,0	7,6%
Cenário 3 – Divisão igualitário da potência	68,8	8,4%

Especificamente para a fonte eólica, os resultados mostram que a indústria eólica nacional deverá ter a capacidade de fornecimento entre 400 a 1300 MW/ano para atender ao mercado após 2010. A tabela 4.41 mostra os resultados da participação da energia eólica em 2019 para os diversos cenários.

Tabela 4.41 – Participação da energia eólica na geração de energia elétrica em 2019 para os diversos cenários apresentados. (Projeção: PDEE)

	Potência (MW)	Energia Gerada (TWh)
Cenário 1a – Uso exclusivo de eólica	13905,3	36,5
Cenário 1b – Uso exclusivo de biomassa	1422,9	3,7
Cenário 1c – Uso exclusivo de PCH	1422,9	3,7
Cenário 2 – Divisão igualitário da energia	8960,2	20,2
Cenário 3 – Divisão igualitário da potência	5569,6	12,8

Como mostra os resultados dos diversos cenários para a segunda fase do PROINFA utilizando os dois estudos de projeção de oferta de demanda de energia, é possível promover o uso de fontes alternativas de energia mesmo que em um ritmo mais lento. Os resultados também mostram que não é possível alcançar as metas previstas originalmente pela Lei nº 10.438 onde 10% do consumo anual de energia seria provido pelas fontes participantes do PROINFA. A nova lei atenderia a meta estipulada originalmente somente adotando o cenário onde a fonte de biomassa teria participação exclusiva. Esta poderia ser uma estratégia de longo prazo, porém, por apresentar um valor mais competitivo entre as demais fontes (visto que alguns projetos

participaram do leilão de energia com sucesso), projetos de biomassa poderiam naturalmente ser excluídos de um programa de subsídios visto sua atual competitividade no mercado.

Além das restrições tarifárias, o novo modelo também introduz o sistema de leilão. Este sistema, como já aplicado para o desenvolvimento de fontes renováveis em países como França e Irlanda, apresenta um ritmo lento de absorção destas fontes. No caso do novo modelo, as restrições de impacto tarifário também contribuiriam para uma absorção mais lenta destas tecnologias ao prever uma “cota energética” destinada a fontes alternativas. A previsão desta cota deve ser feita após o leilão das fontes tradicionais onde, tomando por base os limites de impactos tarifários anuais e acumulados do período, é possível calcular o montante energético disponível para fontes renováveis. Utilizando mecanismos similares, a França adotou o sistema de leilão para projetos eólicos (Programa EOLE-2005) que se estendeu de 1997 até 2001 sendo substituído pelo sistema *Feed-In* após a abertura do mercado de eletricidade (HAASA, 2003). Ao contrário do sistema de leilão proposto pelo novo modelo, a política praticada no mercado francês para contratação de projetos eólicos, mesmo que em um curto espaço de tempo e apesar de não ter obtido a quantidade de projetos desejada, restringia o leilão somente para projetos eólicos. O sistema de leilão praticado na Irlanda também apresenta características específicas para o desenvolvimento de diversas fontes renováveis ao apresentar cotas para cada tecnologia além dos valores iniciais a serem negociados durante o leilão (IEA,2005). De uma forma geral, o crescimento do uso dessas tecnologias neste contexto é mais lento o que propicia também a maximização da eficiência nos projetos em geral.

4.6 Conclusões e Considerações

O recurso eólico disponível no Brasil, mesmo que incipiente na utilização para geração de energia elétrica, aponta um grande potencial para novos projetos de geração de energia. O crescimento da demanda de energia aponta a necessidade de um planejamento de médio e longo prazos focado no crescimento sustentável da oferta de energia. Experiências recentes no setor elétrico mostram que temas como a diversificação da matriz e complementaridade energética devem fazer parte do planejamento energético de médio-longo prazo.

O PROINFA, em sua concepção, procura inserir no plano de expansão da geração de energia elétrica fontes renováveis promovendo a diversificação da matriz e, em especial para fonte eólica, a complementaridade sazonal com o sistema hídrico. Mesmo com o sucesso na apresentação de projetos em sua primeira fase, o programa mostra-se ineficiente na adoção de um sistema híbrido *Feed-In* - Cotas. As expectativas da regulamentação da segunda fase do programa abre uma oportunidade para adaptação de novas metodologias visto principalmente na

minimização dos efeitos negativos a longo prazo do sistema *Feed-In* e de melhorar as condições para o desenvolvimento do mercado eólico no Brasil (MITCHELL, 2006; SIJM, 2002).

Sustentado pelo tripé formado por regras estáveis, segurança e modicidade tarifária, o Novo Modelo do Setor Elétrico apresenta características importantes para o desenvolvimento das fontes renováveis para a segunda fase do PROINFA onde algumas devem ser revistas para uma melhor distribuição dos recursos disponíveis entre as fontes renováveis participantes tais como os limites de impactos tarifários e a condição de que todas as fontes renováveis compitam entre si. Como visto nas simulações, é possível estabelecer critérios compatíveis com as restrições de impactos tarifários e a adoção do sistema de leilão. Os caminhos apresentados mostram que, mesmo com estas restrições, é possível um crescimento lento e gradativo das fontes renováveis na matriz energética brasileira. É importa que o aspecto econômico caracterizado pelo leilão entre as fontes seja revisto e que outras características das fontes participantes (em especial a complementaridade hídrico-eólica) sejam analisadas como possibilidades estratégicas para a diversificação das fontes geradoras de energia elétrica.

A utilização de políticas baseadas em leilões não representa a única possibilidade de mecanismo para incentivo de fontes renováveis de energia elétrica. Além dos aspectos políticos, outras importantes trajetórias devem ser analisadas sob os vários contextos sociais, econômicos e financeiros. No próximo capítulo serão apresentados e analisados vários caminhos possíveis pelos quais as políticas de incentivos poderão ser focadas. Em especial para a energia eólica serão apresentados resultados com base no potencial eólico apresentado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

CAPÍTULO V

OPÇÕES PARA POLÍTICAS DE DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL – PROPOSTAS PARA 2º FASE DO PROINFA

5.1 Introdução

Conforme apresentado no capítulo anterior, o Brasil apresenta um grande potencial para a utilização da energia eólica na matriz de geração elétrica. Apesar de as várias tentativas na década de noventa de implementação de mecanismos de incentivos para a implementação de projetos em fontes renováveis de energia terem sido incapazes de proporcionar um crescimento contínuo de projetos, a implementação do PROINFA consolidou todo o esforço de estabelecer um programa de incentivo mais diretamente focado nas fontes eólica, PCH e biomassa. Como a regulamentação da segunda fase do PROINFA ainda não foi definida, abre-se uma oportunidade para avaliação de mecanismos alternativos de incentivo para fontes renováveis de energia, em especial para a energia eólica no contexto do setor elétrico brasileiro.

É neste momento de transição que a continuidade da participação de fontes alternativas no setor elétrico deve ser analisada sob as diferentes oportunidades de desenvolvimento tecnológico, desenvolvimento social e preservação do meio ambiente.

Este capítulo procura apresentar algumas propostas de programas específicos para energia eólica no Brasil, após a conclusão da primeira fase do PROINFA. As propostas apresentadas são baseadas em objetivos e critérios específicos que se relacionam às características e vantagens da energia eólica. Desta forma os programas de incentivo a energia eólica no Brasil devem ser focados em suas especificidades no auxílio do rompimento das barreiras intrínsecas de uma FAE. Valendo-se dos dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de velocidade média anual, fator de forma e de escala da distribuição de Weibull, rugosidade, etc. são localizadas as áreas de potencial eólico, a energia gerada e o valor (custo nivelado) desta energia. Uma vez calculados a energia e seu custo através de ferramentas SIG (Sistema de Informação Geográfica), são apresentados os critérios de justificativa para diferentes programas de incentivos para energia eólica no Brasil.

A partir destes critérios e do resultado de sua aplicação em distintos programas de incentivos, analisa-se a pertinência do uso de *Feed-In* ou Quota dentro de cada alternativa de programa apresentado.

5.2 Releituras do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro

O monitoramento do potencial dos ventos no Brasil sempre foi uma questão de difícil solução devido a sua grande extensão territorial (8,5 milhões de km²). A quantidade de estações anemométricas disponíveis é insuficiente para cobrir todo o território brasileiro e, além disso, seus dados, para fins de avaliação do potencial eólico, foram perdendo representatividade ao longo do tempo devido ao crescimento demográfico e às alterações na vegetação próximas. Por este motivo, tornou-se imprescindível utilizar uma ferramenta capaz de calcular o potencial dos ventos sobre todo território brasileiro a partir de outras grandezas, cujas medições tivessem uma boa confiabilidade e pouca sensibilidade às condições que comprometem as medições anemométricas convencionais.

Neste contexto, o CEPEL capitaneou esforços para a elaboração do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – APEB através da contratação de serviços da Camargo Shubert Engenharia Eólica e da TrueWind Solutions na aplicação do Sistema MesoMap para identificação do potencial eólico para o território brasileiro.

Como será apresentado com mais detalhes a seguir, o sistema MesoMap possibilitou a identificação do potencial eólico em todo o território brasileiro com a resolução de 1 km x 1 km. Apesar desta resolução, o Atlas ainda possui características de um instrumento indicativo para uma pré-avaliação dos recursos eólicos brasileiros para geração de energia elétrica. A releitura do APEB, nesta tese, em termos de custos nivelados de geração, utilizará os dados de velocidade média anual, fatores de forma e de escala de Weibull e rugosidade para o cálculo da energia gerada por uma configuração de turbinas eólicas e, em seguida, o cálculo dos custos nivelados da energia gerada para a resolução de 1 km x 1 km.

Todos os valores calculados são apresentados na forma de mapas temáticos para uma melhor visualização dos nichos de aproveitamento da energia eólica. A partir de então, estes mapas serão utilizados como base para a avaliação técnica-econômica dos programas e mecanismos propostos neste tese, para o incentivo da geração eólica no Brasil.

5.2.1 O Sistema MesoMap e o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro

O APEB tornou-se possível pelo desenvolvimento, no final da década de noventa, de um abrangente sistema de software de modelagem dos ventos de superfície chamado MesoMap⁹⁸. Este sistema é um conjunto integrado de modelos de simulação atmosférica, bases de dados meteorológicos e geográficos, redes de computadores e sistemas de armazenamento. Seu desenvolvimento deu-se no final da década de noventa, com suporte do *New York State Energy Research and Development Authority* - MUSERDA e do *United State Department of Energy* – DoE. Além de no projeto inicial de mapeamento eólico do Estado de New York, o MesoMap tem sido utilizado também em projetos similares nas Américas do Norte e Central, Europa e Ásia além de sua utilização no APEB. O MesoMap tem sido aferido por condições anemométricas de alta qualidade em uma grande variedade de regimes de vento.

O MesoMap oferece diversas vantagens sobre métodos tradicionais de mapeamento de recursos eólicos. Em primeiro lugar, ele obtém representatividade para grandes áreas continentais sem a necessidade de dados anemométricos de superfície efetivamente medidos (característica importante para regiões como o Norte e o Centro-Oeste brasileiro) onde medições consistentes e confiáveis são poucas. Em segundo lugar, o MesoMap modela importantes fenômenos meteorológicos não considerados em modelos mais simplificados de escoamento de ventos (por exemplo, WAsP - Jackson-Hunt (MORTENSEN, 1993) ou WindMap – NOABL (BROWER, 2001)). Esses fenômenos incluem ondas orográficas, ventos convectivos, brisas marinhas e lacustres e ventos térmicos descendentes de montanhas. Finalmente, o MesoMap simula diretamente os regimes de vento de longo prazo, diminuindo a incerteza intrínseca de ajustes climatológicos baseados em correlações de registros de vento de curto e longo prazos obtidos por medições de superfície.

O núcleo do sistema MesoMap é o MASS (*Mesoscale Atmospheric Simulation System* (BROWER *et al.* 2002) que é um modelo numérico de meso-escala similar aos modelos de previsão do tempo ETA e MM5, incorporando os princípios físicos fundamentais da dinâmica atmosférica, que incluem:

- princípios de conservação de massa, *momentum* e energia;
- fluxos de calor e mudanças de fase do vapor d'água;

⁹⁸ Vale lembrar que outros Atlas também foram elaborados a partir do Sistema MesoMap. Vários Estados brasileiros já dispõe de informações mais detalhadas de seu potencial eólico tais como o Estado do Ceará (Sec. Infra-Estrutura – CE, 2001), o Estado do Rio Grande do Norte (COSERN, 2003), o Estado da Bahia (COELBA, 2001), o Estado do Rio de Janeiro (Sec. de Energia, Indústria Naval e Petróleo - RJ, 2002) e o Estado do Rio Grande do Sul (Sec. Energia Minas e Comunicações – RS, 2002)

- módulo de energia cinética turbulenta, que simula os efeitos viscosos e de estabilidade térmica sobre o gradiente vertical de vento.

Como é um modelo atmosférico dinâmico, o MASS exige grandes demandas computacionais, que requerem o uso de supercomputadores ou redes de estações de trabalho com múltiplos processadores em paralelo. Adicionalmente, o MASS também está acoplado a dois módulos de cálculo: o *ForeWind*, um modelo dinâmico de camada-limite viscosa, e o WindMap (BROWER, 2001), que é um modelo de simulação tridimensional de escoamento não-divergente (conservação de massa), com interface para dados geográficos de geoprocessamento (SIG) de alta resolução.

O Sistema MesoMap inclui condicionantes geográficas como o relevo, rugosidade induzida por classes de vegetação e uso do solo, interação térmica entre a superfície terrestre e a atmosfera, incluído os efeitos de vapor d'água. As simulações para o APEB empregaram uma base de dados do período entre 1983 a 1999 balisadas por referências existentes. Das referências existentes de dados de velocidade do vento foram utilizadas 47 estações anemométricas de qualidade conforme apresentado na tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Estações utilizadas como referência para o APEB.

Instituição	Abrangência	Nº de Estações
CEPEL	Região Norte	7
CELESC	Santa Catarina	6
COPEL	Paraná	17
COELBA	Bahia	13
SUDENE	Ceará	2
MARINHA – DHN	Litoral	2
Total		47

(Fonte: CEPEL, 2001)

Entre os principais resultados do MesoMap, destacam-se os mapas temáticos por código de cores que permitem visualização rápida do conjunto de dados sobre o território estudado. O mapa de maior interesse indica, para a altura escolhida de 50m, as velocidades médias anuais e o fluxo de energia eólica. Também no contexto do MesoMap, também podem ser elaborados mapas de geração elétrica anual para qualquer tipo específico de turbina eólica existente no mercado⁹⁹. Além dos mapas temáticos, o Sistema MesoMap produz uma grande variedade de

⁹⁹ Este recurso foi utilizado para a estimativa do potencial eólico bruto brasileiro que teve como referência turbinas eólicas comerciais disponíveis em 2000 (ano da realização das simulações)

dados numéricos que detalham os principais parâmetros estatísticos relativos ao vento em cada elemento da malha geográfica. Dos dados numéricos disponíveis destacam-se a rosa dos ventos, as distribuições estatísticas de frequência de velocidade (aqui representados pelos parâmetros da distribuição de Weibull¹⁰⁰) dentre outros. Apesar de ser reconhecidamente um dos melhores e mais avançados métodos para mapeamento de recursos eólicos, o sistema MesoMap ainda tem limitações que podem afetar a exatidão das estimativas de potencial eólico. Entre as principais limitações destacam-se os erros na base de dados de entrada (eventualmente tanto as bases geográficas quanto as bases meteorológicas podem conter erros que afetam as estimativas do MesoMap), os efeitos de sub-resolução (como qualquer modelo físico que utiliza técnicas de elementos finitos, o Sistema MesoMap é vulnerável a erros causados por terreno ou outras características geográficas que não podem ser totalmente resolvidos na resolução previamente adotada pelo usuário) e as limitações do próprio modelo.

A validação do Sistema MesoMap para o caso do APEB contou com dados de estações anemométricas que satisfaziam condições mínimas de qualidade tais como: medições com abrangência mínima de um ciclo climatológico, informação sobre o relevo e a rugosidade no seu entorno e ausência de obstáculos próximos em relação aos ventos predominantes. Todos os dados anemométricos foram extrapolados para a altura de 50m, a partir de medições em diferentes alturas, ou por informações de rugosidade local nos casos de medição em altura única, e comparados aos resultados dos mapas de velocidade médios anuais para cada local. A magnitude dos desvios entre os valores de velocidade médias anuais no cálculo e aquelas medidas nas melhores estações anemométricas disponíveis indica que o APEB pode ser utilizado para a identificação das melhores áreas para projetos de aproveitamento eólico-elétrico. Entretanto, como a energia eólica é extremamente sensível a condições de micro-estala (ordem de dezenas a centenas de metros) a resolução de 1km x 1 km pode ser insuficiente para a localização exata das turbinas eólicas.

5.2.2 Premissas para o cálculo da energia gerada e seu valor a partir dos dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro¹⁰¹

Para o cálculo da energia gerada e seu valor foram utilizados os dados de velocidade média anual do vento, e os fatores de forma e de escala da distribuição de Weibulls

¹⁰⁰ Uma descrição da distribuição da distribuição de Weibull e sua utilização para avaliação de distribuição do vento ao longo de um período é apresentado no Anexo 3.

¹⁰¹ Toda a metodologia utilizada para o cálculo da energia gerada e seu valor são apresentadas no Anexo 3.

apresentados no APEB. Inicialmente, os dados que deram origem aos mapas temáticos apresentados no APEB representam pontos com informações sobre uma área de 1 km x 1 km. O formato do banco de dados utilizados para a publicação do APEB não possibilitou uma análise direta através de ferramentas georeferenciadas. Desta forma, o banco de dados de velocidade média anual, fatores de escala e de forma de Weibull foram importados para uma plataforma SIG para possibilitar uma melhor análise espacial, além de possibilitar uma variedade ainda maior de recursos para cruzamento de informações e inserção de outros bancos que influenciam a estimativa da energia gerada e os custos desta energia.

Com a disponibilidade de informações sobre a vegetação e áreas de reservas naturais federais de todo o Brasil também no formato vetorial, foi possível utilizar estas informações para a análise dos dados. Uma vez com os dados já integrados em uma plataforma SIG, foi possível nesta tese estabelecer os critérios e as hipóteses que fazem parte da análise apresentada neste capítulo. A figura 5.1 apresenta, de forma esquemática, a metodologia utilizada para o cálculo da energia gerada por um parque eólico a partir dos dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro utilizando ferramentas SIG. Esta metodologia também inclui as restrições e hipóteses utilizadas para calcular o valor da energia gerada e o fator de capacidade.

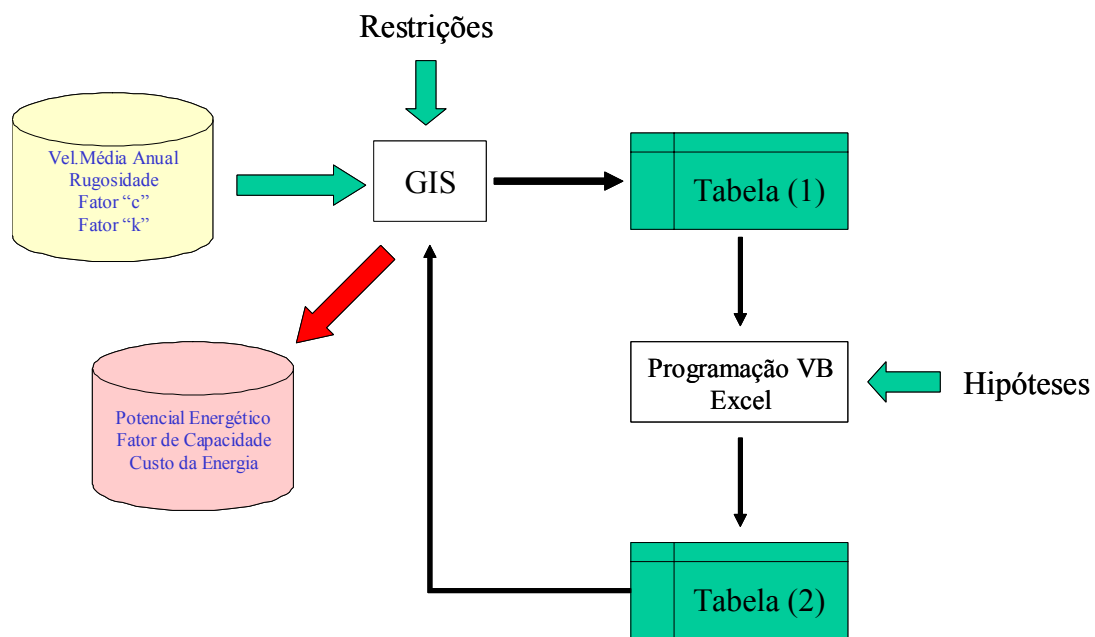


Figura 5.1 – Metodologia de cálculo da energia elétrica a partir de dados eólicos do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

A partir dos dados disponíveis de velocidade média anual, rugosidade e fatores de forma e escada da distribuição de Weibull, foram estabelecidas restrições para a seleção do potencial eólico tais como o limite inferior de velocidade média anual e as áreas representadas pelas reservas naturais federais.

Apesar de a análise do potencial eólico brasileiro apresentado no APEB integrar áreas cuja velocidade média anual seja maior que 7,0 m/s, a utilização de turbinas cada vez maiores possibilita que, através da extrapolação da velocidade medida a 50 metros para alturas superiores, áreas que apresentem valores de velocidades menores também possam ser analisadas. Desta forma, como ponto de partida, foram selecionadas as áreas com velocidade média anual superiores a 6,0 m/s¹⁰².

A utilização da ferramenta SIG também possibilitou a exclusão de informações sobre as reservas naturais federais, em todo o país. Também foram descartadas áreas cobertas por águas (lagos, lagoas, rios e mar). Após a restrições estabelecidas para a determinação das áreas úteis, foram consideradas algumas hipóteses para o cálculo da energia gerada e do seu valor. Foram considerados o modelo de turbina utilizada e a configuração da localização das turbinas no terreno.

O modelo de turbina eólica utilizada para o cálculo da energia será da categoria de 2 MW, que atualmente representa o modelo mais vendido no mundo (WWEA, 2006). O modelo de turbina eólica utilizado para os cálculos da energia gerada é o modelo Enercon E70¹⁰³ pelas seguintes razões:

- A empresa Enercon atualmente é a única fábrica instalada no Brasil;
- Turbinas eólicas modelo E70 apresentam potência de 2,3 MW instaladas em torres de até 100m. (as mais modernas disponíveis no mercado brasileiro atualmente)

A distribuição das turbinas em uma área tomou por base a configuração “5D x 10D” onde D representa o diâmetro da área rotórica da turbina (duas vezes o comprimento de uma das pás). Desta forma, ao utilizar a turbina E70 que apresenta um área rotórica de 70 m de diâmetro, a

¹⁰² Este ponto de partida também é justificado pela utilização de turbinas eólicas de 100 m de altura, e pelo fato de que, com a extrapolação dos dados de 50m (valores apresentados no APEB) para 100 m, a velocidade do vento cresce. Apesar de os dados do APEB apresentarem uma faixa de valores de velocidade que varia desde aquelas inferiores a 3,5 m/s até aquelas superiores a 9,0 m/s, a área brasileira que envolve velocidades superiores a 6,0 m/s totaliza 667.391 km², o que representa um área disponível suficiente para uma primeira análise da metodologia utilizada.

¹⁰³ Mesmo que outras empresas fabricantes de turbinas eólicas entrem no mercado brasileiro, existe a tendência de que, ao acompanhar o mercado mundial, elas também estabeleçam a fabricação de turbinas na faixa de 2 MW tanto para atender o mercado interno quanto para o externo. É importante citar que vários outros modelos de turbinas eólicas estão disponíveis no mercado mundial, modelos que variam desde 600 kW até modelos de 4 MW entre outros ainda maiores que ainda não se encontram na fase comercial. A decisão por escolher a turbina de classe de 2 MW também é reforçada pela tendência mundial do uso de turbinas mais potentes e modernas (WWEA, 2006).

área reservada para cada turbina é de aproximadamente $0,24 \text{ km}^2$. A configuração “5D x 10D” pode ser representada conforme apresentado na figura 5.2.

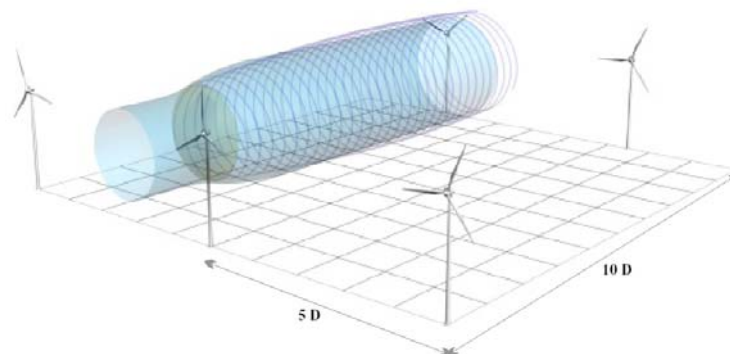


Figura 5.2 – Posicionamento das turbinas eólicas na configuração “5D x 10D” (CEPEL, 2001)

Também foi considerado um fator de disponibilidade das turbinas eólicas de 98%, considerado típico para usinas eólicas comerciais (CEPEL,2001).

Como a análise dos dados na plataforma SIG é feita através de cruzamentos de polígonos de várias bases de dados, o resultado da interseção dos polígonos de dados cuja resolução é superior a $1 \text{ km} \times 1 \text{ km}$ (como por exemplo a base de dados de vegetação utilizada como índice de rugosidade) pode resultar em polígonos com área inferior a 1 km^2 que é a resolução dos dados disponíveis do APEB. Desta forma o cálculo da energia gerada foi separado em duas partes. A primeira parte representa a geração de energia de uma única turbina eólica instalada na área delimitada pelo polígono. É possível identificar o potencial da localidade (representada pela área do polígono) e de sua vizinhança. Um segundo cálculo da energia consiste em considerar a distribuição das turbinas eólicas em toda a área do polígono e desta forma, o total da energia gerada por todas as turbinas instaladas na área do polígono. Este segundo cálculo será útil para a determinação do potencial bruto de geração de energia elétrica, a partir das premissas apresentadas.

Utilizando os valores da energia gerada também foi calculado o valor do Fator de Capacidade da produção de energia elétrica pela turbina utilizada como padrão. Os resultados da análise dos dados georeferenciados são apresentados em tabelas e também nos mapas temáticos. As tabelas consolidam os valores de potenciais por faixa de velocidade média anual e também por faixa de valores da energia gerada. Os mapas temáticos apresentam informações somente nas áreas cuja velocidade média anual é superior a $6,0 \text{ m/s}$. Os mapas temáticos apresentam a localização dos dados sobre o potencial eólico, fator de capacidade e os custo da energia gerada para cada uma das regiões do Brasil. Pela quantidade de mapas apresentados, estes encontram-se disponíveis no Anexo 4 desta tese.

A tabela 5.2 consolida os dados provenientes da releitura do APEB para cada região brasileira onde, para cada faixa de velocidade (acima de 6 m/s), são apresentados a área total que engloba a faixa de velocidade, o potencial eólico bruto¹⁰⁴, o fator de capacidade médio e a energia gerada por um parque de turbinas eólicas instaladas nas áreas referente a cada faixa de velocidade. A tabela 5.3 apresenta valores acumulados da tabela 5.2 agregando faixas maiores de velocidade média anual.

O cálculo do custo da energia gerada para cada polígono do banco de dados do APEB considerando as restrições já apresentadas, levou em consideração o valor da turbina eólica, as variações quanto ao custo do investimento inicial e os valores referentes aos custos anuais de operação e manutenção de uma planta eólica. Os valores de um investimento eólico utilizados para o cálculo da energia gerada levou em consideração valores apresentados por SCHAEFFER e SZKLO (2001), SCHAEFFER *et al.* (2004) e JALAL *et al.* (2006) que calcularam projeções dos custos de investimento eólico para expansão da matriz de geração elétrica brasileira até 2020. Estes valores apresentam uma faixa que variam entre 800 US\$/kW a 1000 US\$/kW que representa os valores dos custos no longo prazo. A tabela 5.4 apresenta diversos valores de investimentos iniciais de projetos eólicos e custos de manutenção e operação em diversos países.

¹⁰⁴ Entende-se como potencial eólico bruto aquele que é resultado da integração direta das áreas disponíveis considerando somente as restrições já citadas tais como a presença de reservas federais, rios, lagos e mares. Estas restrições puderam ser incluídas na análise uma vez que existem dados georeferenciados disponíveis. Uma série de outros temas que envolve a viabilidade técnica de projetos não puderam ser incluídos por sua indisponibilidade e sendo assim, o potencial eólico bruto representa um valor indicativo. Nos próximos itens será analisada qual fração deste potencial bruto poderia ser efetivamente realizada.

Tabela 5.2 – Valores da releitura do APEB agregados por faixa de Velocidade

Velocidade do Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Bruto [GW]	Fator de Capacidade	Energia Anual Bruta [TWh/ano]
Região Norte				
6,0 – 6,5	8706	83,2	25,72%	192,1
6,5 – 7,0	4485	42,9	29,68%	113,8
7,0 – 7,5	2172	20,8	33,23%	63,0
7,5 – 8,0	983	9,4	37,80%	31,9
8,0 – 8,5	624	6,0	41,42%	22,5
> 8,5	339	3,2	46,43%	13,5
Região Nordeste				
6,0 – 6,5	120963	1066,8	26,51%	2464,8
6,5 – 7,0	49702	464,8	31,13%	1266,1
7,0 – 7,5	19261	184,2	35,61%	581,3
7,5 – 8,0	7168	68,5	39,76%	241,9
8,0 – 8,5	2412	23,0	43,03%	88,1
> 8,5	674	6,4	46,79%	26,7
Região Centro Oeste				
6,0 – 6,5	35364	320,8	25,71%	730,4
6,5 – 7,0	6805	65,1	29,35%	168,7
7,0 – 7,5	1174	11,2	33,31%	33,0
7,5 – 8,0	119	1,1	36,32%	3,6
8,0 – 8,5	3	0,03	34,47%	0,1
> 8,5				
Região Sudeste				
6,0 – 6,5	99153	803,6	27,24%	1941,8
6,5 – 7,0	39957	365,3	31,21%	1013,0
7,0 – 7,5	9768	93,4	35,30%	292,5
7,5 – 8,0	2034	19,4	39,13%	67,4
8,0 – 8,5	490	4,7	43,19%	17,7
> 8,5	241	2,3	46,59%	9,4
Região Sul				
6,0 – 6,5	111901	854,9	28,24%	2115,5
6,5 – 7,0	35055	303,0	32,23%	862,6
7,0 – 7,5	8492	76,0	35,97%	242,2
7,5 – 8,0	1292	12,3	39,54%	43,1
8,0 – 8,5	173	1,6	43,28%	6,4
> 8,5	6	0,1	45,44%	0,2
BRASIL				
6,0 – 6,5	376086	3129,4	26,68%	7444,6
6,5 – 7,0	136005	1241,0	30,72%	3424,2
7,0 – 7,5	40867	385,5	34,68%	1211,9
7,5 – 8,0	11597	110,8	38,51%	387,9
8,0 – 8,5	3702	35,3	41,08%	134,8
> 8,5	1262	12,0	46,31%	49,8

Tabela 5.3 – Valores acumulados da releitura do APEB

Velocidade do Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]
Região Norte			
>6,0	17310	165,5	436,7
>6,5	8604	82,3	244,6
>7,0	4118	39,4	130,8
>7,5	1946	18,6	67,8
>8,0	963	9,2	36,0
> 8,5	339	3,2	13,5
Região Nordeste			
>6,0	200180	1813,8	4668,9
>6,5	79217	747,0	2204,1
>7,0	29516	282,2	938,1
>7,5	10255	98,0	356,8
>8,0	3086	29,5	114,9
> 8,5	674	6,4	26,7
Região Centro-Oeste			
>6,0	43465	398,3	935,8
>6,5	8101	77,4	205,5
>7,0	1296	12,4	36,7
>7,5	122	1,2	3,7
>8,0	3	0,0	0,1
> 8,5	0	0,0	0,0
Região Sudeste			
>6,0	151643	1288,6	3341,8
>6,5	52490	485,0	1400,0
>7,0	12533	119,8	387,0
>7,5	2766	26,4	94,5
>8,0	732	7,0	27,1
> 8,5	241	2,3	9,4
Região Sul			
>6,0	156920	1247,9	3269,9
>6,5	45019	393,0	1154,5
>7,0	9964	90,0	291,9
>7,5	1472	14,0	49,7
>8,0	179	1,7	6,6
> 8,5	6	0,1	0,2
BRASIL			
>6,0	569517	4914,0	12653,2
>6,5	193431	1784,7	5208,7
>7,0	57427	543,7	1784,5
>7,5	16560	158,2	572,5
>8,0	4963	47,4	184,6
> 8,5	1262	12,0	49,8

Tabela 5.4 – Investimento inicial e custos de O&M de diversos empreendimentos eólicos.

Localidade	Fonte	Investimento Inicial (US\$/kW)	O&M (US\$/MWh)
Brasil ⁽¹⁾	SCHAEFFER e SZKLO (2001) SCHAEFFER et al (2004) JALAL, <i>et al.</i> (2006)	1000 (2005) 950 (2010) 900 (2015) 800 (2020)	10,00
Brasil (PROINFA)	MOLLY (2004)	1200	9,20 – 11,90 ⁽²⁾
Alemanha, Dinamarca, Reino Unido, e Espanha	EWEA (2004); MORTHORST e CHANDLER (2004) ⁽³⁾	950 - 1250	12,00 – 15,00
USA	IEA/NEA (2005)	1000	9,63
Áustria	IEA/NEA (2005)	1450	13,65
Bélgica	IEA/NEA (2005)	1300	6,53
Rep Theca	IEA/NEA (2005)	1600	15,36
Dinamarca – 1	IEA/NEA (2005)	1600 ⁽⁴⁾	17,20 ⁽⁴⁾
Dinamarca – 2	IEA/NEA (2005)	1800 ⁽⁴⁾	12,01 ⁽⁴⁾
Dinamarca – 3	IEA/NEA (2005)	1000	6,85
Alemanha – 1	IEA/NEA (2005)	1900 ⁽⁴⁾	21,68 ⁽⁴⁾
Alemanha – 2	IEA/NEA (2005)	1100	24,52
Alemanha – 3	IEA/NEA (2005)	1100	18,39
Grécia – 1	IEA/NEA (2005)	1300	4,86
Grécia – 2	IEA/NEA (2005)	1200	6,06
Grécia – 3	IEA/NEA (2005)	1100	6,29
Grécia – 4	IEA/NEA (2005)	1300	6,29
Grécia – 5	IEA/NEA (2005)	1450	10,97
Itália – 1	IEA/NEA (2005)	1450	14,84
Itália – 2	IEA/NEA (2005)	1400	8,25
Holanda	IEA/NEA (2005)	2600 ⁽⁴⁾	35,76 ⁽⁴⁾
Portugal	IEA/NEA (2005)	1300	11,35

Notas:

(1) – Os dados apresentados referem-se a projeções da energia eólica aplicados na projeção da matriz energética brasileira apresentados por SCHAEFFER e SZKLO (2001), SCHAEFFER *et al.* (2004) e JALAL *et al.* (2006).

(2) – Os dados apresentados por Molly indicam o valor de O&M de 33,90 US\$/kW/ano. Os valores apresentados em US\$/MWh tomam por referência a faixa de fator de capacidade estipulada para a remuneração do PROINFA (32,4% e 41,9%).

(3) – Os estudos apresentados por EWEA (2004); MORTHORST e CHANDLER (2004) representam uma análise da média dos investimentos eólicos na Alemanha, Dinamarca, Reino Unido e Espanha realizada no período de 2000 a 2001.

(4) – Empreendimentos *off-shore*.

Em estudo apresentado por MOLLY (2004) sobre a viabilidade econômica de centrais de energia eólica no Brasil, o valor de 1200 US\$/kW é utilizado para análise de empreendimentos eólicos no âmbito do PROINFA (MOLLY, 2004). Este valor é considerado na análise de sensibilidade dos valores econômicos de projetos eólicos para o caso brasileiro na primeira fase do PROINFA. Considerando o mercado europeu no período de 2000 a 2001, a EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION – EWEA (2004), MORTHORST e CHANDLER (2004) apresentam uma média de valores de empreendimentos na Dinamarca, Espanha, Alemanha e

Reino Unido que variam na faixa de 950 a 1250 US\$ /kW. Mais recentemente, estudos realizados pela IEA (2005) que analisam valores econômicos de empreendimentos eólicos em vários países da OCDE apontam uma faixa de preço que variam entre 1000 US\$/kW a 1500 US\$/kW para empreendimentos *on-shore*¹⁰⁵ realizados em 2005 (IEA, 2005).

Uma vez que o horizonte da análise projeta-se após o encerramento da primeira fase do PROINFA (previsto para encerrar em dezembro de 2008), inicialmente é utilizado o valor de 1000 US\$/kW para investimentos eólicos considerado nos estudos de SCHAEFFER e SZKLO (2001), SCHAEFFER *et al* (2004) e JALAL, *et al* (2006).

Os investimentos em geração eólica podem ser considerados como a soma dos custos das turbinas eólicas com os custos adicionais iniciais de projeto. A maioria dos valores de investimento para projetos eólicos levam em consideração os valores das turbinas (representando entre 65 e 82% de um investimento eólico (EWEA, 2004; RETSCREEN, 2004)) e os custos adicionais necessários para o início do projeto, tais como os custos com transporte, fundações, planejamento, instalações elétricas, conexão à rede, infra-estrutura, etc (EWEA, 2004; DUTRA, 2001). De forma simplificada, sobre o custo total de investimento será acrescentado um percentual referente à menor distância entre o polígono identificado pelo SIG e o litoral brasileiro. Este adicional pode ser justificado com a necessidade de transporte pelas estradas brasileiras agravados pela situação de conservação. Esta consideração é uma aproximação simplificada dos custos associados ao transporte para áreas mais afastadas do litoral. Uma vez que o modelo não considera todas as fases de um projeto eólico¹⁰⁶ e suas variações quanto ao custo final, esta simplificação, utilizada a partir de funções do sistema SIG que identifica com precisão estas distâncias, auxiliará na quantificação dos acréscimos de custo de sistemas eólicos no Brasil, devidos a um afastamento maior com relação ao litoral. É importante enfatizar que este modelo, é uma simplificação uma vez que projetos eólicos diferenciam-se significativamente quanto às condições de transporte e instalação. Os valores dos percentuais adicionais ao investimento inicial utilizados no modelo estão na tabela 5.5.

¹⁰⁵ O estudo realizado pela IEA apresenta valores de em empreendimentos *off-Shore* na Europa que ultrapassam 2500 US\$/kW instalado (IEA, 2005).

¹⁰⁶ Para maiores detalhes sobre as fases e custos associados a um projeto eólico e sua evolução ao longo do tempo consultar DUTRA (2001); EWEA (2004a, 2004b); RETSCREEN (2004); RAGHEB (2006a, 2006b); ISET (2003); DEWI (2006).

Tabela 5.5 – Relação da menor distância entre o polígono e a costa
e do percentual adicional ao investimento

Distância	Percentual adicional
até 100 km	0%
100km - 200km	10%
200km - 400km	15%
400 km - 600km	20%
600 km - 800km	25%
1000 km - 1200km	30%
Acima de 1200 km	40%

Os custos de Operação de Manutenção são valores anuais onde estão inclusos seguros, manutenção, reposição de peças, reparos, gerenciamento, aluguel de terreno, desmontagem, etc. Os valores apresentados por SCHAEFFER e SZKLO (2001), SCHAEFFER *et al* (2004) e JALAL *et al.* (2006) indicam um valor anual de O&M de 10 US\$/MWh utilizado para todo o período de análise das projeções da matriz de energia elétrica brasileira.

Considerando os mercados dinamarquês, espanhol, alemão e inglês no período de 2000 a 2001, EWEA (2004), MORTHORST e CHANDLER (2004) apresentam um valor médio de O&M na faixa de 12,00 a 15,00 US\$/MWh ano ao longo do período de vida útil da turbina. Segundo estudos apresentados por DEWI (2002) para o mesmo período, os valores de O&M praticados na Alemanha apresentam valores menores do que a média apresentada pela EWEA (2004). Para os primeiros seis anos, o valor de O&M varia entre 3,00 e 4,00 US\$/MWh ano. Após este período os valores de O&M crescem para valores que variam entre 6,00 e 7,00 US\$/MWh ano. É claro que os valores de O&M tendem a crescer ao longo da vida útil do equipamento e que turbinas mais novas tendem a ter um custo de O&M mais barato do que modelos mais antigos (EWEA, 2004). Ainda sobre os valores de O&M, estudos apresentados por IEA (2005) apontam um valor médio de 11,00 US\$/MWh para projetos *on-shore* em 2010.

A tabela 5.6 sumariza os principais índices econômicos utilizados para o cálculo do valor nivelado dos custos da energia elétrica proveniente da geração eólica segundo os critérios já apresentados.

Tabela 5.6 – Valores econômicos utilizados na análise

Indicativo	Valor
Investimento Inicial	1000 US\$/kW
Custos adicionais de investimento	f(distância)
Taxa de Juros	15 %
Período de construção	1 ano
Vida útil	20 anos
O&M	10 US\$/MWh

Os resultados da avaliação do potencial eólico a partir dos custos da energia gerada são apresentados na forma de mapas temáticos dispostos no Anexo 4 desta tese e também na forma de tabela, onde as informações são agregadas por faixa de valores de custo da energia.

A tabela 5.7 apresenta os dados referente aos custos da energia eólica. São ainda apresentados valores de área disponível, potencial bruto e energia gerada, para várias faixas de custos. Também são apresentados dados para três diferentes níveis de valores de investimento inicial: 1000 US\$/kW, 900 US\$/kW e 800US\$/kW que representam os valores indicados de projeções de redução de projetos eólicos.

Tabela 5.7 - Valores da releitura do APEB agregados por faixa de custo de energia (US\$/MWh)

Região Norte									
Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Investimento Inicial 1000 US\$/kW			Investimento Inicial 900 US\$/kW			Investimento Inicial 800 US\$/kW		
	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]
<40,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	1	0,0	0,1
40,00 - 50,00	158	1,5	6,2	307	2,9	11,8	559	5,3	20,9
50,00 - 60,00	773	7,4	28,5	1357	13,0	47,5	2636	25,2	84,2
60,00 - 70,00	2336	22,3	72,3	2757	26,3	80,5	4547	43,5	122,4
70,00 - 80,00	3808	36,4	103,2	4805	45,9	122,6	5939	56,8	138,2
80,00 - 90,00	5364	51,3	128,2	5110	48,9	117,1	3014	28,8	61,2
90,00 - 100,00	3538	33,8	74,2	2360	22,5	47,5	338	3,2	5,8
100,00 - 110,00	926	8,8	18,1	314	3,0	5,4	196	1,9	2,9
110,00 - 120,00	215	2,0	3,4	203	1,9	3,1	33	0,3	0,4
120,00 - 130,00	113	1,1	1,7	45	0,4	0,6	21	0,2	0,3
130,00 - 140,00	30	0,3	0,4	23	0,2	0,3	25	0,2	0,3
140,00 - 150,00	19	0,2	0,3	11	0,1	0,1	0	0,0	0,0
> 150,00	29	0,3	0,3	19	0,2	0,2	2	0,0	0,0

Tabela 5.7 - Valores da releitura do APEB agregados por faixa de custo de energia (US\$/MWh)

(continuação)

Região Nordeste									
Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Investimento Inicial 1000 US\$/kW			Investimento Inicial 900 US\$/kW			Investimento Inicial 800 US\$/kW		
	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]
<40,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	36	0,3	1,6
40,00 - 50,00	912	8,7	36,9	2781	26,6	107,0	10112	96,6	358,2
50,00 - 60,00	15356	146,8	517,1	20100	192,1	653,6	41304	395,2	1200,9
60,00 - 70,00	39651	376,8	1120,5	47644	453,3	1288,3	85823	773,7	1954,3
70,00 - 80,00	75256	678,6	1710,2	73421	657,6	1617,7	52655	458,6	979,7
80,00 - 90,00	40709	363,0	805,3	50321	430,9	902,5	9296	80,2	159,9
90,00 - 100,00	26510	222,9	450,9	4957	44,1	85,5	780	7,4	12,2
100,00 - 110,00	1226	11,7	20,1	761	7,2	11,9	101	1,0	1,4
110,00 - 120,00	424	4,0	6,4	111	1,1	1,5	45	0,4	0,5
120,00 - 130,00	72	0,7	0,9	25	0,2	0,3	13	0,1	0,1
130,00 - 140,00	35	0,3	0,4	38	0,4	0,4	12	0,1	0,1
140,00 - 150,00	10	0,1	0,1	17	0,2	0,2	2	0,0	0,0
> 150,00	19	0,2	0,2	4	0,0	0,0	2	0,0	0,0

Tabela 5.7 - Valores da releitura do APEB agregados por faixa de custo de energia (US\$/MWh)

(continuação)

Região Centro-Oeste									
Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Investimento Inicial 1000 US\$/kW			Investimento Inicial 900 US\$/kW			Investimento Inicial 800 US\$/kW		
	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]
<40,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
40,00 - 50,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
50,00 - 60,00	0	0,0	0,0	22	0,2	0,8	496	4,7	15,5
60,00 - 70,00	586	5,6	18,4	701	6,7	21,8	4373	41,8	118,7
70,00 - 80,00	2918	27,9	80,2	6690	64,0	174,7	20202	178,8	438,5
80,00 - 90,00	13820	122,4	308,8	19161	168,9	406,9	12501	116,6	251,2
90,00 - 100,00	17156	156,5	353,2	10998	102,2	219,7	5022	48,0	97,6
100,00 - 110,00	7704	73,7	154,0	4957	47,4	96,5	798	7,6	13,2
110,00 - 120,00	853	8,1	14,4	747	7,1	12,4	35	0,3	0,5
120,00 - 130,00	354	3,4	5,9	143	1,4	2,3	34	0,3	0,5
130,00 - 140,00	35	0,3	0,5	31	0,3	0,4	3	0,0	0,0
140,00 - 150,00	31	0,3	0,4	12	0,1	0,2	0	0,0	0,0
> 150,00	7	0,1	0,1	3	0,0	0,0	1	0,0	0,0

Tabela 5.7 - Valores da releitura do APEB agregados por faixa de custo de energia (US\$/MWh)

(continuação)

Região Sudeste									
Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Investimento Inicial 1000 US\$/kW			Investimento Inicial 900 US\$/kW			Investimento Inicial 800 US\$/kW		
	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]
<40,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	9	0,1	0,4
40,00 - 50,00	182	1,8	7,5	387	3,7	15,5	2517	24,0	89,3
50,00 - 60,00	6751	64,5	219,4	11066	105,7	349,6	37278	343,0	1022,1
60,00 - 70,00	39897	361,5	1057,1	50648	441,0	1253,4	78629	648,8	1653,2
70,00 - 80,00	60791	515,9	1308,5	60803	508,3	1243,1	29412	236,6	510,9
80,00 - 90,00	32136	248,6	558,2	25660	200,7	428,2	2834	27,1	51,1
90,00 - 100,00	10140	79,8	163,0	2114	20,2	37,2	741	7,0	11,9
100,00 - 110,00	1352	12,9	22,5	714	6,8	11,5	169	1,6	2,3
110,00 - 120,00	248	2,4	3,7	177	1,7	2,5	42	0,4	0,5
120,00 - 130,00	94	0,9	1,3	45	0,4	0,6	10	0,1	0,1
130,00 - 140,00	37	0,3	0,5	23	0,2	0,3	0	0,0	0,0
140,00 - 150,00	11	0,1	0,1	2	0,0	0,0	2	0,0	0,0
> 150,00	2	0,0	0,0	2	0,0	0,0	1	0,0	0,0

Tabela 5.7 - Valores da releitura do APEB agregados por faixa de custo de energia (US\$/MWh)

(continuação)

Região Sul									
Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Investimento Inicial 1000 US\$/kW			Investimento Inicial 900 US\$/kW			Investimento Inicial 800 US\$/kW		
	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]
<40,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
40,00 - 50,00	115	1,1	4,4	724	6,9	26,4	5028	42,8	149,4
50,00 - 60,00	6774	59,5	202,9	19349	154,9	489,4	41078	350,5	1021,7
60,00 - 70,00	42313	358,1	1031,5	62207	517,1	1430,8	75130	605,1	1544,3
70,00 - 80,00	59401	477,1	1231,7	53435	432,8	1029,9	29797	214,1	484,6
80,00 - 90,00	40899	302,1	699,8	19414	119,2	261,0	5699	33,7	67,1
90,00 - 100,00	7038	46,6	93,6	1604	15,3	29,8	144	1,4	2,3
100,00 - 110,00	250	2,4	4,1	134	1,3	2,1	36	0,3	0,5
110,00 - 120,00	106	1,0	1,7	40	0,4	0,6	6	0,1	0,1
120,00 - 130,00	17	0,2	0,2	11	0,1	0,1	1	0,0	0,0
130,00 - 140,00	4	0,0	0,1	1	0,0	0,0	0	0,0	0,0
140,00 - 150,00	1	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0
> 150,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0

Tabela 5.7 - Valores da releitura do APEB agregados por faixa de custo de energia (US\$/MWh)

(continuação)

BRASIL									
Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Investimento Inicial 1000 US\$/kW			Investimento Inicial 900 US\$/kW			Investimento Inicial 800 US\$/kW		
	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Bruto [GW]	Energia Anual Bruta [TWh/ano]
<40,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	46	0,4	2,1
40,00 - 50,00	1366	13,0	55,1	4198	40,1	160,7	18215	168,8	617,8
50,00 - 60,00	29655	278,1	967,9	51895	466,0	1540,8	122792	1118,6	3344,4
60,00 - 70,00	124783	1124,3	3299,7	163956	1444,4	4074,8	248501	2112,9	5393,0
70,00 - 80,00	202173	1735,9	4433,8	199153	1708,6	4188,0	138005	1144,9	2551,9
80,00 - 90,00	132928	1087,4	2500,4	119666	968,6	2115,8	33344	286,3	590,6
90,00 - 100,00	64382	539,6	1135,0	22033	204,3	419,7	7024	67,1	129,8
100,00 - 110,00	11457	109,5	218,8	6880	65,7	127,5	1299	12,4	20,3
110,00 - 120,00	1846	17,6	29,6	1277	12,2	20,1	160	1,5	2,1
120,00 - 130,00	651	6,2	10,0	269	2,6	3,9	78	0,7	1,0
130,00 - 140,00	141	1,3	1,8	116	1,1	1,5	41	0,4	0,4
140,00 - 150,00	71	0,7	0,9	42	0,4	0,5	4	0,0	0,0
> 150,00	58	0,5	0,6	28	0,3	0,3	5	0,0	0,0

5.3 Alternativas de programas para energia eólica no Brasil

Para que a apresentação de alternativas de programas para energia eólica no Brasil seja consistente é importante que, em primeiro lugar, se faça uma revisão dos motivos para a aplicação de programas em fontes alternativas de energia elétrica – FAE. É diante dos novos paradigmas que envolvem o setor energético mundial e em especial o Brasil que as FAEs de geração renovável apresentam-se como uma forte opção para a expansão do setor energético de geração de eletricidade. Mesmo não sendo competitivas em termo de custos privados quando comparadas com as fontes convencionais, as FAEs de geração renovável apresentam diferenciais que justificam a implementação de políticas de incentivos para que as mesmas sejam inseridas na matriz de geração de energia elétrica. Questões como a diversificação da matriz energética, impactos ambientais e redução dos riscos geopolíticos de fornecimento de combustíveis fósseis têm sido os principais motivos pelos quais as fontes alternativas de energia elétrica renovável estão encontrando justificativa para o desenvolvimento de políticas de P&D além de políticas para sua instalação em larga escala. Uma vez identificadas as características positivas das FAEs na matriz de geração de energia elétrica, a adoção de políticas de incentivos para o seu desenvolvimento justifica-se pelo estágio de não competitividade comparado com as fontes convencionais de energia.

Em especial sobre a energia eólica, a aplicação de políticas de incentivos para sua utilização na geração de energia elétrica no sistema interligado proporciona não só a diversificação do parque gerador de energia elétrica como também, em especial para o caso brasileiro, apresenta características de complementaridade hídrica que a torna atrativa como opção de regulação dos reservatórios em tempos de seca¹⁰⁷. Outras características importantes da energia eólica como a não geração de gases de efeito estufa também confere a esta tecnologia vantagem sobre as opções energéticas para geração de energia com o mínimo de impactos ao meio ambiente. Aliás, através do desenvolvimento tecnológico de ferramentas computacionais, o planejamento de um parque eólico pode ser desenvolvido através da otimização da geração em conformidade com as restrições ambientais locais. De uma forma geral, os impactos ao meio ambiente podem ser minimizados através de um planejamento prévio e simulações computacionais. Além das qualidades de fontes renováveis e da característica complementar com o sistema hídrico da Região Nordeste, o desenvolvimento de um programa de incentivo à fonte eólica pode resultar também em um crescimento da indústria nacional através de medidas de nacionalização conforme já estipulada pelo PROINFA. A criação de um ambiente de mercado favorável para o desenvolvimento de fontes eólicas no Brasil pode atrair indústrias a se estabelecerem no país tanto para o fornecimento de equipamentos para um mercado interno

¹⁰⁷ O efeito da complementaridade hídrico-eólico já foi apresentado no capítulo 4.

quanto para atendimento do mercado mundial. Em suma, o desenvolvimento de um mercado específico para a energia eólica no Brasil pode acarretar em benefícios energéticos sob o ponto de vista da diversificação da matriz de geração de energia elétrica através de fontes renováveis, benefícios econômicos quando do aproveitamento dos recursos para o desenvolvimento da indústria local, e também em benefícios sociais na geração de empregos e novos profissionais envolvidos nas mais diversas áreas de abrangência da energia eólica.

Nesta seção serão apresentadas várias alternativas de programas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil. Para cada uma delas são apresentados os cenários a longo prazo estipulados pela Empresa de Pesquisa de Energia – EPE quando da elaboração do Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015 – PDEE 2006-2015 (EPE, 2006a), do Plano Nacional de Energia 2030 – PNE 2030 (EPE, 2006b) e os principais indicadores do setor eólico no mundo. Após a proposição de cada alternativa de programa para a energia eólica no Brasil, são apresentados resultados com base nas simulações feitas a partir da releitura do APEB através da localização dos potenciais e dos custos associados. Nesta tese, entre as alternativas de programas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, são analisadas aquelas que possuem os seguintes objetivos:

- Redução das emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico;
- Otimização do sistema hidrelétrico;
- Desenvolvimento industrial e regional;
- Aumento da participação de fontes renováveis alternativas na matriz energética.

Finalmente, através da análise dos programas de incentivo baseados nos objetivos acima descritos, são apresentados resultados de localização dos potenciais disponíveis e de custos de geração eólica para cada potencial.

5.3.1 Alternativa 1 – Reduzir as emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico brasileiro.

Como primeira alternativa para um programa de desenvolvimento da geração eólica no Brasil, é analisada aquela que apresenta como principal objetivo a redução das emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico brasileiro no longo prazo. Para o cumprimento deste objetivo, será necessário reduzir a participação da geração termelétrica na matriz de geração de energia elétrica. Desta forma, são utilizados os estudos do PNE 2030 e do PDEE 2006-2015

(EPE, 2006a; EPE, 2006 b), como horizonte de projeção da expansão do setor elétrico.¹⁰⁸ Para esta primeira alternativa de programa de incentivo a energia eólica, os resultados da releitura do APEB são apresentados sob dois critérios: um que identifica os melhores sítios a partir de uma leitura agregada por faixas de velocidades médias anuais do vento; e outro que apresenta os resultados agregados por custos marginais crescentes.

5.3.1.1 Identificação do potencial de instalação de centrais termelétricas a longo prazo

Para a identificação do potencial termelétrico de longo prazo são identificados os potenciais previstos para o período de 2006 a 2030 (através do PDEE 2006-2015 e do PNE 2030) e excluídos os empreendimentos térmicos vencedores dos três leilões de energia nova realizados em 2005 e 2006. Estes empreendimentos, por já apresentarem contratos assinados por um período de 15 anos a partir de 2009, não seriam, então, adicionados ao potencial termelétrico objeto da primeira alternativa de programa de incentivos a energia eólica no Brasil. O resultado do primeiro leilão de Energia Nova realizados em 16 de dezembro de 2005 apresentou resultados que totalizam 2278 MW médios de geração termelétrica que entrariam em operação entre 2008 e 2010 (KIRCHNER, 2006; CCEE, 2007a). Desse total, 61,1% representam a geração termelétrica a partir do gás natural, 24% a partir do carvão, 9,9% a partir de óleo diesel, 4,3% a partir do bagaço de cana de açúcar e 0,8% a partir de óleo combustível (KIRCHNER, 2006). O segundo e terceiro leilões, realizados em 2006, somaram, respectivamente, 654 MW médios e 535 MW médio em empreendimentos de geração termelétrica.

Para o cálculo do perfil da geração termelétrica a partir de 2011 subtraiu-se o potencial estimado para 2015 do total instalado em janeiro de 2006 e os valores contratados durante os três leilões de energia nova. A tabela 5.8 apresenta os valores em potência instalada da geração termelétrica prevista para 2015 que não está comprometida através de contratos firmados pelos leilões de energia nova realizado até o momento.

¹⁰⁸ Estas são as duas projeções oficiais mais recentes do governo brasileiro, para expansão da oferta de eletricidade no médio e no longo prazo. Não cabe a esta tese discutir a qualidades e eventuais deficiências destas projeções. O que se coloca aqui é a questão sobre se há possibilidade de, sendo estas projeções corretas, substituir a termelétricidade prevista por energia eólica.

Tabela 5.8 – Perfil da expansão da geração termelétrica não contratada

Fonte	2006		1º Leilão Energia Nova		2º Leilão Energia Nova		3º Leilão Energia Nova		2015		Total do Período	
	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW
Gás Natural	51	8462	61	2108	2	15	75	606	50	12802	43	1611
Carvão	9	1493	24	827	0	-	0	-	10	2560	6	240
Óleo diesel	9	1493	10	341	31	305	13	105	8	2048	-5	-195
Óleo Comb.	6	996	1	29	57	565	3	24	3	768	-23	-846
Biomassa	-	-	4	147	11	106	9	76	7	1792	39	1463
Nuclear	12	1991	-	-	-	-	-	-	13	3329	36	1338
Importação	13	2157	-	-	-	-	-	-	9	2304	4	147
Total		16592		3452		991		811		25604		3758

(EPE, 2006a; KIRCHNER,2006; CCEE, 2007a, 2007b, 2007c)

Os valores negativos apresentados na última coluna da tabela 5.11 (potência prevista ainda não contratada de empreendimentos termelétricos a óleo combustível e óleo diesel) indicam que as projeções realizadas para 2015 pelo PDEE 2006-2015 já encontram-se defasadas visto a contratação de energia nova a partir das fontes citadas. Desta forma, ao considerar somente a expansão pela inserção de novos projetos termelétricos, a expansão da geração termelétrica para o período de 2011 a 2015 totaliza 4799 MW distribuídos pela geração a gás natural, carvão, óleo diesel, biomassa, nuclear e uma parcela referente à geração importada.

Ao avançar em mais quinze anos, o PNE 2030 (EPE, 2006b) apresenta subsídios para a análise de longo prazo. Desta forma, também foi utilizado o PNE 2030 para estabelecer a expansão da geração termelétrica por mais quinze anos e assim, totalizando um período de vinte anos (2011 a 2030). As tabelas 5.9 e 5.10 mostram as projeções da potência instalada para geração termelétrica no período de 2015 a 2030 e também as regiões brasileiras onde prevê-se ocorrer a expansão.

Tabela 5.9 – Evolução da capacidade instalada da geração termelétrica no período 2015-2030

	2015	2020	2025	2030	Acréscimo 2015-2030
Gás Natural (GW)	13,0	14,0	15,5	21,0	8,0
Centrais Nucleares (GW)	3,3	4,3	5,3	7,3	4,0
Centrais a Carvão (GW)	2,5	3,0	4,0	6,0	3,5
Outras Centrais Térmicas (GW)	3,0	3,0	3,0	3,0	0
Capacidade Instalada (GW)	21,8	24,3	27,8	37,3	15,5

(Fonte:EPE, 2006b)

Tabela 5.10 – Alternativas de geração de energia elétrica para o período de 2015-2030 (MW)

Fontes	Norte	Nordeste	Sudeste^(*)	Sul	TOTAL	%
Hidráulica ^(**)	44000	1100	10000	6200	61300	58,0
PCH	1000	500	4000	1500	7000	6,6
<i>Gás Natural</i>	<i>1000</i>	<i>6000</i>	<i>7000</i>	<i>2000</i>	<i>16000</i>	<i>15,2</i>
<i>Carvão Nac.</i>				<i>4000</i>	<i>4000</i>	<i>3,8</i>
<i>Carvão Importado.</i>		<i>2000</i>	<i>2000</i>		<i>4000</i>	<i>3,8</i>
<i>Nuclear</i>		<i>2000</i>	<i>2000</i>		<i>4000</i>	<i>3,8</i>
Cana		950	3300	500	4750	4,5
Renováveis (T)		300	700	300	1300	1,2
Eólica		2200		1100	3300	3,1
TOTAL	46000	15050	29000	15600	105650	100

(*) Inclui Centro-Oeste

(**) Inclui hidrelétricas binacionais

(Fonte:EPE, 2006b)

Para uma primeira análise da expansão da geração termelétrica é considerada somente aquela que utiliza gás natural e carvão como combustível para geração. Este critério justifica-se pelo grande interesse da utilização dessas tecnologias, em especial a geração a gás natural, como vetor de desenvolvimento energético para o Brasil e pela sua característica de forte participação nas emissões atmosféricas.

A partir da identificação do potencial de expansão da geração térmica a gás natural e a carvão, que seriam objeto de um programa de redução das emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico, são utilizados os resultados da releitura do APEB para identificação da viabilidade da compatibilização¹⁰⁹ de geração térmica/eólica para cada região brasileira foco da expansão termelétrica. As tabelas 5.11 e 5.12 apresentam o potencial termelétrico para o período de 2011 a 2030 e sua distribuição para cada região brasileira. A partir dos dados de custos da geração termelétrica a gás natural e a carvão apresentados no PNE 2030 foram calculados os fatores de capacidade referente aos custos em operação crítica¹¹⁰. Desta forma, os fatores de capacidade utilizados foram de 68,5% para geração a carvão e 56,0% para geração a gás natural.

¹⁰⁹ O termo compatibilização trata-se tão somente da equivalência da energia gerada por ambas as fontes.

¹¹⁰ Os Fatores de Capacidade da geração térmica a gás natural e a carvão apresentam uma faixa extensa de valores (mínimo de 40% para ambas as fontes e o máximo de 80% para carvão e 95% para gás natural). Esta variação dos valores de fator de capacidade inclui a probabilidade do uso da termelétrica como complemento da geração hídrica. Como esta probabilidade é influenciada por várias condicionantes elétricas, climatológicas e de otimização do sistema de transmissão, escolheu-se a utilização dos valores que deram origem aos custos de operação em nível crítico apresentados no PNE 2030.

O total da energia elétrica gerada a partir das termelétricas para o período de 2011 a 2030 não comprometidos em contratos de geração é apresentado na tabela 5.13.

Tabela 5.11 – Evolução da capacidade instalada da geração termelétrica no período 2011-2030 compatível para um programa de redução de emissões no setor elétrico

	2011 – 2015	Acréscimo 2015-2030	2030
Gás Natural (GW)	1,1	8,0	9,1
Centrais Nucleares (GW)	1,3	4,0	5,3
Centrais a Carvão (GW)	0,3	3,5	3,8
Outras Centrais Térmicas (GW) ¹¹¹	0	0	0

Tabela 5.12 – Distribuição regional da capacidade instalada da geração termelétrica no período 2011-2030

Fontes	Norte	Nordeste	Sudeste^(*)	Sul	Brasil
Gás Natural (MW)	570	3410	3980	1150	9100
Carvão Nacional (MW)				1900	1900
Carvão Importado (MW)		950	950		1900
TOTAL (MW)	570	4360	4930	3050	12900

(*) Inclui Centro-Oeste

Tabela 5.13 – Distribuição regional da energia elétrica gerada por termelétrica no período 2011-2030

Fontes	Norte	Nordeste	Sudeste^(*)	Sul	Brasil
Gás Natural (GWh/ano)	2796	16728	19524	5642	44690
Carvão Nacional (GWh/ano)				11400	11400
Carvão Importado (GWh/ano)		5700	5700		11400
TOTAL (GWh/ano)	2796	22428	25224	17042	67490

(*) Inclui Centro-Oeste

A partir do total da energia gerada pela geração termelétrica a gás natural e a carvão (conforme apresentado na tabela 5.13), é possível calcular as emissões de dióxido de carbono evitadas pela substituição da geração termelétrica pela geração eólica. Com perspectiva de 44,7

¹¹¹ Assumiu-se que a categoria de “Outras Centrais Térmicas” seriam referentes a geração termelétrica a partir de óleo combustível e óleo diesel que, pela diferença das previsões apresentadas pelo PDEE 2006-2015, e os contratos já firmados durante os leilões de energia nova, o potencial não contratado que faria parte da análise é nulo.

TWh de energia gerada a partir de gás natural e 22,8 TWh de carvão, poderiam ser evitadas a emissão de aproximadamente 42 milhões de toneladas de CO₂.¹¹²

5.3.1.2 Critério de avaliação 1: Localização dos melhores sítios

A partir dos valores apresentados na tabela 5.13 que indicam uma geração total de 67,5 TWh/ano provenientes de empreendimentos termelétricos, foram utilizados os valores da releitura do APEB para identificar o percentual de utilização do potencial eólico em substituição a geração termelétrica conforme já apresentado.

Como resultado da agregação dos dados da releitura do APEB por faixa de velocidades, indicando assim os melhores sítios em ordem crescente, foi calculada a potência eólica para gerar a energia equivalente a geração termelétrica em cada região brasileira e a área para instalação desta potência. Também foi apresentada a razão entre a área calculada e a área total que envolve o potencial para cada faixa de velocidade média anual. Este valor deve ser considerado quando da análise do quanto do potencial bruto é efetivamente realizável. Os resultados são apresentados nas tabelas 5.14 (valores de cada região brasileira), 5.15 (consolidação para todo o território brasileiro) e 5.16 (valores acumulados para todo o território brasileiro).

Por se tratar de uma avaliação do potencial bruto é importante reforçar que a análise é realizada a partir de bases de dados disponíveis para processamento em ambiente SIG. Para uma análise mais precisa da viabilidade técnica e econômica faz-se necessário um número maior de informações georeferenciadas não disponíveis para as análises realizadas nesta tese. Desta forma, para uma análise mais conservadora, adotou-se que o potencial realizável é equivalente a 10% do potencial bruto calculado pela releitura do APEB (neste caso, 10% dos valores apresentados nas tabelas 5.2 e 5.3 para área disponível, potência e energia gerada).

¹¹² Os valores do cálculo das emissões são baseado nas taxas kg CO₂/MWh adotados pelo Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico – PDEE 2001-2010 estudados por REIS (2001) para o potencial de emissões evitadas no PROINFA. Para a geração termelétrica a partir de gás natural o valor das emissões de CO₂ utilizado é de 446 kg/MWh. Para geração a carvão o valor das emissões de CO₂ utilizado é de 955 kg/MWh (REA, 2006).

Tabela 5.14 – Potência necessária para substituição da geração termelétrica por fonte eólica em cada região brasileira

Velocidade do Vento [m/s]	Região Norte			Região Nordeste		
	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$
6,0 – 6,5	1,2	132	1,5%	9,7	1029	0,9%
6,5 – 7,0	1,1	114	2,6%	8,2	876	1,8%
7,0 – 7,5	0,9	102	4,7%	7,2	766	4,0%
7,5 – 8,0	0,8	90	9,1%	6,4	686	9,6%
8,0 – 8,5	0,8	82	13,2%	6,0	634	26,3%
> 8,5	0,7	73	21,5%	5,6	583	86,4%
Velocidade do Vento [m/s]	Região Sudeste*			Região Sul		
	Potência [MW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$	Potência [MW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$
6,0 – 6,5	10,6	1126	1,1%	6,9	734	0,7%
6,5 – 7,0	9,2	983	2,5%	6,0	643	1,8%
7,0 – 7,5	8,1	869	8,9%	5,4	576	6,8%
7,5 – 8,0	7,3	784	38,5%	4,9	524	40,6%
8,0 – 8,5	6,6	710	AI	4,5	479	AI
> 8,5	6,1	658	AI	4,3	456	AI

(*) Inclui Centro-Oeste

AI – Área Insuficiente

Tabela 5.15 – Potência necessária para substituição da geração termelétrica por fonte eólica para todo o Brasil

Velocidade do Vento [m/s]	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$
6,0 – 6,5	28,9	3075	0,8%
6,5 – 7,0	25,0	2672	2,0%
7,0 – 7,5	22,2	2366	5,8%
7,5 – 8,0	20,0	2131	18,4%
8,0 – 8,5	18,7	1998	54,0%
> 8,5	16,6	1772	AI

AI – Área Insuficiente

Os resultados apresentados na tabela 5.16 mostram que aproximadamente 0,5% de todo o potencial eólico brasileiro de geração de energia elétrica para velocidades superiores a 6,0 m/s

seriam suficientes para substituir toda a geração termelétrica a gás natural e a carvão não contratada nos horizontes apresentados pelo PDEE 2006-2015 e pelo PNE 2030.

Tabela 5.16 – Percentual do potencial eólico para geração de energia equivalente a expansão termelétrica a gás natural e a carvão para o período de 2011 a 2030

Faixa de velocidade [m/s]	Norte	Nordeste	Sudeste ^(*)	Sul	Brasil
>6,0	0,6%	0,5%	0,6%	0,5%	0,5%
>6,5	1,1%	1,0%	1,6%	1,5%	1,3%
>7,0	2,1%	2,4%	6,0%	5,8%	3,8%
>7,5	4,1%	6,3%	25,7%	34,3%	11,8%
>8,0	7,8%	19,5%	PI	PI	36,6%
>8,5	20,8%	PI	PI	PI	PI

(*) Inclui Centro-Oeste

PI – Potencial Insuficiente

Considerando a análise conservadora de que no máximo 10% de todo o potencial eólico bruto brasileiro seria efetivamente realizável, os melhores sítios para o aproveitamento da energia eólica localizam-se nas áreas onde a velocidade média anual varia entre 7,5 a 8,0 m/s nas Regiões Norte e Nordeste e entre 7,0 a 7,5 m/s nas Regiões Sudeste/Centro Oeste e Sul. Para o cumprimento do objetivo apresentado na Alternativa 1, seria necessário cerca de 20,8 GW em projetos eólicos instalados nos melhores sítios identificados acima.

5.3.1.3 Critério de avaliação 2: Distribuição dos custos marginais da energia elétrica produzida

Um outro critério de avaliação da substituição da geração termelétrica pela geração eólica pode ser visto sob o ponto de vista do potencial eólico agregado por custo de geração eólica, apresentado em ordem crescente. Esta avaliação permite identificar os custos adicionais para a substituição da geração térmica pela geração eólica a partir de custos marginais crescentes, conforme apresentado na tabela 5.7.

A partir dos valores apresentados na tabela 5.13, que indicam uma geração total de 67,5 TWh/ano provenientes de empreendimentos termelétricos, foram utilizados os valores da releitura do APEB para identificar o custo da diferença entre a geração eólica e térmica, para o montante de energia apresentado na tabela 5.13 para cada região brasileira.

Como resultado da releitura do APEB por faixa de custos de energia apresentados na tabela 5.7 foi identificado o montante de energia necessário para suprir a energia equivalente da

geração termelétrica a partir dos menores valores de custo da energia gerada. Também foram considerados os critérios conservadores do potencial realizável. Assim, os valores apresentados já apresentam-se como um resultado conservador. Para o cálculo dos custos adicionais resultado da substituição da geração termelétrica pela geração eólica foram utilizados os valores do custo da geração termelétrica apresentado no PNE 2030 para operação em condições médias e em período crítico (tabela 5.17).

Através dos dados apresentados na tabela 5.17 identificou-se que, através de uma análise conservadora do potencial bruto, a energia equivalente da geração térmica poderia ser adquirida a partir da utilização de potenciais eólicos que apresentem custos da energia que variam entre 40 US\$/MWh a 60 US\$/MWh para todas as regiões brasileiras. Também foram realizados cálculos para três níveis de custos de investimento iniciais: 1000 US\$/kW, 900 US\$/kW e 800 US\$/kW. Conforme discutido antes, estes valores, apresentados por SCHAEFFER e SZKLO (2001) e JALAL *et al.* (2006) representam as projeções dos custos da energia eólica no período de 2005 a 2025. Os resultados dos valores da diferença entre os custos da geração eólica e os custos da geração térmica são apresentados na tabela 5.18. Este valor representa o custo adicional sobre a energia gerada, quando esta é substituída pela geração eólica.

Como apresentado na tabela 5.18, algumas configurações de investimento inicial e tipo de operação da unidade termelétrica apresentam valores negativos, mostrando assim que, para as condições apresentadas pelo PNE 2030 para geração termelétrica e as perspectivas de redução nos custos iniciais da energia eólica, existem configurações onde a geração eólica mostra-se mais barata que a geração térmica, principalmente na operação em períodos críticos.

Considerando uma média para todo o Brasil, os custos adicionais para a substituição da geração termelétrica não comprometida com os leilões de energia nova variam entre 1,37 US\$/MWh (período crítico) a 13,90 US\$/MWh (período médio) considerando um investimento inicial de 1000 US\$/kW. A análise da releitura da APEB pelos valores agregados por custo da energia gerada, mostra que é possível encontrar potenciais eólicos que correspondam a valores inferiores aos custos da energia gerada por centrais térmicas a gás natural e a carvão, conforme apresentado no PNE 2030. De uma forma geral, 50% do potencial eólico nas Regiões Brasileiras estão na faixa onde os custos variam entre 40 US\$/MWh e 80 US\$/MWh.

Tabela 5.17 – Valores da geração termelétrica utilizado no PNE – 2030

	Carvão Mineral		Gás Natural
	Nacional	Importado	
Custo de Investimento (US\$/kW)	1600	1600	750
Custo do combustível (US\$/MWh)	16,4 (16,4 US\$/t)	28,8 (64 US\$/t)	40,3 (6,5 US\$/Mbtu)
Custo da Geração (US\$/MWh)¹¹³			
Condições Médias	40,5	49,3	40,4
Período Crítico	44,4	56,8	56,4

(Fonte:EPE, 2006b)

Tabela 5.18 – Valores adicionais para substituição da geração termelétrica pela geração eólica

Δ Custos [US\$/MWh]	Investimento Inicial 1000 US\$/kW		Investimento Inicial 900 US\$/kW		Investimento Inicial 800 US\$/kW	
	Operação Médio	Termelétrica Crítico	Operação Médio	Termelétrica Crítico	Operação Médio	Termelétrica Crítico
Região Norte	12,36	-3,64	10,29	-5,71	6,96	-9,04
Região Nordeste	10,69	-3,15	7,57	-6,27	-3,71	-17,55
Região Sudeste	12,29	-1,79	11,97	-2,10	9,05	-5,03
Região Sul	14,27	6,37	12,99	5,08	5,76	-2,15
BRASIL	13,90	1,37	10,70	1,76	5,07	-9,53

¹¹³ O custo da geração térmica está diretamente relacionado com o conceito de fator de participação das térmicas, em condições médias e em período crítico. É importante observar que o valor do fator de participação está ligado ao custo de operação da térmica, bem como ao valor da água para as usinas hidráulicas em uma dada configuração de sistemas basicamente hidro-térmicos. Uma usina térmica flexível, isto é, uma usina cuja geração de energia não é fixa com custo variável de produção c , somente deve ser posta em operação de base quando o custo marginal de operação do sistema se tornar maior do que c . Simplificadamente, pode-se definir o fator de capacidade em determinada sequência hidrológica, para uma fonte flexível, através da relação entre a duração do tempo em que a fonte é despachada, produzindo energia, e a duração total da particular sequência. Como as sequências hidrológicas são aleatórias, o fator de capacidade em cada uma delas é uma variável também aleatória. Ele relaciona-se diretamente às suas despesas com combustível, quando a usina estiver despachada na base (MACHADO Jr. 2000). Outro indicador estatístico importante de uma fonte térmica flexível é o seu fator de capacidade em períodos críticos. O fator de capacidade em um período crítico ou fator de participação em período crítico da térmica, pode ser definido pela relação entre o tempo em que uma fonte flexível é posta em regime de base, durante o período crítico, e a duração total deste período. O fator de capacidade em um período crítico é igualmente uma variável aleatória, cujo comportamento tem também grande importância, pois está diretamente relacionado com a capacidade de produção garantida (MACHADO Jr. 2000).

5.3.2 Alternativa 2 – Otimização do sistema de UHE.

Como apresentado no Capítulo 4, uma importante característica dos benefícios da utilização da geração eólica no Brasil está no fenômeno de complementaridade hídrico–eólica que ocorre de forma mais caracterizada na Região Nordeste. Este fenômeno, comprovado por simulações feitas por BITTENCOURT *et al.* (1999), a partir de dados reais de medição do vento ao longo do litoral Cearense, mostra que a participação da energia eólica no Nordeste possibilita uma otimização do sistema de hidrelétricas na região, em especial na gestão das hidrelétricas de Sobradinho, Itaparica, Paulo Afonso I, II, III e IV¹¹⁴.

O efeito de complementaridade hídrico–eólica na região nordestina também foi comprovado através dos investimentos vencedores da primeira fase do PROINFA. Segundo CEBOLO (2005), o total da energia gerada a partir de empreendimentos eólicos instalados nos estados nordestinos apresentam comportamento semelhante aos estudos apresentados por BITTENCOURT *et al.* (1999).

Não faz parte do escopo desta tese fazer uma análise mais profunda dos benefícios da complementaridade hídrico–eólica presentes na região nordestina. Uma vez que o APEB não apresenta bases de dados geo-referenciados do potencial eólico para cada mês do ano, não é possível, através da releitura realizada, identificar o efeito da complementaridade. Desta forma, estendendo os critérios utilizados por BITTENCOURT *et al.* (1999) somente para a costa cearense a uma distância máxima de 5 km, o cálculo do potencial eólico será realizado ao longo de toda a costa nordestina a uma distância máxima de 100 km da costa. Este critério também se ratifica no fato de que a localização dos 36 empreendimentos eólicos participantes da primeira fase do PROINFA era próxima à costa nordestina e, segundo CEBOLO (2005), a distribuição da geração mensal de todos os empreendimentos localizados na Região Nordeste apresentam perfil similar àquele apresentado nos estudos de complementaridade apresentados por BITTENCOURT *et al.* (1999). Os resultados do potencial eólico realizável são apresentados nas tabelas 5.19 e 5.20.

¹¹⁴ BITTENCOURT *et al.* (1999) também apresenta estudos de complementaridade hídrico–eólico nos subsistemas Sul e Sudeste. Em ambos os estudos são feitas comparações com a geração eólica em Palmas – PR onde o efeito de complementaridade hídrico – eólica é mais evidenciado no subsistema Sudeste. Por ser uma comparação somente com a geração eólica instalada na cidade de Palmas – PR, novos estudos devem ser realizados para avaliação da complementaridade dos subsistemas Sul e Sudeste com uma faixa maior de localidades de forma a identificar os potenciais eólicos que apresente característica complementares ao sistema hídrico dos dois subsistemas.

Tabela 5.19 – Potencial eólico realizável para todos os estados nordestinos
(até 100 km da costa)

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Fator de Capacidade	Energia Anual Realizável [TWh/ano]
Estado de Alagoas				
6,0 – 6,5	232,8	2,2	27,29%	5,3
6,5 – 7,0	74,0	0,7	31,22%	1,9
7,0 – 7,5	2,3	0,0	36,12%	0,1
7,5 – 8,0	0,8	0,0	41,51%	0,03
8,0 – 8,5	0,0	-	-	-
> 8,5	0,0	-	-	-
Estado da Bahia				
6,0 – 6,5	53,3	0,5	23,94%	1,1
6,5 – 7,0	8,6	0,1	27,66%	0,2
7,0 – 7,5	1,2	0,01	30,01%	0,03
7,5 – 8,0	0,0	-	-	-
8,0 – 8,5	0,0	-	-	-
> 8,5	0,0	-	-	-
Estado do Ceará				
6,0 – 6,5	604,4	5,4	26,95%	12,0
6,5 – 7,0	256,8	2,4	32,08%	6,8
7,0 – 7,5	161,7	1,5	36,66%	5,0
7,5 – 8,0	93,3	0,9	39,82%	3,2
8,0 – 8,5	20,4	0,2	43,15%	0,7
> 8,5	6,5	0,1	46,16%	0,2
Estado do Maranhão				
6,0 – 6,5	229,9	2,2	25,10%	4,9
6,5 – 7,0	125,1	12,0	29,01%	3,1
7,0 – 7,5	42,0	0,4	31,27%	1,1
7,5 – 8,0	15,7	0,1	35,84%	0,5
8,0 – 8,5	18,4	0,2	39,75%	0,7
> 8,5	5,0	0,05	43,26%	0,2
Estado da Paraíba				
6,0 – 6,5	126,3	1,2	26,12%	2,8
6,5 – 7,0	66,9	0,6	28,82%	1,6
7,0 – 7,5	6,7	0,1	32,46%	0,2
7,5 – 8,0	0,5	0,01	36,08%	0,02
8,0 – 8,5	0,0	-	-	-
> 8,5	0,0	-	-	-
Estado de Pernambuco				
6,0 – 6,5	98,1	0,9	25,79%	2,1
6,5 – 7,0	10,3	0,1	29,38%	0,3
7,0 – 7,5	0,0	-	-	-
7,5 – 8,0	0,0	-	-	-
8,0 – 8,5	0,0	-	-	-
> 8,5	0,0	-	-	-

Tabela 5.19 – Potencial eólico realizável para todos os estados nordestinos
(até 100 km da costa) (continuação)

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Fator de Capacidade	Energia Anual Realizável [TWh/ano]
Estado do Piauí				
6,0 – 6,5	49,5	0,5	26,34%	1,1
6,5 – 7,0	27,5	0,3	30,15%	0,7
7,0 – 7,5	5,9	0,1	31,85%	0,2
7,5 – 8,0	0,5	0,01	32,97%	0,02
8,0 – 8,5	0,2	0,002	33,66%	0,01
> 8,5	0,0	-	-	-
Estado do Rio Grande do Norte				
6,0 – 6,5	618,6	5,4	26,18%	12,0
6,5 – 7,0	461,6	3,9	30,50%	10,1
7,0 – 7,5	206,3	2,0	35,37%	6,1
7,5 – 8,0	105,1	1,0	39,52%	3,5
8,0 – 8,5	21,4	0,2	42,75%	0,8
> 8,5	5,1	0,05	43,62%	0,2
Estado de Sergipe				
6,0 – 6,5	299,6	2,9	25,53%	6,4
6,5 – 7,0	53,5	0,5	29,13%	1,3
7,0 – 7,5	8,0	0,1	32,84%	0,2
7,5 – 8,0	0,6	0,01	37,94%	0,02
8,0 – 8,5	0,0	-	-	-
> 8,5	0,0	-	-	-
Região NORDESTE				
6,0 – 6,5	2312,4	21,1	25,92%	47,7
6,5 – 7,0	1084,3	9,8	29,77%	26,1
7,0 – 7,5	434,0	4,1	33,32%	12,9
7,5 – 8,0	216,6	2,1	37,67%	7,3
8,0 – 8,5	60,5	0,6	39,83%	2,2
> 8,5	16,6	0,2	44,34%	0,6

Tabela 5.20 – Potencial eólico realizável acumulado para todos os estados nordestinos
(até 100 km da costa)

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]
Estado de Alagoas			
> 6,0	309,9	3,0	7,3
> 6,5	77,2	0,7	2,0
> 7,0	3,1	0,03	0,1
> 7,5	0,8	0,01	0,03
> 8,0	0,0	-	-
> 8,5	0,0	-	-
Estado da Bahia			
> 6,0	63,1	0,6,0	1,3
> 6,5	9,7	0,1	0,2
> 7,0	1,2	0,01	0,03
> 7,5	0,0	-	-
> 8,0	0,0	-	-
> 8,5	0,0	-	-
Estado do Ceará			
> 6,0	1143,2	10,5	28,0
> 6,5	538,8	5,2	16,0
> 7,0	282,0	2,7	9,2
> 7,5	120,3	1,2	4,2
> 8,0	27,0	0,3	1,0
> 8,5	6,5	0,1	0,3
Estado do Maranhão			
> 6,0	436,1	4,2	10,6
> 6,5	206,3	2,0	5,6
> 7,0	81,1	0,8	2,5
> 7,5	39,2	0,4	1,3
> 8,0	23,4	0,2	0,9
> 8,5	5,0	0,05	0,2
Estado da Paraíba			
> 6,0	200,4	1,9	4,6
> 6,5	74,1	0,7	1,8
> 7,0	7,3	0,1	0,2
> 7,5	0,5	0,01	0,02
> 8,0	0,0	-	-
> 8,5	0,0	-	-
Estado de Pernambuco			
> 6,0	108,5	1,0	2,4
> 6,5	10,3	0,1	0,3
> 7,0	0,0	-	-
> 7,5	0,0	-	-
> 8,0	0,0	-	-
> 8,5	0,0	-	-

Tabela 5.20 – Potencial eólico bruto acumulado para todos os estados nordestinos
(até 100 km da costa) (continuação)

Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]
Estado do Piauí			
> 6,0	83,6	0,8,0	2,0
> 6,5	34,2	0,3,2	0,9
> 7,0	6,7	0,06	0,2
> 7,5	0,7	0,01	0,02
> 8,0	0,2	0,02	0,01
> 8,5	0,0	-	-
Estado do Rio Grande do Norte			
> 6,0	1418,0	12,3	326,7
> 6,5	799,4	7,1	207,6
> 7,0	337,9	3,2	106,2
> 7,5	131,6	1,3	44,9
> 8,0	26,5	0,2	9,7
> 8,5	5,1	0,1	2,0
Estado de Sergipe			
> 6,0	361,6	3,5	7,9
> 6,5	62,0	0,6	1,5
> 7,0	8,5	0,1	0,2
> 7,5	0,6	0,01	0,02
> 8,0	0,0	-	-
> 8,5	0,0	-	-
Região Nordeste			
> 6,0	4124,5	37,9	96,9
> 6,5	1812,1	16,8	49,2
> 7,0	727,7	7,0	23,1
> 7,5	293,7	2,8	10,1
> 8,0	77,1	0,7	2,9
> 8,5	16,6	0,2	0,6

Também foi calculado o valor da energia a partir do potencial eólico nordestino. Como apresentado anteriormente, os adicionais de custos de investimento devido à distância apresentam escala crescente com relação à distância da costa. Pela grande concentração de potenciais de alta qualidade (velocidades superiores a 7,0 m/s) ao longo da costa nordestina espera-se que os custos da energia elétrica produzida pelo vento sejam menores e que a quantidade de energia gerada seja maior. Os valores do custo da energia são apresentados na tabela 5.21 considerando o valor de investimento inicial de 1000 US\$/kW e o total do potencial realizável.

Tabela 5.21– Valores do custo da energia para todos os estados nordestinos (até 100 km da costa)

Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Alagoas			Bahia			Ceará		
	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]
40,00 - 50,00	0	-	-	0	-	-	14	0,1	0,6
50,00 - 60,00	3	0,0	0,1	0	-	-	202	1,9	6,9
60,00 - 70,00	28	0,3	0,8	2	0,0	0,1	237	2,3	6,7
70,00 - 80,00	138	1,3	3,5	16	0,2	0,4	275	2,6	6,5
80,00 - 90,00	135	1,3	2,9	29	0,3	0,6	161	1,5	3,4
90,00 - 100,00	2	0,02	0,04	7	0,07	0,13	233	1,8	3,6
100,00 - 110,00	3	0,03	0,06	5	0,05	0,08	17	0,2	0,3
110,00 - 120,00	0	-	-	1	0,01	0,01	2	0,02	0,04
120,00 - 130,00	0	-	-	2	0,02	0,02	0	-	-
130,00 - 140,00	0	-	-	1	0,01	0,01	0	-	-
140,00 - 150,00	0	-	-	0	-	-	0	-	-
> 150,00	0	-	-	1	0,01	0,01	0	-	-

Tabela 5.21 – Valores do custo da energia para todos os estados nordestinos (até 100 km da costa)

Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Maranhão			Paraíba			Pernambuco		
	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]
40,00 - 50,00	5	0,04	0,2	0	-	-	0	-	-
50,00 - 60,00	48	0,5	1,6	0	0,0	0,0	0	-	-
60,00 - 70,00	75	0,7	2,1	12	0,1	0,3	3	0,03	0,1
70,00 - 80,00	136	1,3	3,4	104	1,0	2,6	30	0,3	0,7
80,00 - 90,00	99	0,9	2,1	70	0,7	1,5	60	0,6	1,3
90,00 - 100,00	17	0,2	0,3	9	0,1	0,2	15	0,1	0,3
100,00 - 110,00	32	0,3	0,5	5	0,05	0,08	1	0,01	0,02
110,00 - 120,00	5	0,05	0,08	0	-	-	0	-	-
120,00 - 130,00	11	0,10	0,15	0	-	-	0	-	-
130,00 - 140,00	3	0,03	0,04	0	-	-	0	-	-
140,00 - 150,00	2	0,02	0,03	0	-	-	0	-	-
> 150,00	3	0,03	0,03	0	-	-	0	-	-

(Continuação)

Tabela 5.21 – Valores do custo da energia para todos os estados nordestinos (até 100 km da costa)

Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Piauí			Rio Grande do Norte			Sergipe		
	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]
40,00 - 50,00	0	-	-	9	0,1	0,4	0	-	-
50,00 - 60,00	0	-	-	165	1,6	5,6	2	0,0	0,1
60,00 - 70,00	16	1,6	0,5	232	2,2	6,7	22	0,2	0,6
70,00 - 80,00	43	4,1	1,0	262	2,5	6,6	132	1,3	3,1
80,00 - 90,00	11	1,0	0,2	514	4,1	9,6	179	1,7	3,6
90,00 - 100,00	13	1,2	0,3	231	1,9	3,7	16	0,2	0,3
100,00 - 110,00	0	-	-	0	-	-	8	0,1	0,1
110,00 - 120,00	0	-	-	4	0,04	0,1	2	0,02	0,03
120,00 - 130,00	0	-	-	0	-	-	0	-	-
130,00 - 140,00	0	-	-	0	-	-	0	-	-
140,00 - 150,00	0	-	-	0	-	-	0	-	-
> 150,00	0	-	-	0	-	-	0	-	-

(Continuação)

Os valores apresentados na tabela 5.22 sumariza a faixa de valores da energia gerada para toda a Região Nordeste. Considerando o potencial total realizável de 45,1 GW gerando 96,9 TWh/ano, o valor médio para o aproveitamento do potencial eólico nordestino segundo os critérios apresentados é de 74,90 US\$/MWh.

Tabela 5.22– Valores do custo da energia para a Região Nordeste (até 100 km da costa)

Faixa de Valores da Energia Gerada [US\$/MWh]	Região NORDESTE		
	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual Realizável [TWh/ano]
40,00 - 50,00	28	0,3	1,2
50,00 - 60,00	420	4,0	14,3
60,00 - 70,00	627	7,4	17,9
70,00 - 80,00	1136	14,6	27,8
80,00 - 90,00	1257	12,2	25,2
90,00 - 100,00	544	5,6	8,8
100,00 - 110,00	73	0,7	1,2
110,00 - 120,00	15	0,2	0,2
120,00 - 130,00	13	0,1	0,2
130,00 - 140,00	4	0,0	0,1
140,00 - 150,00	3	0,0	0,0
> 150,00	4	0,0	0,0

5.3.3 Alternativa 3 – Desenvolvimento industrial e regional.

A terceira alternativa de programa para o desenvolvimento da energia eólica no setor elétrico brasileiro procura focar o fortalecimento da indústria eólica no Brasil e, conseqüentemente, promover o desenvolvimento regional através da criação de empregos e o aquecimento da área de serviços diretos e indiretos relacionados com energia eólica tais como os empregos diretos nas fábricas de turbinas eólicas, nos serviços de instalação, operação e manutenção. Os serviços indiretos também devem ser analisados e contabilizados uma vez que um volume significativo da infra-estrutura industrial periférica pode participar no fornecimento de equipamentos e serviços para a indústria fabricante de turbinas eólicas.

Ao focar um programa para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, através de um ambiente favorável para a instalação de fábricas de turbinas eólicas, este deve criar perspectivas de um mercado estável no longo prazo. Além de um ambiente favorável para o desenvolvimento interno de indústrias eólicas, o ambiente internacional também representa um importante fator para a criação de um ambiente favorável para exportações. O exemplo da Wobben Wind Power

instalada no Brasil desde 1996 mostra que, como subsidiária da Enercon alemã, sua produção estava intrinsecamente relacionada com o mercado europeu, em especial o mercado alemão. Porém, é notório que os investimentos realizados pela Enercon no Brasil através da Wobben resultou vantagens dentro do PROINFA no que diz respeito ao índice de nacionalização dos equipamentos. Assim, é importante que exista um ambiente interno que atraia os fabricantes para se fixarem no Brasil utilizando todo o parque industrial disponível e que também possibilite competitividade diante do mercado externo viabilizando exportações para possíveis mercados externos.

Um programa para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil focado no desenvolvimento industrial pode ser abordado sob diferentes pontos de vista:

- Importação de componentes e montagem local;
- Fabricação de componentes e montagem local;
- Desenvolvimento tecnológico, fabricação e montagem local.

A importação de componentes para montagem local apresenta-se como uma opção de desenvolvimento industrial de rápida implementação, mas de pouca efetividade na criação de empregos e na utilização do parque industrial local como fornecedor de equipamentos e serviços. Apesar de ser mais rápida de se implementar, esta configuração industrial não permite a maximização dos benefícios à sociedade visto sua intrínseca redução de mão de obra e a saída de recursos através de importações. No caso específico da tecnologia eólica, muitos dos componentes de uma turbina eólica (se não em sua totalidade) podem ser fabricados localmente tais como a torre (de aço ou concreto), as pás, os componentes de controle, os componentes elétricos etc. Desta forma, a segunda opção de fabricação de componentes e montagem local mostra-se mais efetiva visto que muitos dos componentes podem ser providos pelo parque industrial brasileiro. Mesmo que alguns componentes representem segredos industriais onde o fornecimento é de exclusividade da empresa matriz, empresas internacionais de turbinas eólicas podem se fixar no Brasil utilizando todo o parque industrial para fornecimento da maioria dos componentes para montagem local. Esta configuração industrial mostra-se mais efetiva tanto na utilização de um número ainda maior de mão de obra seja ela de forma direta ou indireta.

Mesmo não fazendo parte do escopo deste trabalho, políticas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico devem fazer parte de uma estratégia de longo prazo em que a indústria nacional possa absorver novas tecnologias que estejam adequadas para condições especificamente brasileiras. Apesar de o desenvolvimento tecnológico requerer um período de maturação maior, programas de pesquisa e desenvolvimento de turbinas eólicas no Brasil devem ser implementados de forma que a indústria nacional possa absorver e implementar as

adequações necessárias para uma melhor performance diante das características tipicamente brasileiras¹¹⁵.

Uma vez definido qual modelo de desenvolvimento industrial deva ser adotado para incentivo a fábricas de turbinas eólicas, naturalmente a localização destas fábricas deve considerar locais que minimizem os custos de transporte de projetos, além de estar em um ambiente onde o contexto industrial possa suprir as necessidades de fornecimento e qualidade. Regiões que apresentam grandes potenciais eólicos tornam-se, naturalmente, candidatas a receberem tais empresas. Sob este ponto de vista, todo o litoral nordestino apresenta locais potenciais para instalação de fábricas eólicas.

Os critérios de decisão dos investidores de uma fábrica de turbinas eólicas abrangem muito mais informações do que aquelas já apresentadas. Todo um contexto de infra-estrutura e políticas de incentivos fiscais e financeiros se fazem presentes para a tomada de decisão¹¹⁶.

5.3.3.1 A questão da geração de empregos.

Um dos ganhos sociais provenientes da implantação de fábricas de turbinas eólicas é a geração de empregos diretos e indiretos. A criação de empregos pode ser vista em três áreas distintas de uma turbina eólica: sua fabricação, sua instalação e a operação e manutenção que se estende durante toda a sua vida útil. Poucas referências apresentam estudos recentes sobre a relação da potência de uma turbina instalada e a quantidade de empregos associados a esta produção. Valores apresentados por LOPEZ (2001) para fontes renováveis em geral apresenta, para energia eólica, 983 empregos/ano por TWh/gerado somados todos os setores envolvidos. Estudos realizados em 1999 assumem que 17 empregos são gerados para cada MW de turbinas

¹¹⁵ A necessidade de adequação das turbinas eólicas para as condições brasileiras pode ser observada na falta de normas técnicas internacionais que tratam de condições climáticas tipicamente nacionais como salinidade e abrasividade e seus cuidados em turbinas eólicas. A não existência deste assunto na família de normas IEC 61400 – Wind Turbines representa uma lacuna importante para o desenvolvimento de estudos que apontem normas mais específicas para as características climáticas brasileiras. Uma vez que, em um primeiro momento, os projetos eólicos no Brasil tendem a ocupar áreas próximas ao litoral, a avaliação das condições climáticas locais tornam-se de grande pertinência para a manutenção e operação das turbinas eólicas ao longo de sua vida útil.

¹¹⁶ É importante citar que foge ao escopo deste trabalho a identificação de locais que apresentam os melhores incentivos e as melhores condições de infra-estrutura para a instalação de fábricas de turbinas eólicas. Como apresentado no Capítulo 4, a mais importante condição para que fabricantes sejam atraídos para se fixarem no Brasil é o estabelecimento de regras estáveis para o desenvolvimento da energia eólica no longo prazo.

eólicas produzidas ao ano. No setor de instalação, assumem que 5 empregos são gerados para cada MW de turbina instalada. Este total apresenta 22 empregos por MW de turbina envolvidos no setor eólico em geral (RENER, 2000, IEA 2002).

Estudos apresentados pela *European Wind Energy Association* – EWEA mostram que a faixa que envolve o número total de emprego na construção, na instalação e na operação e manutenção de turbinas eólicas varia significativamente para os países da Comunidade Européia (EWEA, 2003a, 2003b, 2004). A tabela 5.23 mostra os número de empregos envolvidos em energia eólica para cinco países europeus com mercados bem distintos entre si. A comparação do número de emprego pela potência eólica é dada pela quantidade instalada em cada um dos países no ano de 2002 somente.

Considerando um valor médio de empregos por MW de turbinas eólicas na Europa tem-se, em média, 5,4 empregos por MW na fabricação de turbinas, 2,3 empregos por MW na instalação e 0,4 empregos por MW para manutenção e operação. Assim, obtêm-se um valor conservador de 8,1 empregos por MW no setor eólico europeu (EWEA, 2004)

A dificuldade para se estimar o número de empregos associados a energia eólica no Brasil passa pela existência de um pequeno mercado que se viu em aquecimento pela publicação do PROINFA, pela implementação de sua primeira fase e que atualmente encontra-se envolto de muitas incertezas sobre seu futuro. Diante das dificuldades do estabelecimento de valores para a relação de empregos no setor eólico para Brasil, em uma primeira estimativa adotou-se os valores apresentados pela EWEA para as médias européias.

Tabela 5.23– Relação de empregos no setor eólico europeu

	2002 (MW)	Empregos Fabricação	#/MW	Empregos Instalação	#/MW	Empregos O&M	#/MW
Alemanha	3646	10439	2,9	5771	1,6	1010	0,3
Espanha	1493	11197	7,5	4500	3,0	966	0,6
Dinamarca	346	6624	19,1	1500	4,3	300	0,9
Reino Unido	90	1150	12,8	800	8,9	50	0,6
França	52	756	14,5	340	6,5	44	0,8

(Fonte:EWEA, 2004)

5.3.3.2 Estimativa do potencial eólico realizável.

Para a análise do potencial eólico brasileiro tomando por foco o desenvolvimento industrial e a geração de empregos, faz-se necessário estabelecer alguns critérios para avaliação dos níveis de demanda de projetos eólicos que sejam atrativos para que fabricantes de turbinas eólicas sejam atraídos para o mercado brasileiro. O primeiro critério utilizado seria o

estabelecimento do valor máximo que um programa de energia eólica pagaria pela energia gerada. Como ponto de partida, foram adotados dois valores limites pagos pela energia. O primeiro seria o valor previsto para energia eólica no PNE 2030 (EPE, 2006 b); e o segundo, um valor inferior a este que também represente a evolução da redução dos custos da energia eólica a longo prazo. O segundo critério estabelece que as fábricas sejam instaladas ao longo do litoral otimizando assim a logística de transportes de turbinas eólicas, além de facilitar o escoamento de produtos para exportação através melhores acessos a portos. Assim, o critério estabelecido de acréscimos ao investimento inicial em função da distância da costa mantém-se válido.

A partir dos dois critérios são identificadas as velocidades médias anuais que atendam o limitante do custo da energia. Uma vez identificado o potencial eólico realizável (aqui considerado como 10% do potencial bruto, conforme já discutido), é calculada a potência total disponível que atenda aos critérios de valores máximos a serem pagos pela energia gerada e o quanto este potencial poderia ser realizado anualmente em um programa de 20 anos de duração.

Como as informações sobre o quanto de potência eólica mínima a ser contratada anualmente seria capaz de atrair fabricantes internacionais para o Brasil envolve segredos industriais, além de serem fortemente influenciadas pela atual indefinição dos “próximos passos” do PROINFA, vários valores díspares são apresentados por fabricantes de turbinas, como um mínimo aceitável¹¹⁷. Pela falta de dados precisos sobre este valor mínimo de atratividade para instalação de fábricas no Brasil, é feita uma comparação com os mercados eólicos alemão e britânico como já intensamente discutido no capítulo 3. A partir dos critérios apresentados, foram calculados os valores do potencial realizável para diversas faixas de velocidade média anual limitado a um custo máximo da energia em dois valores: o primeiro, considerando o valor máximo previsto pelo PNE 2030 de 75 US\$/MWh, e o segundo, dentro da mesma faixa, considerando o valor de 60 US\$/MWh para uma expectativa no longo prazo, considerando-se a redução de custo de investimento. A apresentação do potencial em função de faixas de custos até o limite de 75 US\$/MWh e de 60 US\$/MWh, nada mais é do que uma releitura da tabela 5.7 considerando, então, o potencial realizável. As tabelas 5.24 e 5.25 apresentam os resultados da releitura do APEB dos valores do potencial eólico realizável por faixas de velocidade média anual do vento para os valores máximos de custo de energia de 75 e 60 US\$/MWh, respectivamente. A tabela 5.26 apresenta os valores do potencial eólico realizável por faixas de custos de energia.

¹¹⁷ Em consulta a fabricantes e consultores atuantes em energia eólica no Brasil, o autor desta tese constatou que os valores apresentados não revelam a realidade por falta, principalmente, de definição quanto à manutenção do PROINFA no longo prazo. Desta forma, os valores díspares apresentados refletem tão somente a indefinição do próprio programa no longo prazo e assim não devem ser considerados como único parâmetro de atratividade para fixação de indústrias eólicas no Brasil.

Tabela 5.24 – Valores do potencial realizável por faixa de velocidade média anual do vento
(Custo da energia limitada a 75 US\$/MWh)

Velocidade do Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]
Região Norte			
6,0 – 6,5	66	0,6	1,7
6,5 – 7,0	96	0,9	2,7
7,0 – 7,5	140	1,3	4,3
7,5 – 8,0	94	0,9	3,1
8,0 – 8,5	62	0,6	2,2
> 8,5	34	0,3	1,3
Região Nordeste			
6,0 – 6,5	2041	18,9	50,9
6,5 – 7,0	3375	32,0	91,9
7,0 – 7,5	1884	18,0	57,2
7,5 – 8,0	716	6,8	24,2
8,0 – 8,5	241	2,3	8,8
> 8,5	67	0,6	2,7
Região Centro Oeste			
6,0 – 6,5	37	0,4	1,0
6,5 – 7,0	76	0,7	2,2
7,0 – 7,5	62	0,6	1,9
7,5 – 8,0	8	0,1	0,3
8,0 – 8,5	0	-	-
> 8,5	0	-	-
Região Sudeste			
6,0 – 6,5	2538	21,6	59,4
6,5 – 7,0	2908	26,1	75,9
7,0 – 7,5	945	9,0	28,5
7,5 – 8,0	201	1,9	6,7
8,0 – 8,5	49	0,5	1,8
> 8,5	24	0,2	0,9
Região Sul			
6,0 – 6,5	4500	35,6	96,9
6,5 – 7,0	3269	28,0	80,9
7,0 – 7,5	838	7,5	24,0
7,5 – 8,0	129	1,2	4,3
8,0 – 8,5	17	0,2	0,6
> 8,5	1	0,01	0,02
BRASIL			
6,0 – 6,5	9181	77,1	209,9
6,5 – 7,0	9725	87,9	253,5
7,0 – 7,5	3870	36,5	115,8
7,5 – 8,0	1148	11,0	38,5
8,0 – 8,5	369	3,5	13,5
> 8,5	126	1,2	5,0

Tabela 5.25 – Valores do potencial realizável por faixa de velocidade média anula do vento
(Custo da energia limitada a 60 US\$/MWh)

Velocidade do Vento [m/s]	Área [km ²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]
Região Norte			
6,0 – 6,5	4	0,0	0,1
6,5 – 7,0	4	0,0	0,1
7,0 – 7,5	7	0,1	0,2
7,5 – 8,0	14	0,1	0,5
8,0 – 8,5	34	0,3	1,3
> 8,5	29	0,3	1,2
Região Nordeste			
6,0 – 6,5	23	0,2	0,7
6,5 – 7,0	136	1,3	4,3
7,0 – 7,5	606	5,8	19,7
7,5 – 8,0	566	5,4	19,6
8,0 – 8,5	228	2,2	8,4
> 8,5	67	0,6	2,7
Região Centro Oeste			
6,0 – 6,5	0	-	-
6,5 – 7,0	0	-	-
7,0 – 7,5	0	-	-
7,5 – 8,0	0	-	-
8,0 – 8,5	0	-	-
> 8,5	0	-	-
Região Sudeste			
6,0 – 6,5	47	0,4	1,4
6,5 – 7,0	231	2,2	7,1
7,0 – 7,5	225	2,1	7,3
7,5 – 8,0	124	1,2	4,3
8,0 – 8,5	44	0,4	1,6
> 8,5	23	0,2	0,9
Região Sul			
6,0 – 6,5	21	0,2	0,7
6,5 – 7,0	153	1,5	4,8
7,0 – 7,5	394	3,2	11,1
7,5 – 8,0	103	1,0	3,5
8,0 – 8,5	17	0,2	0,6
> 8,5	1	0,01	0,02
BRASIL			
6,0 – 6,5	95	0,9	2,9
6,5 – 7,0	524	5,0	16,3
7,0 – 7,5	1232	11,2	38,3
7,5 – 8,0	808	7,7	28,0
8,0 – 8,5	324	3,1	12,0
> 8,5	120	1,1	4,8

Tabela 5.26 – Potencial eólico realizável para faixas de custos de energia (valores acumulados)

Faixa de Valores da Energia Gerada US\$/MWh	REGIAO NORTE			REGIÃO NORDESTE			REGIÃO CENTRO-OESTE		
	Área [km²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]
< 40	0	-	-	0	-	-	0	-	-
< 50	16	0,2	0,6	91	0,9	3,7	0	-	-
< 60	93	0,9	3,5	1627	15,5	55,4	0	-	-
< 70	327	3,1	10,7	5592	53,2	167,4	59	0,6	1,8
< 75	491	4,7	15,3	8324	78,7	235,6	184	1,8	5,3
Faixa de Valores da Energia Gerada US\$/MWh	REGIAO SUDESTE			REGIÃO SUL			BRASIL		
	Área [km²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]	Área [km²]	Potencial Realizável [GW]	Energia Anual [TWh/ano]
< 40	0	-	-	0	-	-	0	-	-
< 50	18	0,2	0,8	11	0,1	0,4	137	1,3	5,5
< 60	693	6,6	22,7	689	6,1	20,7	3102	29,1	102,3
< 70	4683	42,8	128,4	4920	41,9	123,9	15580	141,5	432,3
< 75	6666	59,4	173,3	8754	72,5	206,7	24420	217,1	636,2

Conforme apresentado nas tabelas 5.24 e 5.25, os valores realizáveis de potência eólica para os dois níveis de custos estipulados como limitantes totalizam 217,1 GW para valores da energia gerada até 75 US\$/MWh e 29,1 GW para valores da energia gerada até 60 US\$/MWh. Para um programa de 20 anos de duração, o potencial eólico realizável anualmente seria algo entre 1 GW a 10 GW por ano. Conforme já apresentado, no período de 2000 a 2005, a Alemanha instalou, em média, 2050 MW/ano ao mesmo tempo em que o Reino Unido instalou, em média, 150 MW/ano (WWEA,2006, WINDPOWER MONTHLY,2004,2006).

Como já discutido no Capítulo 3, todo o processo envolvido na NFFO e mais tarde pela RO não foram suficientes para atrair fabricantes a se instalarem no Reino Unido. Mesmo o ambiente competitivo como é o sistema de quota implantado na RO e o potencial eólico britânico, considerado como um dos melhores da Europa (TROEN, 1991), não foram suficientes para atrair fabricantes para se instalarem. Por outro lado, o fortalecimento da indústria eólica alemã pode ser visto tanto no suprimento do mercado interno, nos investimentos em desenvolvimento tecnológico e também na expansão das exportações. A taxa de aproximadamente 2 GW/ano tem sido suficiente para a manutenção e expansão da indústria alemã.

Dados os valores apresentados de 1 GW/ano a 10 GW/ano para um programa de energia eólica de 20 anos de duração priorizando custos de produção de energia elétrica entre 60 US\$/MWh e 70 US\$/MWh, estes apresentam-se suficientes para atrair empresas a se fixarem no Brasil. Por exemplo, valores inferiores a 1GW/ano também já vêm atraindo fabricantes de turbinas eólicas a se instalarem em países fora da Europa e Estados Unidos. O exemplo da Índia tem se destacado primeiramente pela potência instalada que 2005 totalizou 4430 MW (WWEA, 2006) e que, no período de 2000 a 2005, a taxa de instalação anual de turbinas eólicas foi de aproximadamente 530 MW/ano. Segundo a *Indian Wind Turbine Manufacturers Association – IWTMA* (2007) e SIEG (2006), a Índia já apresenta diversas indústrias fabricantes de turbinas eólicas instaladas e em território indiano tais como Neg Micon, Enercon, GE, Vestas, Suzlon entre outras locais de menor porte. A indústria eólica indiana comercializa modelos de turbinas eólicas que variam entre 250 kW até modelos na faixa de 2 MW. O mercado indiano além de atrair os maiores fabricantes de turbinas eólicas no mundo também proporcionou que indústrias locais também participassem do mercado interno.

Dentro desta perspectiva, um programa específico de incentivo a energia eólica no longo prazo garantindo uma taxa mínima de 1 GW/ano atrairia investidores a se instalarem no Brasil. Como consequência deste programa, segundo as estatísticas apresentadas pela indústria européia, a indústria eólica poderia absorver aproximadamente 8100 empregos diretos na manufatura, na instalação e na operação e manutenção de turbinas eólicas.

5.3.4 Alternativa 4 – Aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na matriz energética.

A quarta alternativa de programa para o desenvolvimento da energia eólica no setor elétrico brasileiro enfatiza a maior participação de fontes alternativas renováveis na matriz energética nacional em substituição às fontes convencionais, como as centrais termelétricas, as grandes centrais hidrelétricas e centrais nucleares. Esta alternativa também representa a necessidade de uma maior diversificação das fontes geradoras de energia elétrica. Segundo PEREIRA, *et al.* (2004) a necessidade de se diversificar a matriz energética mundial deve-se por diversas razões incluindo a própria garantia de suprimento, a mitigação dos impactos ambientais globais e regionais e a diversificação das fontes de suprimento. Esta preocupação é materializada em diversas iniciativas multilaterais, regionais e nacionais que justificam uma presença maior das FAEs de geração renovável na matriz de geração de energia elétrica.

Trata-se aqui, como se percebe, de se tentar recuperar os objetivos originais do PROINFA, ainda que, conforme foi discutido nesta tese, este objetivo não seja tão preciso quanto os outros propostos neste capítulo (redução de emissão de gases de efeito estufa, otimização do sistema hidrelétrico, desenvolvimento industrial). Na verdade, é mister reconhecer que se trata de um objetivo mais genérico, menos preciso, o aqui discutido, que pode, na falta de uma melhor definição, inviabilizar o incentivo à energia eólica. Em termos práticos, enquanto o primeiro objetivo leva à substituição total da geração termelétrica de base fóssil não contratada por energia eólica, este último objetivo leva à substituição parcial de todas as fontes convencionais de geração de energia elétrica na matriz brasileira.

Como regra geral, para análise da alternativa 4, são utilizadas as perspectivas de participação das fontes renováveis originalmente estabelecido para a segunda fase do PROINFA de que 10% de toda a demanda de energia elétrica seria suprida pelas fontes renováveis de energia elétrica participantes do programa. Conforme já apresentado no Capítulo 4, o alcance da meta se daria com a inclusão anual de 15% da nova demanda anual por fontes renováveis de energia elétrica participantes do PROINFA.

Considerando-se uma divisão igualitária em energia gerada entre as três fontes participantes do PROINFA (eólica, PCH e biomassa) como meta, a energia eólica seria responsável por 3,3% da demanda de energia elétrica brasileira atendendo anualmente a 5% do incremento da expansão da oferta de energia.¹¹⁸

¹¹⁸ Os resultados apresentados na primeira fase do programa e nos leilões de energia nova mostram que a energia de biomassa já apresenta custos competitivos que a qualificaram para participação e ganho nas chamadas aos leilões. Desta forma, a divisão entre as três fontes pode não ser efetivamente realizada,

As projeções de demanda de energia elétrica no Brasil são dadas pelo PNE 2030 (EPE, 2006b). Para a caracterização dos cenários nacionais, o estudo apresentado pelo PNE 2030 (EPE, 2006b) utiliza quatro projeções de cenários mundiais para 2030:

- Otimista – A : Caracteriza-se pela tendência mundial de “Mundo Uno” onde a administração das forças¹¹⁹ e das fraquezas¹²⁰ do Brasil são realizadas de forma eficaz. Quadro geral: País potencializa suas forças, reduz fraquezas e aproveita o ótimo cenário mundial;
- Intermediário 1 - B1 : Caracteriza-se pela tendência mundial de “Arquipélago” onde a administração das forças e fraquezas do Brasil são realizadas de forma eficaz. Quadro geral: Cenário mundial é bom e o país se reforça e reduz fraquezas;
- Intermediário 2 - B2 : Caracteriza-se pela tendência mundial de “Arquipélago” onde a administração das forças e fraquezas do Brasil são realizadas de forma pouco eficaz. Quadro geral: Cenário mundial é bom mas o país tem dificuldades em administrar forças e fraquezas;
- Pessimista - C : Caracteriza-se pela tendência mundial de “Ilha” onde a administração das forças e fraquezas do Brasil são realizadas de forma pouco eficaz. Quadro geral: País tem dificuldades em administrar forças e fraquezas e cenário mundial é ruim.

Tomado por ponto de partida o ano de 2010, são utilizados os valores de projeção do consumo total de energia elétrica para as trajetórias de alta, baixa e de referência apresentados no PDEE 2006-2015 (EPE, 2006a) e assim, calculada a diferença de energia elétrica anual para se alcançar as projeções de cada um dos cenários apresentados pelo PNE 2030. A figura 5.3 apresenta a projeção do consumo de eletricidade para o período de 2000 a 2030 e a tabela 5.27 apresenta os valores do incremento anual da demanda de eletricidade.

visto que a biomassa encontra-se com custos competitivos e desta forma não necessitaria sempre (ou para qualquer projeto) de programas específicos para seu desenvolvimento.

¹¹⁹ As “forças” colocadas no PNE 2030 fazem referência às vantagens comparativas de grande mercado com elevado potencial de crescimento, abundância de biodiversidade e de recursos naturais, potencial de energia renovável não aproveitado a baixos custos relativos e setores da economia com alta competitividade (ex: setores agropecuário, setores da indústria de insumos básicos como siderurgia e celulose) (EPE, 2006b)

¹²⁰ As “fraquezas” colocadas no PNE 2030 fazem referências à importantes obstáculos a serem superados tais quais os gargalos de infra-estrutura, a concentração excessiva da renda, a aplicação da regulação ambiental conflituosa, mão de obra com baixa qualificação, mercado de crédito de longo prazo pequeno e de alto custo em relação ao mercado mundial, violência e insegurança social nos grandes centros urbanos (EPE, 2006b).

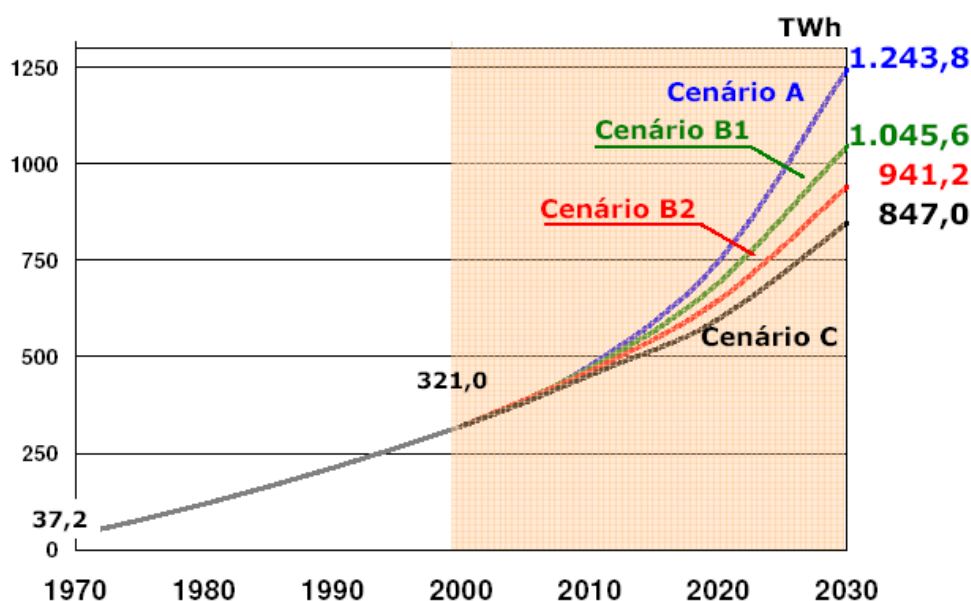


Figura 5.3 - Projeção do consumo final de eletricidade (Fonte: EPE, 2006b)

Tabela 5.27 – Participação da energia eólica para os diversos cenários do PNE 2030

TWh	Eletricidade 2010 – PDEE TWh	Eletricidade 2030 – PNE TWh	Diferença 2010 – 2030 TWh	3% Energia Eólica TWh	Total Energia Eólica TWh ¹
Cenário A	489,7	1243,8	754,1	22,6	24,4
Cenário B1	483,5	1045,6	562,1	16,9	18,6
Cenário B2	483,5	941,2	457,7	13,7	15,5
Cenário C	462,1	847,0	384,9	11,5	13,3

Nota 1 – Este valor representa a soma da energia elétrica gerada pela energia eólica a partir dos cenários do PNE 2030 e o total de energia contratada na primeira fase do PROINFA

(Fonte: EPE, 2006a,2006b; CEBOLLO, 2005)

5.3.4.1 Critério de avaliação 1: Localização dos melhores sítios

A partir dos valores apresentados na tabela 5.27 que indicam o total da geração eólica para os quatro cenários de expansão da geração da energia eólica, foram utilizados os valores da releitura do APEB para identificar o percentual de utilização do potencial eólico bruto em substituição à geração convencional de energia elétrica (geração térmica, hidrelétrica e nuclear).

A partir do resultado da releitura do APEB por faixa de velocidades, indicando assim os melhores sítios em ordem crescente, foi calculada a potência eólica para gerar a energia

equivalente apresentada na tabela 5.27 para cada região brasileira e a área equivalente para tal geração. Também foi calculada a razão entre a área calculada e a área total equivalente ao potencial bruto para averguação se o sítio identificado está dentro da faixa estipulada como potencial realizável. É importante lembrar que, o critério de potencial realizável é dado por 10% do potencial bruto o que, neste caso, limita-se a potenciais que apresentam a razão entre área necessária e área total valores inferiores a 10% .

Os melhores sítios eólicos podem ser identificados através da tabela 5.28 que apresenta os potenciais realizáveis para cada região brasileira condicionados a cada projeção de mercado apresentados no PNE 2030 (EPE, 2006b). A tabela 5.29 apresenta a consolidação das informações de potencial realizável para cada região sob cada uma das projeções apresentadas no PNE 2030 (EPE, 2006b). Os dados referente ao potencial eólico para todo o Brasil são apresentados na tabela 5.30.

Os melhores sítios que atendem os objetivos e critérios descritos na Alternativa 4 para todo o território brasileiro podem ser identificados como aqueles que apresentam velocidades médias anuais entre 7,5 e 8,0 m/s para as projeções dos Cenários A e B1. Para as projeções de Cenários B2 e C, os melhores sítios são aqueles que apresentam velocidade média anual entre 8,0 e 8,5 m/s. Os melhores sítios apresentados para cada cenário são suficientes para suprir toda a demanda de energia proveniente de energia eólica conforme os critérios originais da segunda fase do PROINFA, como já apresentado.

Tabela 5.28 – Potência necessária para substituição da geração convencional por fonte eólica em cada região brasileira

CENÁRIO A – Expansão da Geração 2015 - 2030	Velocidade do Vento [m/s]	Região Norte			Região Nordeste		
		Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$
	6,0 – 6,5	10,0	1050	12,1%	9,7	1103	0,9%
	6,5 – 7,0	8,7	909	20,3%	8,3	886	1,8%
	7,0 – 7,5	7,8	811	37,3%	7,2	758	3,9%
	7,5 – 8,0	6,8	714	72,6%	6,5	679	9,5%
	8,0 – 8,5	AI	AI	AI	6,0	629	26,1%
	> 8,5	AI	AI	AI	5,5	581	86,2%
		Região Sudeste*			Região Sul		
	6,0 – 6,5	9,7	1166	0,9%	9,1	1196	1,1%
CENÁRIO B1 – Expansão da Geração 2015 - 2030	6,5 – 7,0	8,5	926	2,0%	8,0	926	2,6%
	7,0 – 7,5	7,5	787	7,2%	7,2	801	9,4%
	7,5 – 8,0	6,8	718	33,4%	6,5	685	53,0%
	8,0 – 8,5	AI	AI	AI	AI	AI	AI
	> 8,5	AI	AI	AI	AI	AI	AI
	Velocidade do Vento [m/s]	Região Norte			Região Nordeste		
		Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$
	6,0 – 6,5	7,5	785	9,0%	7,3	825	0,7%
	6,5 – 7,0	6,5	680	15,2%	6,2	663	1,3%
	7,0 – 7,5	5,8	606	27,9%	5,4	566	2,9%
	7,5 – 8,0	5,1	534	54,3%	4,9	508	7,1%
	8,0 – 8,5	4,7	484	77,6%	4,5	470	19,5%
	> 8,5	AI	AI	AI	4,1	434	64,4%
		Região Sudeste*			Região Sul		
	6,0 – 6,5	7,3	872	0,6%	6,8	894	0,8%
	6,5 – 7,0	6,4	692	1,5%	6,0	693	2,0%
	7,0 – 7,5	5,6	588	5,4%	5,4	599	7,1%
	7,5 – 8,0	5,1	537	24,9%	4,9	513	39,7%
	8,0 – 8,5	AI	AI	AI	AI	AI	AI
	> 8,5	AI	AI	AI	AI	AI	AI

(*) Inclui Centro-Oeste
AI – Área Insuficiente

Tabela 5.28 – Potência necessária para substituição da geração convencional por fonte eólica em cada região brasileira (continuação)

CENÁRIO B2 – Expansão da Geração 2015 - 2030	Velocidade do Vento [m/s]	Região Norte			Região Nordeste		
		Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$
	6,0 – 6,5	6,1	636	7,3%	5,9	669	0,6%
	6,5 – 7,0	5,3	551	12,3%	5,0	537	1,1%
	7,0 – 7,5	4,7	491	22,6%	4,4	459	2,4%
	7,5 – 8,0	4,1	433	44,0%	3,9	412	5,7%
	8,0 – 8,5	3,8	393	62,9%	3,6	381	15,8%
	> 8,5	AI	AI	AI	3,3	352	52,2%
		Região Sudeste*			Região Sul		
	6,0 – 6,5	5,9	707	0,5%	5,5	725	0,6%
CENÁRIO C – Expansão da Geração 2015 - 2030	6,5 – 7,0	5,2	561	1,2%	4,9	561	1,6%
	7,0 – 7,5	4,6	477	4,4%	4,3	486	5,7%
	7,5 – 8,0	4,1	435	20,2%	4,0	415	32,2%
	8,0 – 8,5	4,0	420	85,2%	AI	AI	AI
	> 8,5	AI	AI	AI	AI	AI	AI
	Velocidade do Vento [m/s]	Região Norte			Região Nordeste		
		Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$
	6,0 – 6,5	5,1	534	6,1%	5,0	562	0,5%
	6,5 – 7,0	4,4	462	10,3%	4,2	451	0,9%
	7,0 – 7,5	4,0	413	19,0%	3,7	385	2,0%
	7,5 – 8,0	3,5	363	36,9%	3,3	346	4,8%
	8,0 – 8,5	3,2	330	52,8%	3,1	320	13,3%
	> 8,5	2,8	300	88,4%	2,8	295	43,8%
		Região Sudeste*			Região Sul		
	6,0 – 6,5	5,0	593	0,4%	4,6	608	0,5%
	6,5 – 7,0	4,3	471	1,0%	4,1	471	1,3%
	7,0 – 7,5	3,8	400	3,7%	3,6	408	4,8%
	7,5 – 8,0	3,5	365	17,0%	3,3	349	27,0%
	8,0 – 8,5	3,4	352	71,5%	AI	AI	AI
	> 8,5	AI	AI	AI	AI	AI	AI

(*) Inclui Centro-Oeste
AI – Área Insuficiente

Tabela 5.29 – Localização dos melhores sítios para cada região brasileira
(relação entre potencial necessário e potencial bruto)

Velocidade do Vento [m/s]	CENÁRIO A	Região Norte			Região Nordeste			
		CENÁRIO B1	CENÁRIO B2	CENÁRIO C	CENÁRIO A	CENÁRIO B1	CENÁRIO B2	CENÁRIO C
6,0 – 6,5	-	8,8%	7,1%	6,1%	0,9%	0,7%	0,6%	0,5%
6,5 – 7,0	-	-	-	-	1,8%	1,3%	1,1%	0,9%
7,0 – 7,5	-	-	-	-	3,9%	2,9%	2,4%	2,0%
7,5 – 8,0	-	-	-	-	9,3%	7,0%	5,7%	4,8%
		Região Sudeste*			Região Sul			
6,0 – 6,5	0,8%	0,6%	0,5%	0,4%	1,1%	0,8%	0,6%	0,5%
6,5 – 7,0	1,9%	1,4%	1,2%	1,0%	2,6%	2,0%	1,6%	1,3%
7,0 – 7,5	6,9%	5,2%	4,2%	3,5%	9,3%	7,0%	5,7%	4,7%

(*) Inclui Centro-Oeste
AI – Área Insuficiente

Tabela 5.30 – Potência necessária para substituição da geração
convencional por fonte eólica para todo o Brasil

Velocidade do Vento [m/s]	CENÁRIO A			CENÁRIO B1		
	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$	Potência [GW]	Área [km ²]	$\frac{\text{Área}}{\text{ÁreaTotal}(v)}$
6,0 – 6,5	9,7	1162	0,31%	7,2	854	0,2%
6,5 – 7,0	8,4	920	0,68%	6,3	671	0,5%
7,0 – 7,5	7,4	789	1,93%	5,6	570	1,4%
7,5 – 8,0	6,7	701	6,05%	5,0	505	4,4%
8,0 – 8,5	6,3	659	17,79%	4,7	464	12,5%
> 8,5	5,6	586	46,42%	4,2	428	33,9%
	CENÁRIO B2			CENÁRIO C		
6,0 – 6,5	5,9	704	0,19%	4,9	591	0,2%
6,5 – 7,0	5,1	558	0,41%	4,3	468	0,3%
7,0 – 7,5	4,5	478	1,17%	3,8	401	1,0%
7,5 – 8,0	4,1	425	3,67%	3,4	357	3,1%
8,0 – 8,5	3,8	399	10,78%	3,2	335	9,1%
> 8,5	3,4	355	28,14%	2,8	298	23,6%

5.3.4.2 Critério de avaliação 2: Distribuição dos custos da energia elétrica produzida

Um outro critério de avaliação para substituição da geração convencional pela geração eólica pode ser visto sob o prisma do custo marginal crescente da geração eólica. A partir dos valores apresentados nas tabelas 5.28, 5.29 e 5.30 que indicam o total de energia elétrica proveniente para os quatro cenários de expansão do setor elétrico, foram utilizados os valores da releitura do APEB para identificar o custo adicional na substituição da geração convencional pela geração eólica. Para a identificação do valor da energia proveniente das fontes convencionais em 2030 foram utilizados os valores dos custos da energia apresentados pelo PNE 2030 (EPE, 2006b) para térmicas a gás natural, carvão nacional e importado e geração termonuclear. Os valores utilizados para grandes hidrelétricas são aqueles apresentados por JALAL *et al.* (2006). A tabela 5.31 apresenta os valores para operação média e operação crítica para todas as fontes convencionais.

Tabela 5.31 – Valores da energia gerada por fontes convencionais

Fonte Convencional	Operação Média (US\$/MWh)	Operação Crítica (US\$/MWh)
Grandes Hidrelétricas ¹	47,63	47,63
Térmicas a Gás Natural	40,40	56,40
Térmicas a Carvão Nacional	40,50	44,40
Térmicas a Carvão Importado	49,30	56,80
Nuclear	50,10	51,80

Nota 1 – Os valores da energia elétrica de grandes hidrelétricas foram calculados tomando por base valores apresentados por JALAL *et al.* (2006) considerando custos iniciais de investimento (800 US\$/kW), fator de capacidade (53,5%), O&M (2,3 US\$/MWh), vida útil (60 anos), tempo de construção (7 anos) e taxa de juros (12%).

(Fonte: EPE, 2006b, JALAL *et al.* 2006)

A partir da configuração da matriz energética para 2030 segundo o PNE 2030 apresentados nas figuras 5.4 e 5.5 e os fatores de capacidade médio para as fontes convencionais (hidrelétrica - 53,5% (JALAL *et al.* 2006); termo nuclear: 80% (JALAL *et al.* 2006); térmica a gás natural - 56%; térmica a carvão 68%¹²¹) foram calculados os valores da energia convencional em operação média e em operação crítica. Em operação com nível médio, o valor médio da energia proveniente de fontes convencionais é de 46,85 US\$/MWh enquanto que em operação a nível crítico o valor médio é de 48,97 US\$/MWh.

¹²¹ Os valores apresentados são justificados pelos mesmos motivos já apresentados durante a seção 5.3.1.1 sobre a alternativa de substituição das termelétricas pela geração eólica.

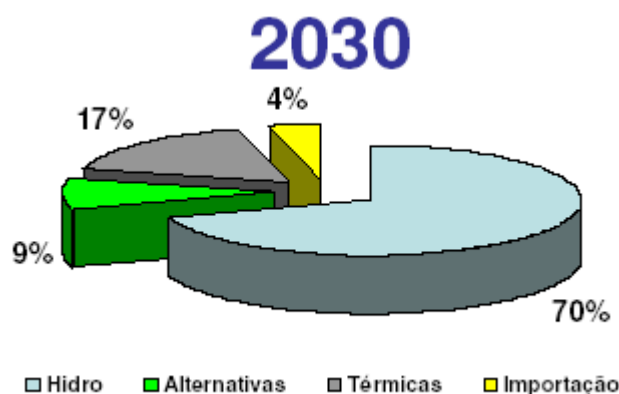


Figura 5.4– Expansão da matriz de geração de energia elétrica (2030)
(Fonte: EPE, 2006b)

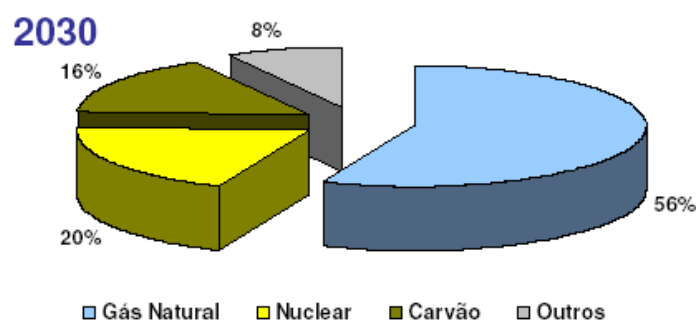


Figura 5.5 – Composição do parque termelétrico (2030)
(Fonte: EPE, 2006b)

Com resultado da releitura do APEB por faixa de custos de energia apresentados na tabela 5.7, foi identificado o montante de energia necessário para suprir a energia equivalente do *mix* de geração, a partir dos menores valores de custo da energia eólica gerada. Também foram considerados os critérios conservadores do potencial realizável. Através dos dados apresentados na tabela 5.29, identificou-se que, através de uma análise conservadora do potencial bruto, a energia equivalente da geração térmica poderia ser adquirida a partir da utilização de potenciais eólicos que apresentem custos de geração que variam entre 40 US\$/MWh a 70 US\$/MWh para todas as regiões brasileiras. Também foram realizados os cálculos para três níveis de custos de investimento iniciais: 1000 US\$/kW, 900 US\$/kW e 800 US\$/kW segundo estudos apresentados por SCHAEFFER e SZKLO (2001) e JALAL *et al.* (2006). Os resultados dos valores da diferença entre os custos da geração eólica e os custos da geração convencional são apresentados nas tabelas 5.31 e 5.32. Este valor representa o custo adicional sobre a energia elétrica gerada por fontes convencionais quando esta é substituída pela geração eólica conforme os critérios apresentados na Alternativa 4.

Tabela 5.32 – Valores adicionais para substituição parcial do *mix* de geração pela geração eólica para cada região

Δ Custos (US\$/MWh)		Investimento Inicial 1000 US\$/kW		Investimento Inicial 900 US\$/kW		Investimento Inicial 800 US\$/kW	
		Operação de Geração Médio	Critico	Operação de Geração Médio	Critico	Operação de Geração Médio	Critico
Cenário A	Região Norte	24,99	24,78	18,04	17,92	11,82	11,60
	Região Nordeste	8,55	0,52	5,87	-1,74	-0,82	-8,85
	Região Sudeste	14,44	10,04	7,81	3,41	4,53	0,13
	Região Sul	13,36	10,43	8,85	5,93	3,63	0,71
Cenário B1	Região Norte	20,78	20,57	14,90	14,77	6,54	6,32
	Região Nordeste	8,33	0,29	5,87	-1,74	-0,83	-8,86
	Região Sudeste	13,07	8,67	7,58	3,18	3,19	-1,21
	Região Sul	11,11	8,19	8,46	5,54	3,05	0,12
Cenário B2	Região Norte	16,89	16,67	11,98	11,85	1,65	1,44
	Região Nordeste	8,12	0,08	5,87	-1,74	-0,84	-8,88
	Região Sudeste	11,80	7,40	7,37	2,97	1,96	-2,45
	Região Sul	9,03	6,11	8,09	5,17	2,50	-0,42
Cenário C	Região Norte	12,95	12,73	9,03	8,91	-3,29	-3,50
	Região Nordeste	7,91	-0,13	5,87	-1,74	-0,85	-8,89
	Região Sudeste	10,52	6,12	7,15	2,75	0,70	-3,70
	Região Sul	6,93	4,01	7,73	4,80	1,96	-0,97

Tabela 5.33 – Valores adicionais para substituição parcial do *mix* de geração pela geração eólica para todo o Brasil

Δ Custos (US\$/MWh)		Investimento Inicial 1000 US\$/kW		Investimento Inicial 900 US\$/kW		Investimento Inicial 800 US\$/kW	
		Operação de Geração Médio	Critico	Operação de Geração Médio	Critico	Operação de Geração Médio	Critico
Cenário A		7,30	4,97	1,08	-1,25	-1,85	-4,18
Cenário B1		7,00	4,67	-1,32	-3,65	-1,87	-4,20
Cenário B2		6,73	4,39	-1,80	-4,14	-1,88	-4,21
Cenário C		6,44	4,11	-1,80	-4,14	-1,89	-4,23

Como apresentado na tabela 5.32, algumas configurações de investimento inicial de projetos eólicos e tipo de operação da unidade termelétrica apresentam valores negativos, mostrando assim que, para as condições apresentadas pelo PNE 2030 para geração convencional de energia elétrica e as perspectivas de redução nos custos iniciais da energia eólica, existem

configurações onde a geração eólica mostra-se mais barata que o *mix* de geração por fonte convencional, principalmente em regime crítico.

5.4 Análise comparativa dos mecanismos e os objetivos de programas para energia eólica no Brasil

Após a apresentação das alternativas de programas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, também é realizada uma análise comparativa dos mecanismos de incentivo a FAEs de geração renovável conforme apresentado nos Capítulos 2 e 3, e os quatro objetivos apresentados neste capítulo.

Após a apresentação dos resultados da releitura do APEB diante dos quatro grandes objetivos apresentados nas seções anteriores, deve ser feita a avaliação de qual mecanismo está mais adequado para cada um dos objetivos apresentados. A seleção do mecanismo mais adequado, conforme o objetivo do programa de incentivo à energia eólica, é realizada a partir dos resultados da análise teórica (vide Capítulo 2) e das experiências práticas realizadas na Alemanha e Reino Unido (vide Capítulo 3). Os dados apresentados da releitura do APEB mostram que, para as quatro alternativas de programas, existe potencial eólico suficiente no Brasil para a execução de qualquer um dos objetivos, com valores que até mesmo no longo prazo apresentam vantagens em comparação com as fontes convencionais de geração de energia elétrica.

A primeira alternativa de programa para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil que objetiva a redução de gases de efeito estufa no setor elétrico brasileiro, através da substituição das térmicas previstas pelo PDEE e pelo PNE 2030, apresenta características que indicam o mecanismo de incentivo baseado no sistema de Cota/Certificados Verdes como mais adequado.

Com efeito, ao considerar a substituição das termelétricas a gás natural e a carvão, a melhor forma do mercado de energia elétrica absorver esta substituição está na adoção de um sistema mais competitivo. Desta forma, o melhor mecanismo que se aproxima de um mercado competitivo é o Sistema de Cota/Certificados Verdes. Apesar do Sistema de Leilões ser mais agressivo em um ambiente competitivo, os resultados apresentados no Reino Unido mostraram que este mecanismo apresentou-se ineficiente no que diz respeito a implementação efetiva de projetos eólicos. Além disso, os poucos países que utilizam o Sistema de Leilão tendem a migrar ou para o Sistema de Cotas/Certificados Verdes ou para o Sistema *Feed-In*.

No caso do Sistema de Cota/Certificados Verdes, apesar da possibilidade de formação de um mercado paralelo na comercialização dos certificados verdes, ele também permite a

formação de um mercado competitivo que leva, em princípio, ao custo mínimo. Além disso, o valor da tarifa é determinado pelo mercado e não de forma administrativa. Todo mecanismo do Sistema de Cota/Certificados Verdes apresentado no Capítulo 2 e na experiência britânica mostram que a transição teve como objetivo a redução dos impactos ao consumidor e sob esta ótica o Sistema de Cota/Certificados Verdes também se apresenta como opção para a primeira alternativa de programa para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

Contudo, ao conjugar em um mesmo programa dois objetivos distintos: a redução das emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico através da substituição da geração termelétrica (Alternativa 1) e a do desenvolvimento industrial e regional (Alternativa 3), o Sistema de Cotas/Certificados Verdes não seria o mais adequado, conforme mostra a experiência britânica que não conseguiu alavancar um parque industrial de turbinas eólicas em seu território. Desta forma, para uma melhor realização dos dois objetivos, o Sistema *Feed-In* apresenta-se como melhor opção para um programa de desenvolvimento da energia eólica no Brasil. Como apresentado neste capítulo e exaustivamente apresentado no Capítulo 3, a fixação de empresas de energia eólica se dá através de políticas de longo prazo que adotam o *Sistema Feed-In* como principal mecanismo de desenvolvimento de energia eólica. A experiência internacional mostra que, para o desenvolvimento industrial e regional através de indústrias eólicas, é fundamental o estabelecimento de regras claras para políticas de longo prazo. A fixação de uma indústria eólica está fortemente direcionada e condicionada com o mercado interno e este deve prover as condições de confiabilidade a longo prazo.

Como já descrito anteriormente, o Sistema *Feed-In* cria uma estabilidade financeira para o investidor, ao garantir a compra da energia por um período pré-determinado, sendo os riscos financeiros minimizados (ou protegidos através dos contratos de compra e venda de energia a um prêmio ou preço pré-determinados). Este ambiente garante um aumento de capacidade no curto prazo e também traz segurança para o estabelecimento de indústrias, geração de emprego e desenvolvimento regional. Em um programa a longo prazo é importante que o sistema *Feed-In* não se estenda por um período muito longo. Desta forma, conforme apresentado no Capítulo 2, é importante que uma vez que o mercado se estabeleça e se fortifique ao longo de um período, este possa migrar para um sistema mais competitivo. A harmonização dos Sistemas *Feed-In* e Cota/Certificados Verdes pode ser uma opção a longuíssimo prazo onde haveria a transição entre os sistemas garantindo assim a evolução para um mercado mais competitivo.

A segunda alternativa de programa para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil objetiva a otimização do sistema hidrelétrico através do efeito de complementaridade hídrico – eólica. Este efeito de complementaridade seria o equivalente a uma reserva de capacidade da UTE, contribuindo para reforçar a energia firme das hidrelétricas. Considerando exclusivamente o efeito de reforçar a energia firme como uma substituição da termelétrica, o mecanismo utilizado seria o mesmo que aquele apresentado como primeiro objetivo de programa de

desenvolvimento da energia eólica no Brasil (Sistema de Cota/Certificados Verdes). Mas, ao considerar que o efeito da complementaridade hídrico–eólica no Brasil tem como objetivo complementar a geração hídrica com uma fonte também renovável, o desenvolvimento da energia eólica deve caracterizar-se não pela competição entre as fontes convencionais, mas sim pela apresentação de um programa de longo prazo que garanta um crescimento contínuo do uso da tecnologia em locais onde o efeito de complementaridade seja efetivamente comprovado. Desta forma, pelas razões já expostas, o Sistema *Feed-In* apresenta características de um rápido crescimento no curto prazo, possibilitando, assim, um melhor reforço da energia firme das hidrelétricas também no curto prazo.

Finalmente, a terceira alternativa de programa para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil objetiva o aumento da participação de fontes renováveis alternativas na matriz energética, através da aplicação das regras originais para a segunda fase do PROINFA. Apesar das características de quotas anuais e metas pré-estabelecidas para a segunda fase do PROINFA, o Sistema de Cota/Certificados Verdes não seria o melhor mecanismo a ser aplicado, em função principalmente dos índices de nacionalização estabelecidos para as fontes renováveis participantes do programa. Desta forma, o Sistema *Feed-In* torna-se o mais adequado, diante das garantias apresentadas aos investidores de compra de energia no longo prazo e, também, da segurança para que indústrias se estabeleçam no Brasil para participação do mercado, cumprindo os índices de nacionalização pré-estabelecidos pelo programa.

Uma consideração importante sobre o desenvolvimento no longo prazo da energia eólica no Brasil é a possibilidade de harmonização dos Sistemas *Feed-In* e Cotas/Certificados Verdes. Como discutido no Capítulo 2, o Sistema *Feed-In* seria utilizado para o fortalecimento do mercado eólico e amadurecimento tecnológico (como ocorreu na Alemanha). No longo prazo, haveria a transição do Sistema *Feed-In* para o Sistema de Cota/Certificados Verdes, possibilitando a continuidade do desenvolvimento da energia eólica em um ambiente mais competitivo, para redução dos custos de geração inicialmente aplicados.

Finalmente, os resultados das quatro alternativas de programas específicos para a geração eólica no Brasil estão sumarizados na figura 5.6.

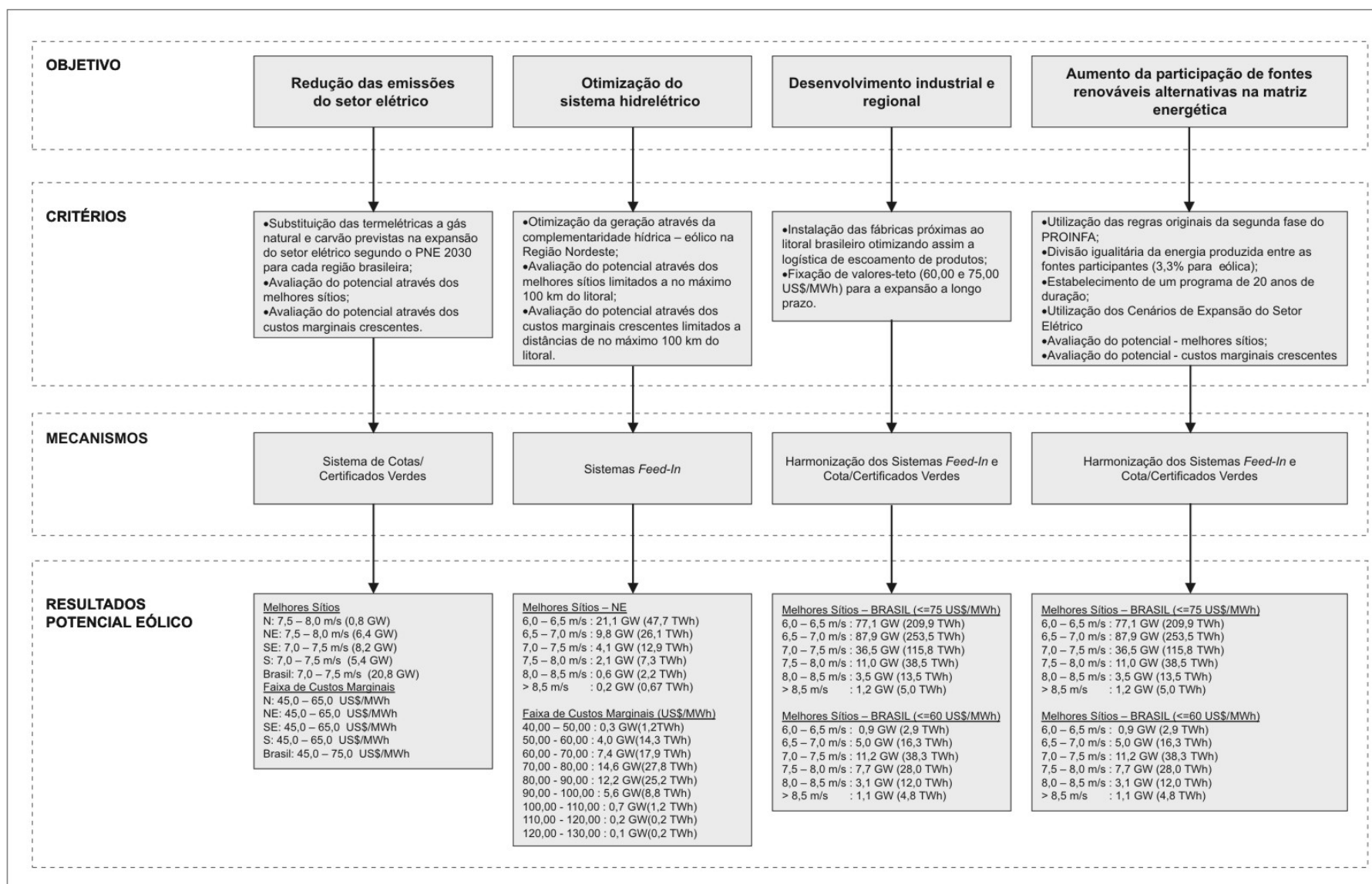


Figura 5.6 – Resumo das quatro alternativas de programas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

De uma forma geral, este trabalho cumpriu sua finalidade ao indicar e quantificar propostas de possíveis estratégias, conforme diferentes critérios, para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, a partir da segunda fase do PROINFA. Através de uma análise teórica e de avaliação da experiência internacional associada aos principais mecanismos de desenvolvimento de FAEs em especial aquelas de geração renovável, este trabalho apresentou vantagens e limitações de cada um dos mecanismos implementados em mercados distintos de geração de energia elétrica. A partir de então, foi possível propor alternativas de programas para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

A hipótese fundamental desta tese é que o incentivo a uma FAE, especialmente a energia eólica, que se encontra ainda em amadurecimento no Brasil, deve enfatizar as razões porque esta FAE deve ser inserida no sistema elétrico. Neste sentido, o incentivo exige um certo grau de especificidade em relação à tecnologia incentivada.

Assim, a aplicação de políticas públicas para o desenvolvimento de FAEs de geração renovável justifica-se em suas peculiaridades e nas barreiras que as mesmas devem superar diante do mercado convencional de geração de eletricidade. Conforme já apresentado, a característica das FAEs de geração renovável apresenta-se como uma importante opção para diversificação da matriz de geração de eletricidade mundial, principalmente diante das mudanças climáticas globais e dos impactos ambientais. Esta preocupação já tem apresentado resultados diversos em vários países que aplicam políticas específicas de desenvolvimento de FAEs de geração renovável desde o início da década de noventa.

Com efeito, a Alemanha, com o objetivo de disseminar FAEs de geração renovável, utilizou-se do Sistema *Feed-In* para promover o desenvolvimento dessas fontes, garantindo um valor de compra da energia e possibilitando maior estabilidade para o investidor na geração renovável. Desde o início da década de noventa, a adoção do Sistema *Feed-In* incentivou o contínuo crescimento do mercado eólico alemão, onde, no final de 2006, 20.622 MW (27,8% do mercado eólico mundial ao final daquele ano) de empreendimentos eólicos estavam em operação. O Sistema *Feed-In* implantado na Alemanha também possibilitou o crescimento da indústria local, tornando-a competitiva tanto no mercado interno quanto no mercado externo, a geração de aproximadamente 64.000 empregos diretos e indiretos em 2004 e a forte presença de turbinas eólicas de origem alemã no mercado mundial. Por outro lado, a política de incentivo aplicada no Reino Unido não obteve resultados tão significativos. De fato, o Sistema de Leilão

inicialmente adotado e o Sistema de Cota/Certificados Verdes implantado em um segundo momento, não consolidaram as metas estipuladas. Como resultado do Sistema de Leilão, aplicado inicialmente, somente 22% de todos os projetos vencedores das diversas chamadas para participação de leilões em todo o Reino Unido encontravam-se operando em 2005 (DTI, 2006). Ainda com o objetivo de promover o desenvolvimento das FAEs de geração renovável minimizando os impactos tarifários, o Reino Unido adotou o sistema de Cotas/Certificados Verdes que se encontra em vigor até o momento. Desde o início da década de noventa, os dois mecanismos promoveram um crescimento descontínuo no mercado eólico Britânico onde, ao final de 2005, 1.353 MW de empreendimentos eólicos estavam em operação. Os Sistemas de Leilão e Cota/Certificados Verdes não ofereceram suporte para a instalação de fábricas de turbinas eólicas de grande porte para o mercado interno e os empregos gerados desde então somam um total de aproximadamente 4000 postos de trabalho, diretos e indiretos.

Não se trata, de modo algum, de “importar” políticas de sucesso e propô-las como solução para o caso brasileiro. Todos os resultados apresentados servem tão somente para a identificação das vantagens e limitações dos possíveis mecanismos a serem implantados, para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil. É desta forma que a escolha dos mecanismos deve ser fundamentada pelos objetivos que justificam a implantação de políticas públicas específicas para a energia eólica. De forma alguma o desenvolvimento da energia eólica no Brasil deva ser realizado “a qualquer custo” ou “de qualquer maneira”, mas sim através de critérios claros que possibilitem um planejamento eficiente no longo prazo (eficiente e transparente).

É importante notar que qualquer política energética de incentivo a uma fonte primária de energia representa uma transferência de renda da sociedade e/ou do consumidor final para o produtor de eletricidade, como foi visto no Capítulo 2. Logo, os benefícios privados e sociais desta transferência devem estar claros, explícitos, dentro dos objetos de um programa para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil. Tal programa deve ser planejado para o longo prazo, de forma coerente com seus objetivos. Como o Capítulo 4 mostrou, parte importante dos obstáculos enfrentados pelo PROINFA se deve às incertezas sobre a segunda fase deste Programa. Estas incertezas comprometem até mesmo um objetivo ainda não tão preciso para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

Iniciativas como a adoção dos Valores Normativos, o uso dos benefícios da CCC para geração renovável em substituição ao diesel utilizado nas centrais descentralizadas do Sistema Isolado, o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, criado pela Resolução nº 24/2001 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE (WACHSMANN, 2003; OLZ, 2003), o PCH.COM (ELETROBRÁS, 2005) entre outros marcaram o desenvolvimento das fontes renováveis de energia elétrica no Brasil durante a segunda metade da década de noventa e início do século XXI. Estes mecanismos não foram suficientes para promover um crescimento contínuo de projetos em energia eólica, uma vez que seus objetivos não se

basearam na perspectiva de longo prazo e em objetivos precisos de implantação e desenvolvimento da energia eólica no país.

Por exemplo, como esta tese discutiu, o PROINFA, em sua concepção, procurou inserir no plano de expansão da geração de energia elétrica fontes renováveis, promovendo a diversificação da matriz e, em especial para fonte eólica, a complementaridade sazonal com o sistema hídrico. Mesmo com a grande apresentação de projetos de eólicos em sua primeira fase, o programa mostrou-se ineficiente na adoção do Sistema *Feed-In*. É neste momento que, durante a perspectiva de revisão da regulamentação da segunda fase do programa, novas propostas de políticas podem ser feitas, de modo a minimizar os efeitos negativos no longo prazo do sistema *Feed-In*. Apesar de o período de indefinição da segunda fase do PROINFA ser útil para novas propostas de continuidade do Programa, este mesmo período, pela sua extensão, tem se caracterizado como uma barreira para a continuidade do Programa. Conforme apresentado por MOLLY (2005), este espaço temporal entre a contratação dos projetos na primeira fase do PROINFA e a definição da segunda fase (que até o momento encontra-se indefinido) tem contribuído para o crescimento das incertezas quanto à continuidade do Programa na contratação de novos projetos.

Outra fonte de grande controvérsia sobre o futuro do PROINFA está no Novo Modelo do Setor Elétrico que, sustentado pelo tripé formado por regras estáveis, segurança e modicidade tarifária, apresentou novos rumos para as FAEs de geração renovável. Segundo o novo modelo, as fontes devem competir entre si pelo menor preço, caracterizando, assim, um sistema de leilão onde todas as fontes competem pelo menor preço. Diferentemente do Sistema de Leilão apresentado no Capítulo 2 que prevê a competição entre projetos de mesma fonte de geração, o sistema proposto pelo Novo Modelo penaliza aquelas FAEs de geração renovável que apresentam maiores custos privados de geração, mais especificamente a energia eólica para o caso do PROINFA. Como apresentado no Capítulo 4, é possível estabelecer critérios compatíveis com as restrições de impactos tarifários e a adoção do sistema de leilão. As simulações realizadas nesta tese mostraram que, mesmo com estas restrições, é possível um crescimento lento e gradativo das fontes renováveis na matriz energética brasileira, desde que o sistema de leilão seja revisto para um modelo seletivo por fontes e que outras características das fontes participantes (em especial, a complementaridade do sistema eólico com sistema hídrico) sejam analisadas, como possibilidades estratégicas para a diversificação das fontes geradoras de energia elétrica.

Finalmente, as incertezas quanto ao futuro do PROINFA produz várias especulações sobre a definição do mercado interno no longo prazo e o fortalecimento da indústria local de turbinas eólicas, para atendimento dos índices originais de nacionalidade de equipamentos. Este ambiente de incertezas também influencia a conclusão da primeira fase visto que, até o momento, somente uma empresa de turbinas eólicas encontra-se instalada no território nacional.

Desta forma, nesta tese, foram apresentadas alternativas de programas de longo prazo para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, conforme objetivos bem definidos no longo prazo. Estes objetivos são os *espelhos* das razões para incentivar a energia eólica no Brasil. Entre as alternativas de programas foram analisadas aquelas que possuem os seguintes objetivos:

- Redução das emissões do setor elétrico;
- Otimização do sistema hidrelétrico;
- Desenvolvimento industrial e regional;
- Aumento da participação de fontes renováveis alternativas na matriz energética.

A partir da releitura do Atlas Eólico (APEB), foi possível localizar, para cada programa caracterizado pelos objetivos acima descritos, os potenciais eólicos disponíveis e a avaliação dos custos de geração eólica para cada potencial. Foi possível constatar que, para cada programa caracterizado pelos objetivos acima descritos, existe potencial eólico suficiente no Brasil. Também foi possível constatar que, segundo as projeções de redução de custo da energia eólica mundialmente e as projeções do setor elétrico apresentadas pelo PDEE 2006 – 2015 (EPE, 2006a), e pelo PNE 2030 (EPE, 2006b), o custo adicional de implementação de um programa específico para energia eólica, para algumas configurações, mostra-se negativo.

Em resumo, os resultados apresentados para os quatro objetivos de programa de desenvolvimento da energia eólica no Brasil mostraram a viabilidade deste possível programa:

- Para o primeiro objetivo (redução das emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico), identificou-se que o Sistema de Cota/Certificados Verdes mostra-se mais adequado para o caso brasileiro, sendo propostas a substituição total das novas unidades termelétricas previstas pelo PNE 2030 que não foram contratadas pelos Leilões de Energia Nova pela geração eólica; neste caso, a meta de potencial eólico a ser instalado variou entre 18,7 GW a 28,9 GW.
- Combinando-se os objetivos de otimização do sistema hidrelétrico e desenvolvimento industrial e regional, identificou-se que o sistema *Feed-In* apresenta-se mais adequado. Neste caso, a meta de potencial eólico a ser instalado variou entre 15,5 GW (mínimo valor apresentado para o desenvolvimento industrial no Nordeste) e 65,4 GW (máximo valor apresentado para otimização através da complementaridade hídrico-eólica). Considerando somente o desenvolvimento industrial e regional em todo o Brasil, a meta de potencial eólico a ser instalado variou entre 29,1 GW (para custos da energia

gerada inferiores a 60 US\$/MWh) e 217,1 GW (para custos da energia gerada inferiores a 75 US\$/MWh).

- Finalmente, para o objetivo de aumentar a participação de fontes renováveis alternativas na matriz energética brasileira, o sistema *Feed-In* mostra-se mais adequado no curto prazo; já, no longo prazo, é possível haver uma harmonização dos Sistemas *Feed-In* e Cota/Certificados Verdes. Neste caso, a meta de potencial eólico a ser instalado variou entre 3,2 GW (Cenário C do PNE 2030) e 9,7 GW (Cenário A do PNE 2030)

Destarte, a tese cumpriu seu objetivo apresentando alternativas de programas de incentivos à energia eólica, definindo objetivos claros, localizando os potenciais eólicos mais favoráveis, além também de apresentar os valores adicionais da aplicação dos programas. Uma primeira avaliação, mesmo que ainda preliminar, mostra que um objetivo de complementação hídrico-eólico mostra-se bastante adequado para o Brasil e deveria ser razão primeira a ser perseguida através de um programa de incentivo. Para tal, torna-se de extrema importância uma melhor avaliação deste efeito na gerência da geração hidrelétrica e nas oportunidades dos múltiplos usos da água. De uma forma geral, é possível agregar vários objetivos em um único programa de incentivo para energia eólica no Brasil onde regras realmente estáveis possam formar um cenário favorável de longo prazo.

Espera-se que este trabalho possa fornecer subsídios para os tomadores de decisão sobre a continuidade do uso da energia eólica na matriz de geração de energia elétrica brasileira, através de mecanismos que melhor atendam aos objetivos estipulados para este fim.

Em continuidade ao trabalho de tese apresentado, são propostos estudos complementares de auxílio ao desenvolvimento da energia eólica no Brasil. São eles:

Primeiro: Diante da metodologia utilizada na releitura do APEB, vários outros bancos de dados devem ser englobados em uma análise via SIG. Desta forma, informações de logísticas como o estado das principais estradas de acesso, a localização das subestações e linhas de transmissão, taxas de ocupação entre outras informações devem ser inseridas no ambiente SIG de forma a possibilitar uma análise mais acurada da viabilidade econômica de projetos eólicos no Brasil. SILVA (2006) mostra que a condição das estradas de acesso influencia significativamente nos investimentos iniciais de um projeto eólico visto principalmente a necessidade de infra-estrutura para o transporte das turbinas eólicas. Um exemplo da possibilidade da utilização de um banco de dados mais abrangente para análise de viabilidade econômica de projetos eólicos foi apresentado por SÁ (2006). O sistema SIG apresentado abrange toda a Região Nordeste e, através de cruzamentos de bancos de dados, é possível realizar uma análise localizada do potencial eólico e seu custo para diversos modelos de turbinas

eólicas disponíveis no mercado. Com a disponibilidade de um banco de dados maior e o desenvolvimento de metodologias específicas para a utilização de um número maior de informações disponíveis, a análise do potencial eólico poderá ser realizada tanto em nível local (pequenos sítios) como em nível mais abrangente como a análise em macro-regiões.

Segundo: Dando continuidade aos estudos apresentados por BITTENCOURT *et al* (1999), é importante que novas análises sejam feitas no que diz respeito ao efeito de complementaridade hídrico–eólica para as demais regiões brasileiras. Uma vez que o sistema de gerenciamento dos recursos hídricos é um sistema complexo, a valoração do efeito de complementaridade hídrico–eólica também deve ser realizada de forma compatível com as metodologias utilizadas pelo setor elétrico para valoração da energia gerada pelas hidrelétricas. De uma forma geral, deve-se valorar a água não só pela geração de energia elétrica mas também pelas múltiplos usos da água em diversos setores como agricultura, saneamento, etc.

Terceiro: Uma importante avaliação deve ser realizada de modo a identificar o potencial da aplicação da energia eólica em sistemas descentralizados de geração de energia através da utilização de pequenas turbinas eólicas (não superiores a 10 kW de potência por exemplo). Além da geração de energia elétrica também de ver avaliado a utilização da energia eólica para bombeamento de água através de cata-ventos. Além da identificação dos potencial eólico para utilização específica para bombemanto de água, o estudo de mecanismos mais adequados e mais robustos para a utilização em regiões remotas apresenta-se como uma importante opção para o abastecimento de água em regiões remotas.

Quarto: A análise dos diversos instrumentos aplicados nos diversos estágios de amadurecimento tecnológico de fontes alternativas de energia (figura 2.19) levanta uma importante questão sobre em qual estágio a energia eólica encontra-se no Brasil atualmente. Um importante estudo deve ser realizado de modo a identificar as linhas prioritárias de desquisas e desenvolvimento da tecnologia eólica de forma a possibilitar seu uso não só na geração de enregia elétrica mas também na utilização para bombeamento de água, identitcando as regiões potenciais e os locais de maior necessidade do uso deste benefício.

Quinto: Um importante estudo que deve ser realizado para o desenvolvimento da energia eólica no Brasil é uma avaliação do funcionamento das turbinas eólicas no perfil de regime de vento tipicamente brasileiro. O estudo de perfis de pás adaptados aos perfis típicos de velocidade do vento no Brasil torna-se de grande relevância visto uma maior eficiência na geração de energia elétrica. Também com relação a tropicalização das turbinas eólicas para as condições brasileiras, estudos devem ser realizados de forma a identificar ações de salinidade e abrasividade tão características da costa brasileira. Deve-se verificar a compatibilidade das normas internacionais com relação às condições climatológicas típicas brasileiras de modo a garantir o máximo de vida-útil dos equipamentos durante a implementação de programas a longo prazo. Este estudo deve interessar tanto aqueles fabricantes que desejam se instalar no

Brasil quanto os investidores de modo a reduzir seus níveis de manutenção pela ação climatológica.

Sexto: Uma vez que ainda não existe definição para a segunda fase do PROINFA, recomendam-se novos estudos de possíveis configurações de participação da energia eólica na matriz de geração de energia elétrica e seus impactos nas projeções do sistema elétrico brasileiro. É importante que se identifiquem novos objetivos e que se avalie a operacionalidade e o impacto nos curto e longo prazos. É importante lembrar que, como apresentado no Capítulo 4, a condição para que fabricantes sejam atraídos para se fixarem no Brasil é o estabelecimento de regras transparente para o desenvolvimento da energia eólica no mercado interno a longo prazo.

Sétimo: Como toda a análise apresentada no Capítulo 5 foi realizada através da releitura do APEB assumindo que o potencial realizável era de 10% de todo o potencial bruto apresentado na releitura, recomenda-se que estudos sejam realizados para determinar, com mais precisão, a relação entre o potencial bruto e o potencial efetivamente realizável. Através de um conhecimento mais detalhado de cada região brasileira, novas metodologias poderão ser apresentadas de forma a melhorar o conhecimento do potencial eólico efetivamente realizável, tanto sob o ponto de vista técnico quanto do ponto de vista econômico. De certa forma, esta proposta é uma extensão da primeira, visto que, para uma melhor precisão nos resultados, recomenda-se a inclusão no ambiente SIG de bancos de dados cujos temas influenciam a viabilidade técnica e econômica de projetos de geração eólica.

BIBLIOGRAFIAS

Bibliografia – Capítulo 1

INTRODUÇÃO

- BARBALHO, A.R., BARBALHO, M.H., 1987. *Energia e Desenvolvimento no Brasil*. Ed. Memória da Eletricidade, Rio de Janeiro, 1987
- BIRDLIFE, 2002. *Wind farms and Birds: An analysis of the effects of wind farms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site selection issues*. Arquivo disponível na internet via: http://www.coe.int/t/e/Cultural%5FCo%2Doperation/Environment/Nature%5Fand%5Fbiological%5Fdiversity/Nature%5Fprotection/sc22_inf30erev.pdf. Arquivo consultado em Janeiro de 2007
- BITTENCOURT, R.M., *et al.* 1999. “Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementaridade entre os Regimes Hidrológico e Eólico”, In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, 1999, Foz do Iguaçu, GPL-17.
- BROOKS, D., KEY, T., FELTON, L., 2005. “Increasing the value of wind generation through integration with hydroelectric generation”. In: *Power Engineering Society General Meeting*, 2005. IEEE
- CAMPBELL, C. J., 2005. *Oil Crisis*. ISBN 0906522390 ed. multi-science publishing
- CARVALHO, L.C. e SZWARC, A., 2001. “Understanding the Impact of Externalities, Case Studies Brazil. International Development”. *Seminar on Fuel Ethanol*, Washington D.C.
- CARVALHO, P. 2003. *Geração Eólica*. ISBN 85-7485-039-X. Imprensa Universitária, Fortaleza, CE
- CEBOLO, A.S., 2005, “Comercialização com Fonte de Energia Eólica”. In Encontro Internacional de Energia Eólica, Natal, RN.
- CHESF-BRASCEP, 1997. “De cataventos a aerogeradores: o uso do vento”. In *Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologia. Energia Eólica*. V.1, Rio de Janeiro, 1997.
- CHEVALIER, J. M., 2004. *Lese Grands Bataills de L’Energie*. Ed. Folio Actual Paris
- CUSTÓDIO, R.S., 2002. *Parâmetros de Projeto de Fazendas Eólicas e Aplicação Específica no Rio Grande do Sul*. Dissertação de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS Fac. de Engenharia, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica.
- DEWI, 1996. “Environmental Aspects and Acceptance of Wind Energy”. In: *ELDORADO Summer School*. Wilhelmshavenm, Germany, 1996

- DEWI, 1998. *Energia Eólica*. Wilhelmshavenm, Germanhy, 1998. (Documento traduzido pela ELETROBRÁS)
- DUTRA, R.M., TOLMASQUIM, M.T., 2002. “Estudo de Viabilidade Econômica para Projetos Eólicos com Base no Novo Contexto do Setor Elétrico”. In: *IX CONGRESSO BRASIELRIO DE ENERGIA*, 2002, Rio de Janeiro.
- ELETROBRÁS, 2005. *Programas PCH-COM*. Disponível na Internet em http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_SSH-COM/funcionamento.asp Arquivo consultado em Setembro de 2005
- ELLIOTT, D. 1997. *Energy, Society and Environment: Technology for a Sustainable Future*. ISBN 0415145066 ed. Routledge (UK)
- ELLIOTT, D. 2003. *Energy, Society and Environment*. ISBN 0415304857 ed. Routledge (UK)
- EMD, 2006. WindPRO v2 – *Quick Guide and Module Description*. Arquivo disponível pela internet via http://www.emd.dk/files/UK_WindPRO2.5_med%20forside.pdf. Arquivo consultado em janeiro de 2007.
- EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA, 1997. *A Plan for Action in Europe - Wind Energy: The Facts*. European Commission - Directorate General for Energy, London.
- European Wind Energy Association – EWEA, 2004. “Environment”. In *Wind Energy – The Facts* v 4. . Disponível na Internet em <http://www.ewea.org> .Arquivo consultado em dezembro de 2006
- FINON, D., MENANTEAU, P., LAMY, M.L., 2002. ”Price-based versus quantity-based approaches for stimulating the development of renewable electricity: new insights in an old debate”. *IAEE International Conference*, Aberdeen, Scotland, 26-29 June, 2002, Available from <http://www.iaee.org/documents/a02lamy.pdf>
- FORTUNATO, L.A.M., et al, 1990. *Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica*. ISBN 85-228-0103-7 Ed. EDUFF, Niteroi, RJ.
- GELLER, H., TOLMASQUIM, M., . 2004. “Policies for advancing energy efficiency and renewable energy use in Brazil”. *Energy Policy* 32 (2004) 1437-50
- GELLER, H.S. 2003. *Revolução Energética – Políticas para um Futuro Sustentável*, ed. Relume Dumará, Rio de Janeiro, 2003
- GOLDEMBERG, J. , 2004. “The Case for Renewable Energies – Thematic Background Paper”. In *International Conference for Renewable Energies – Bonn – Germany*.
- GRASSI, G., 1996. “Potential Employment Impacts of Bioenergy Activity on Employment”. *Proceedings of the 9th European Bioenergy Conference* Vol. I, pp. 419-423 Eds. – P. Chartier *et al.* Elsevier, Oxford
- HAAS, R. *et al.* 2004. “Communication. How to promote renewable energy systems successfully and effectively”. *Energy Policy* 32 (2004) 833–839
- HINRICHS, R.A., 1992. *Energy*. Ed. Saunders College Publishing

- HOLTTINEN, H., *et al.*, 2004, “The Effect of Wind Power on CO₂ Abatement in Nordic Countries”, *Energy Policy*, v. 32, pp. 1639-1652.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, 2002. Renewable energy ... into the mainstream. International Energy Agency, The Netherlands, October, 2002 Arquivo disponível na internet via: www.iea.org
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2003. *Renewable for Power Generation Status & Prospects*. ISBN 92-64-0191-89 – 2003, PARIS
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2004. *Renewable Energy - Market & Policy Trends in IEA Countries*. ISBN 92-64-107916 – 2004, PARIS
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2006. *Renewable Energy: RD & D priorities : insights from IEA technology programmes*. ISBN 9264109552 PARIS
- THE INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC, 1997. *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, IPCC.
- THE INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC, 2001. “Summary for Policymakers – The Scientific Basis”. In: *Report of Working Group I*, IPCC, WMO/UNEP.
- THE INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE - IPCC, 2003. *Third Assessment Report - Climate Change 2001*, Arquivo disponível na internet via: <http://www.ipcc.ch>
- JACOBS, M. L. “Experience with Jacobs Wind-Driven Electric Generating Plan”. *Proceedings, First Wind Energy Conversion Systems Conference*, NSF/RANN-73-106, 1973 Washington, DC: National Science Foundation, pp 155-158. *apud* Shefherd, 1994 *Op. cit.*
- Johansson, T.B., Burnham, L., 1993. RENEWABLE ENERGY: SOURCES FOR FUELS AND ELECTRICITY. ISBN 1559631384 ED. ISLAND PRESS
- KAINKWA, R.R., 1999. “Wind energy as an alternative source to alleviate the shortage of electricity that prevails during the dry season - a case study of Tanzania”. *Renewable Energy* 18 (1999) 167-174
- KOEPL, G.W. *Putnam's Power from the Wind*, 2. ed. New York: Van Nostrand Reinhold, 1982. *apud* Shefherd, 1994 *Op. cit.*
- LEITE, A.D., 1997. *A Energia do Brasil*. ISBN 85-209-0829-2 Ed. Nova Fronteira, Rio de Janeiro
- LENZEN, M., MUNKSGAARD, J., 2002, “Energy and CO₂ Life-cycle Analyses of Wind Turbines-review and Application”, *Renewable Energy*, v. 26, pp. 339-362,
- MANWELL, J.F. *et al.*, 2002. *Wind Energy Explained. Theory, Design and Application*. Wiley.
- MARTIN, J.M., 1992. *A Economia Mundial da Energia*. São Paulo: Unesp, 1992.

- MEIBOM, P., SVENDSEN, T., and SØRENSEN, B., 1999. "Trading Wind in a Hydro-Dominated Power Pool System". In *Int. J. Sustainable Development*, 1999, vol. 2, pp. 458-483
- OHDE, H., 2004. "Planning Permission Procedures and Noise Measurements". In *Grid-Connected Wind Turbines – A Practical Training Programme*. Institut für Solare Energieversorgungstechnik – ISET. Kassel, Germany
- OLZ, S., 2003. *Evaluation of market, regulatory and policy barriers to the use of wind energy in Brazil*. MSc Thesis, Faculty of Life Sciences, University of London
- PERCEBOIS, J., 1989. *Economie de L'Energie*. Ed. Economica, Paris.
- PEREZ, E. M., 2001. *Energías Renovables, Sustentabilidad y Creacion de Empleo: Una Economia Impulsada por el Sol*. Catarata, Madrid, ISBN 8483191156 p. 270
- Perlin, J., 1999. *From Space to Earth: The Story of Solar Electricity*. ISBN 0937948144 ed. James & James/Earthscan
- PUTNAM, G. C. 1948. *Power from the Wind*. Van Nostrand Reinhold Co. New York. *apud* SHEPHERD, 1994 *Op. cit*
- REIS, TEREZA V. MOUSINHO, 2002. *Emissões de gases de efeito estufa no sistema interligado nacional: metodologia para definição de linha de base e avaliação do potencial de redução das emissões do PROINFA*. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia), Universidade Salvador, Salvador.
- REPP, 2001. "The work that goes into renewable energy, Research report number 13." In: *Renewable Energy Policy Project*, Washington, Arquivo disponível na internet via: www.repp.org
- RESOFT, 2006. *WindFarm – Wind Farm Analysis, Design and Optimization*. Arquivo disponível pela internet via <http://www.resoft.co.uk/html/details.htm>. Arquivo consultado em janeiro de 2007.
- RISO, 2006. *WAsP Engineering 2.0 Release Notes*. Arquivo disponível pela internet via <http://www.waspenengineering.dk/>. Arquivo consultado em janeiro de 2007.
- ROSA, LUIZ P., *et al.*, 2004, "Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Reservoirs in Tropical Regions". *Climatic Change*, v. 66, pp. 9-21.
- SÁ, A.L., 2001. "Wind Energy ATLAS of Brazil". *DEWI Magazine* Nr. 19, August 2001
- SAGRILLO, M., 2003. *Putting Wind Power's effect on birds in perspective*. *American Wind Energy Association Wind Energy* Arquivo disponível na internet via: <http://www.awea.org/faq/sagrillo/swbirds.html> Arquivo consultado em Janeiro de 2007
- SALAMEH, M.G., 2004. "Oil Crises, Historical and Perspective". In *Encyclopedia of Energy* v.4 Ed. Elsevier
- SCHEER, H. 1995. *O Manifesto Solar – Energia Renovável e a Renovação da Sociedade*. Ed. CRESEB - CEPEL, Rio de Janeiro, 1995.

- SCHEER, H. 2002. *Economia Solar Global – Estratégias para a modernidade ecológica*. Ed. CRESESB - CEPEL, Rio de Janeiro, 2002.
- SHEPHERD, 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
- SILVA, N.F., 2006. *Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica*. Tese de D.Sc., UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- SMITH, K.K., 2005. *Powering Our Future: An Energy Sourcebook for Sustainable Living* Ed. Alternative Energy Institute, ISBN 0595339298 - Universe
- 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.
- SZKLO, A., Schaeffer, R., 2006. “Viewpoint Alternative energy sources ore integrated alternative energy systems? Oil as a modern lance of Peleus for enegy transistion”. *Energy* 31 (2006) 2177-2186.
- TOLMASQUIM, M.T. 2004. *Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil*. ed. Relume Dumará, Rio de Janeiro, 2004.
- TOLMASQUIM, M.T. 2005. *Geração de Energia Elétrica no Brasil*. ed. Relume Dumará, Rio de Janeiro, 2005.
- UNICA, 2003. *Personal communication*. Arquivo disponível na internet via: www.unica.com.br
- UNITED NATIONS – UN, 2002. *Environmental glossary - Environment Statistics*. Arquivo disponível na internet via: unstats.un.org/unsd/environment/default.htm Arquivo consultado em Janeiro de 2007
- 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* SHEPHERD, 1994 *Op. cit.*
- WACHSMANN,U., TOLMASQUIM, M.T., 2003. ”Wind power in Brazil – transition using German experience”. *Renewable Energy* 28 (2003) 1029-1038
- WESTERN ECOSYSTEMS TECHNOLOGY Inc., 2001. *Avian Collisions with Wind Turbines: A Summary of Existing Studies and Comparisons of Avian Collision Mortality in the United States*. Arquivo disponível na internet via: http://www.nationalwind.org/pubs/avian_collisions.pdf Arquivo consultado em Janeiro de 2007
- WILKINS, G., 2002. *Technology Transfer for Renewable Energy: Overcoming the Barriers in Developing Countries* ISBN 1853837539 James & James/Earthscan

- WORLD ENERGY CONCIL - WEC, 1993, *Renewable Energy Resources: Opportunities and Constraints 1992-2020*, WEC, London.
- World Energy Council – WEC, 1994. *New Renewable Energy sources – A Guide to the Future*. Ed. Kogan Page Limited. ISBN 0-7494-12631.
- World Wind Energy Association – WWEA, 2006. *Wind Energy International 2005-2006*. ISBN 81-7525-641-9 ed. WWEA, New Delhi, India
- YOUTH, H., 2003. *Winged messengers. The decline of birds. Worldwatch paper 165*. Arquivo disponível na internet via: www.worldwatch.org Arquivo consultado em Janeiro de 2007
- ZITTEL, W., SCHINDLER, J., 2005. *Oil Depletion. In Switching to Renewable Power – A framework for the 21th Century*. Ed. Earthscan, London.

Bibliografia – Capítulo 2

POLÍTICAS DE INCENTIVOS ÀS FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA

- BWEA, 2003. *Financing Wind Beyond 2010 - Possible Solutions*. Arquivo disponível pela internet via www.bwea.com Arquivo consultado em dezembro de 2006
- COHEN, C., MACHADO, G., TOLAMSKIM, M.T., 1993. “Avaliação Econômica de Impactos de Projetos sobre a Vida Humana: Uma Análise da Teoria do Capital Humano.” *Anais do II Encontro Nacional da Sociedade Brasileira de Economia Ecológica – A Economia Ecológica e os Instrumentos e Políticas para uma Sociedade Sustentável*. São Paulo, Pp.174 a 193, 1993
- COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES – CE, 2005. *The support of electricity from renewable energy sources - SEC(2005) 1571 - COM(2005) 627 final* Brussels, 7.12.2005
- COMMON, M.S., 1996. *Environment Resources Economic: An Introduction*. Longman Singapore Publishers Ltd. 2 nd., 1996
- CUMMINGS, R.G., et al.. 1986. *Valuing Environmental Goods: an Assessment of the Contingent Valuation Method*. Totowa, N.J.:Rowman & Allanheld, 1986
- DEL RIO, P. 2005. “A European-wide Harmonised Tradable Green Certificate Scheme for Renewable Electricity: Is it Really so Beneficial?” *Energy Policy* n.º 33, pp. 1239-1250.
- DIXON, J.A. & HUFSCHEMIDT, M.M., 1990. *Economic Valuation Techniques for the Environment: a Case Study Workbooks*. The Johns Hopkins Press Ltd. London, 1990
- DIXON, J.A., et al.. 1994. *Economic Analysis of Environmental Impacts*. Earthscan Publications Ltd, London, 1994
- ECO NORTHWEST, 1996. *Estimating Environmental Costs and Benefits for five Generating Resources, their Likely Significant Environmental Effects*. Eco Northesst, 1986

- ECO NORTHWEST, 1997. *Generic Coal Study – Quantifications and Valuations of Environmental Impacts*. Eco Northesst, submitted to BPA, 1987
- ELLIOTT, D., 2005. “Feed-In or Quota? Is REFTI better than the RO?” *REFOCUS*, November/December, 2005
- EPA, 1990. “Environmental Investments: The Cost of a Clean Environment – A Summary”, 1990
- EUROPEAN COMMISSION - EC, 1997. “Communication from the Commission: Energy for the Future Renewable Sources of Energy” *White Paper for a Community Strategy and Action Plan*. COM(97)599 final (26/11/1997).
- EUROPEAN RENEWABLE ENERGY COUNCIL - EREC, 2003. *European Energy Target for Europe: 20% by 2020*. Available from www.erec-renewables.org
- FINON, D., MENANTEAU,P, 2003. “The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion Renewables”. *BIEE CONFERENCE - GOVERNMENT INTERVENTION IN ENERGY MARKETS*, St, John's College, Oxford, 25-26 Sep 2003, Available from <http://www.biee.org/downloads/conferences/DFinon%20ENR%20A%20Oxford%20BIEE%2008%202003%20bis.pdf>
- FINON, D., MENANTEAU,P., LAMY,M.L., 2002. ”Price-based versus quantity-based approaches for stimulating the development of renewable electricity: new insights in an old debate”. *IAEE International Conference*, Aberdeen, Scotland, 26-29 June, 2002, Available from <http://www.iaee.org/documents/a02lamy.pdf>
- FISCHER, 1984. *Resources and Environmental Economics*. Cambridge University Press, Cambridge, 1984
- FREEMAN, A.M.,1979. *The Benefits of Environmental Improvements. Theory and Practice*. The John Hopkins University Press, Baltimore, 1979
- FREEMAN, A.M.,1993. *The Measurement of Environmental and Resource Values: Theory and Methods, Resources for the Future*. Washington, D.C., 1993
- FURTADO, R.C., 1996. *The Incorporation of Environmental Cost into Power System Planning in Brazil*. Tese de Doutorado. University of London. London, 1996
- GELLER, H.S. 2003. *Revolução Energética – Políticas para um Futuro Sustentável*, ed. Relume Dumará, Rio de Janeiro, 2003
- HAAS, R., T. FABER, J. GREEN, M. GUAL, *et al.*. 2001. *Promotion Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in EU Countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, Austria.
- HUBER, C., T. FABER, R. HAAS, *et al.*. 2001. *Promoting Renewables: Feed-In Tariffs or Certificates*. Institute of Power Systems and Energy Economics, Vienna University of Technology, Vienna.

- IBENHOLT, K., 2002. "Explaining learning curves for wind power". *Energy Policy* 30 (2002) 1181–1189
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2000. *Experience Curves for Energy Technology Policy* ISBN 92-64-17650-0 PARIS
- ISOARD,S., SORIA,A. 2001. "Technical change dynamics:evidence form the emergin renewable energy technologies" *Energy Economics* 23 (2001) 619-638
- LAUBER, V., 2004. "REFIT and RPS: options for a harmonized community framework". *Energy Policy* 32, 1405–1414.
- MARTIN, J.M.,1992. *A Economia Mundial da Energia*. São Paulo: Unesp
- MATSSON, N., WENE, C.O., 1997. "Assessing new energy technologies using an energy system model with endogenized experience curves". *International Journal of Energy Research* 21 (4), 385–393.
- MCDONALD, A., SCHRATTENHOLZER, L., 2001. "Learning rates for energy technologies." *Energy Policy* 29, 4.
- MENKES,M., 1995. *Metodologias de Avaliação de Impactos e de Custos Ambientais*. Caderno de Leituras, Novembro de 1995
- MIDTTUN,A., GAUTESEN, K., 2007. "Feed in or certificates, competition or complementarity? Combining a static efficiency and a dynamic innovation perspective on the greening of the energy industry". Viewpoint *Energy Policy* 35 (2007) 1419–1422
- MOOR, H., SCHRAEFFER, G.J., SEEBREGTS, A., et.al. 2003. "Experience curve approach for more effective policy instruments". *ECN working paper* RX-03-046.
- MORTHORST, P. E. 1999. "Policy Instruments for Regulating the Development of Wind Power in a Liberated Electricity Market" In: Larsen, G., K. Westermann, and P. Noergaard, eds., *Contributions from the Department of Wind Energy and Atmospheric Physics toEWEC '99 in Nice France*, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, pp. 7-12.
- MORTHORST, P.E. 2001. "Interactions of a Tradable Green Certificate Market with Tradable Permits Market." *Energy Policy* n.º 29, pp. 345-3533, 2001.
- MORTHORST, P.E. 2003. "National Environmental Targets and International Emission Reduction Instruments." *Energy Policy* n.º 31, pp. 73-83
- MUÑOZ,M., OSCHMANNB, V., TABARA,J. D., 2006. "Harmonization of renewable electricity feed-in laws in the European Union". *Energy Policy*. IN PRESS
- NEIJ, L., 1997. "Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology". *Energy Policy* 23, 13.
- NEIJ,L., 1999. "Cost dynamics of wind power." *Energy* 24 (1999) 375–389
- NEIJ, L. et al.. 2003a. *Experience curves: a tool for energy policy assessment*. Final report project ENG1-CT2000-00116, The European Commission within the Fifth Framework: Energy, Environment and Sustainable Development, 2003.

- NEIJ, L. *et al.*. 2003b “The use of experience curves for assessing energy policy programmes”. *EU/IEA Workshop ‘Experience curves: a tool for energy policy analysis and design’*, January 22-24, 2003, IEA, Paris.
- NEIJ, L., 2004. “The development of the experience curve concept and its application in energy policy assessment”. *Int. J. Energy Technology and Policy*, Vol. 2, 1 / 2, 2004, pp. 3-14.
- OTTINGER, *et al.* 1990. *Environmental Costs of Electricity*, Pace University Center for Environmental Legal Studies, New York State Research and Development Authority e USDOE, Oceana Publication Inc.
- PAPINEAU, M., 2004. “An economic perspective on experience curves and dynamic economies in renewable energy technologies”. *Energy Policy* 34 (2006) 422–432
- PEARCE, D.W., 1993. *Economic Values and The Natural World*. MIT Press Editon, 1993
- SANTOS, R.R.R., 2005. *Análise dos Vínculos entre os Certificados Verdes e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – A Perspectiva de Aplicação de Certificados Verdes no Brasil*. Dissertação de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- SCHARATTENHOLZER, L., MCDONALD, A., 2001. “Learning rates for energy technologies.” *Energy Policy* 29 (2001) 255-261
- SOARES, J.B., SZKLO, A.S., TOLMASQUIM, M.T., 2006. “Alternative depreciation policies for promoting combined heat and power (CHP) development in Brasil”. *Energy* 31 (2006) 1151-1166
- SUNDQVIST, T., KLASSEN, G., MIKETA, A., *et al.*. 2005. „The impact of R&D on innovation for wind energy in Denmark, Germany and the United Kingdom”. *Ecological Economics* 54 (2005) 227-240
- TOKE, D., 2004. “Are Green electricity certificates the way forward for renewable energy?”, *Paper to 4th International Conference on Business and Sustainable Performance*, Aalborg, Denmark, 14-15 April.
- TOLMANQUIM, M.T., *et al.*. 2000. *Metodologias de Valoração de Danos Ambientais Causados pelo Setor Elétrico*. UFRJ-COPPE-PPE, ISBN 85-285-0040-3, Rio de Janeiro
- VOOT, M., BOOTS, M.G., SCHAEFFER, G.J., *et al.*. 2000, “Renewable electricity in a liberalised market: the concept of green certificates”. *Energy and Environment*, 11 (1).
- VOS, R., 2005. “Harmonizing RE: Towards a common RE support system for Europe?” *reFOCUS* September/October 2005

Bibliografia – Capítulo 3

EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DE DESENVOLVIMENTO DE MERCADOS EÓLICOS

- AGNOLUCCI, P., 2006. “The importance and the policy impacts of post-contractual opportunism and competition in the English and Welsh non-fossil fuel obligation”. *Energy Policy* IN PRESS
- AIDT, T., GREINER, S., 2002. “Sharing the climate policy burden in the EU”. *HWWA Discussion Paper n.176*. Arquivo disponível na internet via <http://www.hwwa.de/climate.htm> Arquivo consultado em setembro de 2006
- ALDER, M., 1999. “Renewable Energy Trading Experience”. *Renewable Energy* 16 (1999) 863-868.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2006. *Banco de dados de cotações de moedas*. Arquivo disponível na internet via <http://www.bancocentral.gov.br/moedas>. Consultado em Setembro de 2006
- BARACHO, F.R., 2001. *Generators Strategies in the Liberalised English and Welsh Electricity Market*. MA Energy Business dissertation, The University of Sheffield, Sheffield, UK, 23 October 2001.
- BERRY, T., JACCARD, M., 2001. “The renewable portfolio standard: design considerations and an implementation survey.” *Energy Policy* 29 (2001) 263-277
- BEURSKENS, J. “Going to sea – Wind goes offshore”. *Renewable Energy World*, v. 3, n. 1, p. 19-29, 2002.
- BRITISH WIND ENERGY ASSOCIATION - BVWE, 2003a. *Press Release - Wind industry applauds Government's boost to UK's renewables*. Arquivo disponível na internet via <http://www.bwea.uk>. Consultado em Setembro de 2006
- BRITISH WIND ENERGY ASSOCIATION - BVWE, 2003b. *Financing Wind Beyond 2010 - Possible Solutions*. Arquivo disponível na internet via <http://www.bwea.com/pdf/RO-Review-PossibleSolutions.pdf>. Consultado em Setembro de 2006
- BRITISH WIND ENERGY ASSOCIATION - BVWE, 2006a. *Our Energy Challenge: Securing clean, affordable energy for the long-term. BWEA's response to the UK Government Energy Review*. Arquivo disponível na internet via <http://www.bwea.uk>. Consultado em Setembro de 2006
- BRITISH WIND ENERGY ASSOCIATION - BVWE, 2006b. *UK Wind Energy Database – UKWED*. Arquivo disponível na internet via <http://www.bwea.com/ukwed/index.asp>. Consultado em julho de 2006

- BRITISH WIND ENERGY ASSOCIATION - BVWE, 2006c. *Annual Review 2005*. Arquivo disponível na internet via <http://www.bwea.com/pdf/bwea-annual-review-2005.pdf> Consultado em dezembro de 2006
- BTM Consult ApS, 2005. *International Wind Energy Development, World Market Update 2004*. March 2005
- BUTLER, L., NEHOFF, K., 2004. *Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development*. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0503.
- CHINA SUSTAINABLE ENERGY PROGRAM - CSEP, 2005. *China Renewable Energy Program: Strategy and Project Descriptions*. Arquivo disponível na internet via <http://www.reeep.org/index.cfm?articleid=1320>. Arquivo consultado em setembro de 2006.
- COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES – CE, 2005. *The support of electricity from renewable energy sources* {SEC(2005) 1571} COM(2005) 627 final Brussels, 7.12.2005
- CONNOR, P.M. 2003a. *National Innovation, Industrial Policy and Renewable Energy Technology*. Government Intervention in Energy Markets, British Institute of Energy Economics Conference Oxford, UK, September 2003
- CONNOR, P.M. 2003b. “UK Renewable Energy Policy: A Review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 7(1): pp65-82
- COSTA, C.V., 2006. *Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica. Lições da Experiência Européia para o Caso Brasileiro*. Tese de DSc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 233 pp.
- CURRIE, D., 2000, “The New Electricity Trading Arrangements in England and Wales: A Review”, *The Beesley Lectures: Lectures on Regulation*, International Energy Agency Lectures, <http://www.iea.org.uk/wpapers/regcurrie2000.htm>.
- DALE, L., MILBORROW, D., SLARK, R., AND STRBAC, G., 2004. “Total Cost Estimates for Large-Scale Wind Scenarios in UK.” *Energy Policy* 32(18) pp. 1949-1956.
- DEPARTMENT FOR ENVIRONMENT FOOD AND RURAL AFFAIRS – DEFRA, 2002. *Key Facts about: Global Atmosphere Emissions of greenhouse gases: 1990-2012*. Arquivo disponível na internet via <http://www.defra.gov.uk/environment/statistics/globalatmos/gagccukmeas.htm> Consultado em Setembro de 2006
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY – DTI, 2000. *Sustainable Development Strategy*. Arquivo disponível na internet via <http://www2.dti.gov.uk>. Arquivo consultado em outubro de 2006
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY – DTI, 2001a. *Renewables Obligation Statutory Consultation*. London, DTI: 45. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk/renewable/pdf/energymaster.pdf> Consultado em Setembro de 2006

- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY – DTI, 2001b. *Final Report to the Department of Trade and Industry by Frontier Economics and Byrne O Cleirigh*. Arquivo disponível na internet via www.dti.gov.uk/files/file21997.pdf Consultado em Setembro de 2006
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY – DTI, 2005. *Energy White Paper Our energy future – creating a low carbon economy*. London, DTI: 45. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk> Consultado em Setembro de 2006
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY - DTI, 2006a. *The Energy Challenge Energy Review Report 2006*. July 2006. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk> Consultado em Setembro de 2006
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY - DTI, 2006b. *Digest of United Kingdom Energy Statistic 2006*. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk/energy/statistics/source/index.html>. Consultado em Setembro de 2006.
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY - DTI, 2006c. *Electricity, England and Wales – Renewables Obligation Orders 2006*. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk/files/file22420.pdf>. Consultado em Setembro de 2006.
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY - DTI, 2006d. *Energy Projects - UK skills in Renewable Energy*. Arquivo disponível na internet via http://www.energyprojects.co.uk/skills_re.htm Consultado em Setembro de 2006.
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY - DTI, 2006e. *NEW & RENEWABLE ENERGY Prospects for the 21st Century: The Renewables Obligation*. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk> Consultado em Setembro de 2006
- DOUGLAS, N.G., SALUJA, G.S.,1995. “Wind Energy Development under the UK Non-Fossil Fuel and Renewable Obligations.” *Renewable Energy*, Vol. 6, No. 7, pp. 701 711, 1995
- DUTRA, R.M.,2001.*Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao novo marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. Dissertação M.Sc. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 233 pp
- DUTRA, R.M., SZKLO, A.S., et al., 2004. “Experiência de Políticas para o Desenvolvimento de Mercados Eólicos, Perspectivas e Transformações no Parque Gerador de Energia Elétrica Brasileiro”. In: *X Congresso Brasileiro de Energia* , Rio de Janeiro, RJ, Outubro de 2004
- ELLIOTT, D., 2005. “Feed-In or Quota? Is REFTI better than the RO?” *REFOCUS*, November/December, 2005
- ENDER,C. 2006. “Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2005“. *Dewi Magazin*, nº 28, februar 2006
- EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA, 2005. *Electricity from Renewable Energy Sources in EU-15 Countries - A Review for Promotion Strategies*. Arquivo

- disponível na internet via http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/projects/rexpansion/050531_Promotion_schemes.pdf. Arquivo consultado em janeiro de 2007
- FavoRES, 2005. *Favouring the Convergence of the Renewable Energy Support after the Directive 01/77/CE – United Kingdom*. Arquivo disponível na internet via <http://favores.die.unipd.it/monitor/MD-UnitedKingdom.pdf> Consultado em Setembro de 2006
- FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY – BMU, 2003. “Indicative target of the Federal Republic of Germany for the consumption of electricity produced from renewable energy sources in 2010 and measures to achieve this target”. *Report from the Federal Republic of Germany pursuant to Article 3 - 2 of EU Directive 2001/77/EC*. Berlin, DE, 2003
- FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY – BMU, 2004. *The main features of the Act on granting priority to renewable energy sources (Renewable Energy Sources Act) of 21 July 2004*. Berlin, DE, 2004
- FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY – BMU, 2005. *Renewable Energies: The Way Forward*. Berlin, DE, 2005
- FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY – BMU, 2006a. *Renewable Energies: Innovation for the Future*. Berlin, DE, 2006
- FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY – BMU, 2006b. *What Electricity from Renewable Energies Cost - Abridged version*. Berlin, DE, 2006
- FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY – BMU, 2006c. *Environmental Policy: Renewable Energy Sources in figures*. Berlin, DE, 2006
- FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY – BMU, 2006d. *TRENDS IN RENEWABLE ENERGIES IN 2005 - Current situation - May 2006*. Berlin, DE, 2006
- FINON, D., MENANTEAU, P., LAMY, M.L., 2002. “Price-based versus quantity-based approaches for stimulating the development of renewable electricity: new insights in an old debate.” *IAEE International Conference*, Aberdeen, Scotland, 26-29 June, 2002, Arquivo disponível na internet via <http://www.iaee.org/documents/a02lamy.pdf>
- FOUQUET, R. 1998. “The United Kingdom Demand for Renewable Electricity in a Liberalised Market.” *Energy Policy* 26(4): 281-293.

- FOXON, T.J., PEARSON, P.J.G., 2007. "Towards improved policy processes for promoting innovation in renewable electricity technologies in the UK." *Energy Policy* 35 (2007) 1539–1550
- GANSEFORTH, M., 1996. „Politische Umsetzung der Empfehlungen der beiden Klima-Kommissionen (1987–1994)—eine Bewertung.“ In: *Brauch, H.G. (Ed.), Klimapolitik*. Springer, Berlin, pp. 215–224.
- GERMANY WIND ENERGY ASSOCIATION – BWE, 2006. *A clean issue –Wind energy in Germany*. Arquivo disponível na internet via <http://www.wind-energy-online.info> . Arquivo consultado em setembro de 2006
- GREEN, R.J., 1996, "Reform of the Electricity Supply Industry in the UK", *The Journal of Energy Literature*, v.II.1.
- GREEN, R.J., 1999, "Draining the Pool: The Reform of Electricity Trading in England and Wales", *Energy Policy*, v.27, n.9, pp. 515-525.
- GROSS, R., 2004. "Technologies and Innovation for System Change in the UK:Status, Prospects and System Requirements of Some Leading Renewable Energy Options." *Energy Policy* 32(18), 1905-1919.
- GROTZ, C., FOUQUET,D., 2005. "Fixed prices work better." *New Energy*, No. 2, April/2005. Arquivo disponível na internet via <http://www.windenergie.de/index.php?id=166> Consultado em dezembro de 2006
- HAAS, R. EICHHAMMER, W. et.al, 2004. "How to promote renewable energy systems successfully and effectively". *Energy Policy* 32 (2004) 833–839
- HAAS, R., FABER, T., GREEN, J. M., et al. 2001.*Promotion Strategies for Electricity from Renewable Energy Sources in EU Countries*, Institute of Energy Economics, Vienna University of Technology, Austria.
- HATTORI, T., JAMASB, T. E POLLITT, M.G., 2003. *A comparison of UK and Japanese electricity distribution performance 1985-1998: lessons for incentive regulation*. Department of Applied Economics, University of Cambridge. Arquivo disponível na internet via www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/EP03.pdf Consultado em Setembro de 2006
- HELM, D., 2002. "A critique of renewables policy in the UK." *Energy Policy* 30 (2002) 185–188
- HOUSE OF COMMONS ENERGY SELECT COMMITTEE ,1992. *Renewable Energy Forth Report* Arquivo disponível na internet via www.publications.parliament.uk/pa/cm/cmwelaf.htm . Consultado em Setembro de 2006
- HUBER, C., FABER, T., HAAS, R., et al. 2001. *Promoting Renewables: Feed-In Tariffs or Certificates*, IEW 2001, Institute of Power Systems and Energy Economics, Vienna University of Technology, Vienna.

- Icept and E4Tech, 2003. *The Uk Innovations Systems for New and Renewable Energy technologies, Final Report to the DTI Renewable Energy Development and Deployment Team*. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk/energy/renewables/policy/icepttheukinnovation.pdf> Consultado em Setembro de 2006
- ICCEPT, 2003. *Review of renewable energy development in Europe and US - A report for DTI Renewables Innovation Review*. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk/files/file22073.pdf> Arquivo consultado em janeiro de 2007
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2004. *Renewable Energy Market and Policy Trends in IEA Countries*. OECD/IEA, Paris.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2005. *IEA Wind Energy Annual Report 2004*. OECD/IEA, Paris. Arquivo disponível na internet via www.ieawind.org Consultado em Dezembro de 2006
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2006. *IEA Wind Energy Annual Report 2005*. OECD/IEA, Paris. Arquivo disponível na internet via www.ieawind.org Consultado em Dezembro de 2006
- ILEX Energy Consult, 2005. *The Value of Renewable Electricity in the United Kingdom*. Academic Edition.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2001. *Wind Energy Annual Report 2000*. OECD/IEA, May 2001, Paris. Arquivo disponível na internet via www.iea-wind.org. Arquivo consultado em setembro de 2006.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2002. *Wind Energy Annual Report 2001*. OECD/IEA, April 2002, Paris. Arquivo disponível na internet via www.iea-wind.org. Arquivo consultado em setembro de 2006.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2003. *Wind Energy Annual Report 2002*. OECD/IEA, April 2003, Paris. Arquivo disponível na internet via www.iea-wind.org. Arquivo consultado em setembro de 2006.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2004. *Renewable Energy Market and Policy Trends in IEA Countries*. OECD/IEA, Paris. Arquivo disponível na internet via www.iea.org. Arquivo consultado em setembro de 2006.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2004b. *Wind Energy Annual Report 2003*. OECD/IEA, April 2004, Paris. Arquivo disponível na internet via www.iea-wind.org. Arquivo consultado em setembro de 2006.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2005. *Wind Energy Annual Report 2004*. OECD/IEA, April 2005, Paris. Arquivo disponível na internet via www.iea-wind.org. Arquivo consultado em setembro de 2006.

- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, 2006. *Wind Energy Annual Report 2005*. OECD/IEA, ISBN 0-9786383-0-1, June 2006, Paris. Arquivo disponível na internet via www.iea-wind.org. Arquivo consultado em setembro de 2006.
- ISSET, 2004. *Grid-connected Wind Turbines*. Kassel, Germany, 2004
- JACOBSSON, S., BERGEK, A., 2002. *Energy system transformation: the evolution of technological systems in renewable energy technology*. Disponível via e-mail stajac@mot.chalmers.se
- JACOBSSON, S., LAUBER, V., 2006. "The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology." *Energy Policy* 34 (2006) 256–276
- JOHNSON, A., JACOBSSON, S., 2001a. "Inducement and blocking mechanisms in the development of a new industry: the case study of renewable energy technology in Sweden." In: Coombs, R., Green, K., Walsh, V., Richards, A. (Eds.), *Technology and the Market: Demand, Users and Innovation*. Edward Elgar, Cheltenham, UK, and Northampton, MA, USA.
- JOHNSON, A., JACOBSSON, S., 2001b. "The diffusion of renewable energy technology: an analytical framework and key issues for research." *Energy Policy* 28, 625–640.
- JOHNSON, A., JACOBSSON, S., 2003. "The emergence of a growth industry, a comparative analysis of the German, Dutch and Swedish Wind Turbine Industries." In: Metcalfe, S., Cantner, U., *Transformation and Development, Schumpeterian Perspectives*. Physica/Springer, Heidelberg
- KETTLE, R. 1999. *Promoting Renewable Energy: Experience with the NFFO. A Presentation to the OECD Experts Group Meeting on 16 September 1999*. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk>. Consultado em Setembro de 2006
- KORDS, U., 1996. "Tätigkeit und Handlungsempfehlungen der beiden Klima-Enquete-Kommissionen des Deutschen Bundestages (1987–1994)." In: *Brauch, H.G. (Ed.), Klimapolitik*. Springer, Berlin, pp. 203–214.
- KUJAWA, M., 2003. "Large Wind Rising." *Renewable Energy World*, v. 6, n. 2, Mar-Apr, 2003, p39-51
- LANGNISS, O., 1999. *Financing Renewable Energy Systems*. DLR, Ed. Stuttgart.
- LAUBER, V., 2004. "REFIT and ROS: Options for a Harmonised Community Framework." *Energy Policy* 32(12) pp. 1405 - 1414.
- LEVITIN, M., 2005. *Germany says auf Wiedersehen to nuclear power, guten Tag to renewables*. Grist Environmental News and Commentary. Arquivo disponível na internet via <http://www.grist.org/news/maindish/2005/08/12/levitin-germany/>. Arquivo consultado em setembro de 2006
- MAY, H. 2006. "End of Theory Debates." *New Energy* n°1/2006

- MENANTEAU, P., FINON, D., 2003. "The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion Renewables." *BIEE CONFERENCE - GOVERNMENT INTERVENTION IN ENERGY MARKETS*, St. John's College, Oxford, 25-26 Sep 2003, Available from <http://www.biee.org/downloads/conferences/DFinon%20ENR%20A%20Oxford%20BIEE%2008%202003%20bis.pdf>
- MITCHELL, C., 1994. "Financing small Schemes." *Conference Proceedings*. AT, 2000, 13-14 June, Open University, Milton Keynes.
- MITCHELL, C., 1995. "The Renewables NFFO—A review." *Energy Policy* 23, Volume 12.
- MITCHELL, C., 2000. "The England and Wales non-fossil fuel obligation: history and lessons." *Annual Review of Energy and the Environment* 25, 285–312.
- MITCHELL, C., 2003. *Renewable energy: step change in theory and practice. Paper Presented At The ESRC Energy Research Conference, Projects And Policies For Step Changes In The Energy System: Developing An Agenda For Social Science Research, March 31 2003*, Arquivo disponível na internet via <http://www.Psi.Org.Uk/Docs/2003/Esrc-Energy-Mitchell-Renewables.Doc>. Consultado em Setembro de 2006
- MITCHELL, C., BAUKNECHT, D. CONNOR, P., 2006. "Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany." *Energy Policy* 34 (2006) 297–305
- MITCHELL, C., CONNOR, P.M., 2004. "Renewable energy policy in the UK 1990–2003." *Energy Policy* 32 - 1935–1947
- MORTENSEN, N.G *et al.* 1993. *Wind Atlas Analysis and Application Program (WasP)*. Roskilde: Risø National Laboratory, 1993
- MORTHORST, P. E. 1999. "Policy Instruments for Regulating the Development of Wind Power in a Liberated Electricity Market." In: LARSEN, G., K. WESTERMANN, and P. NOERGAARD, eds., *Contributions from the Department of Wind Energy and Atmospheric Physics to EWEC '99 in Nice France*, Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, pp. 7-12.
- MORTHORST, P.E. 2000. "The development of a green certificate market." *Energy Policy* 28 (2000) 1085-1094
- NEW ENERGY, 2002. *Magazine for Renewable Energies, Wind Around the world*. n°3 maio 2002
- NEW ENERGY, 2003. *Magazine for Renewable Energies, Wind Around the world*. n°3 maio 2003
- NEWBERY, D.M., 1997, *Poll Reform and Competition in Electricity*. Department of Applied Economics, University of Cambridge, DAE Working Papers, Number 9734.
- NEWBERY, D.M., 2000. *Privatization, Reestructuring and Regulation of Network Utilities*. Cambridge Mass, MIT Press.

- NON-FOSSIL PURCHASE AGENCY – NFPA, 2006. *ROC Auction Prices*. Arquivo disponível na internet via <http://www.nfpa.co.uk/index.cfm?pid=18>
- OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS – OFGEM, 2004. *Renewables Obligation: First annual report*. Arquivo disponível na internet via http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/15383_ROannualreport.pdf?wtfrom=/ofgem/work/index.jsp§ion=/areasofwork/renewobligation. Consultado em Setembro de 2006
- OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS – OFGEM, 2005. *Renewables Obligation: Second annual report*. Arquivo disponível na internet via http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/15383_ROannualreport.pdf?wtfrom=/ofgem/work/index.jsp§ion=/areasofwork/renewobligation. Consultado em Setembro de 2006
- OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS – OFGEM, 2006. *Renewables Obligation: Third annual report*. Arquivo disponível na internet via http://www.ofgem.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/15383_ROannualreport.pdf?wtfrom=/ofgem/work/index.jsp§ion=/areasofwork/renewobligation. Consultado em Setembro de 2006
- OLIVEIRA, R.G., 2004 *Análise de Desempenho Regulatório: Lições da Experiência Britânica na Indústria de Eletricidade*. Tese de DSc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 395 pp.
- OPPERMANN, K., 2001. *Handelbare Umweltzertifikate als Instrumente der Klima- und Energiepolitik, Teil 2. KfW-Beiträge Nr. 21, April 2001*. Arquivo disponível na internet via http://www.kfw.de/DE/Research/PDF/KfW_Materialien.pdf.
- PEREIRA, O.S., CARVALHO, K., ALLATTA, E., 2004. “Análise Comparativa da Regulação Internacional referente às Energias Renováveis” *Revista do Direito de Energia*. Ano I, Número 001, São Paulo, SP. Abril/2004
- PÖYRY ENERGY CONSULTING, 2002a. *Cost-reflectivity of imbalance charges*. Arquivo disponível na internet via http://www.illexenergy.com/pages/CostReflectivityOfImbalanceCharges_v3_0.pdf Consultado em dezembro de 2006
- PÖYRY ENERGY CONSULTING, 2002b. *NETA: the next phase. 18th November 2002*. Arquivo disponível na internet via <http://www.illexenergy.com/pages/NetaTheNextPhase26Mar02.pdf> Consultado em dezembro de 2006
- REHFELDT, K. 2000. “Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.1999”. *Dewi Magazin*, nº 16, februar 2000
- REHFELDT, K., STAND, C 2001. „Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31.12.2000.“ *Dewi Magazin*, nº 18, februar 2001
- REICHE, D., BECHBERGER, M., 2004. “Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states.” *Viewpoint Energy Policy* 32 (2004) 843–849

- RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY PARTNERSHIP – REEEP, 2006. *A Renewable Energy Law for India*. Arquivo disponível na internet via <http://www.reeep.org/index.cfm?articleid=1320>. Arquivo consultado em setembro de 2006.
- RENEWABLE ENERGY ASSOCIATION UK - REA, 2006. *Welcome to the Renewable Energy Association Online F-A-Q*. Arquivo disponível na internet via www.r-e-a.com Consultado em Setembro de 2006
- ROBERTS, J., ELLIOT, D. E HOUGHTON, T. 1991. *Privatising Electricity: The Politics of Power*. Behaven Press
- ROHRIG, K., 2004. "On-Line Monitoring and Prediction of Wind Power for Transmission System Operation Centres." In: *Training Course "Grid-Connected Wind Turbines – ISET – Kassel - Germany*
- ROSA, L.P., TOLMASQUIM, M. T., PIRES, J.C.L, 1998. *A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica*. ISBN 85-7316-149-3, Ed. Relume Dumará, Coppe, UFRJ, Rio de Janeiro
- RUNCI, P., 2005. *Renewable Energy Policy in Germany: An Overview and Assessment*. The Joint Global Change Research Institute. Arquivo disponível na internet via <http://www.globalchange.umd.edu/energytrends/germany>. Arquivo consultado em setembro de 2006
- SALIES, E., PRICE, W., 2003. *Pricing Structures in the Deregulated UK Electricity Market*. Department of Economics - City University, London. Arquivo disponível na internet via www.city.ac.uk/economics/dps/discussion_papers/0304.pdf Consultado em Setembro de 2006
- SANTOKIE, F., 2002. "Trading environmental benefits to make the RO work." *Energy World*, September, pp. 8-9
- SANTOKIE, F., 2003. "Drilling into the ROC market." *Environmental Finance* February, 22–23, Arquivo disponível via e-mail: FSantokie@natsourcetulletteurope.com
- SAWIN, J., 2004. *National policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement and Diffusion of Renewable Energy Technologies around the World*. Thematic Background Paper, International Conference for Renewables, Bonn.
- SKYTTE, K., MEIBOM, P., UYTERLINDE, M. et al. 2003. *Challenges for Investment in Renewable Electricity in the European Union*, Background Report, ADMIRE REBUS Project. Arquivo disponível na internet via <http://www.ecn.nl/library/reports/2003/c03081.html> Consultado em dezembro de 2006
- SLARK, R. 2006. Contatos feitos por e-mail ao consultor da Pöyry Energy Consulting sobre políticas do Reino Unido para o desenvolvimento de fontes renováveis de energia elétrica.
- SMITH, A AND WATSON, J., 2002a. *The Renewables Obligation: Can it Deliver?* Tyndall Briefing Note No.4, April 2002. Arquivo disponível na internet via

- http://www.tyndall.ac.uk/publications/briefing_notes/note04.pdf Consultado em Setembro de 2006
- SMITH, A AND WATSON, J., 2002b. *The Challenge for Tradable Green Certificates in the UK. Successfully Promoting Renewable Energy Sources in Europe*, Budapest, Hungary.
- THE ENERGY AND RESOURCES INSTITUTE - TERI, 2005. *Assessment of International Policy and Regulatory regimes for promoting renewable energy based electricity generation*. New Delhi
- THOMAS, S., 1997. *The British Market Reform: A Centralistic Capitalist Approach*. Midttun, *European Electricity Systems in Transition*, Ed. Elsevier
- TOKE, D., 2004. "Are Green electricity certificates the way forward for renewable energy?" *Paper to 4th International Conference on Business and Sustainable Performance*, Aalborg, Denmark, 14-15 April.
- TOKE, D., 2006. *Are green electricity certificates the way forward for renewable energy? An evaluation of the UK's Renewables Obligation in the context of international comparisons*. IERP, University of Birmingham. Arquivo disponível na internet via <http://www.ierp.bham.ac.uk/publications/GreenElectricityCertificatesAndROfinal.pdf> Consultado em Setembro de 2006
- TROEN, I., PETERSEN, E.L., 1991. *European Wind Atlas*, Risoe National Laboratory, Denmark, ISBN 87-550-1482-8
- TUDWAY, R., 2003. "Actions speak louder than words". *Utility Week*, 28 March, pp. 24, 25.
- URANIUM INFORMATION CENTER – UIC, 2006. *Nuclear Power in the World Today - Nuclear Issues Briefing Paper 7. September 2006*. Arquivo disponível na internet via <http://www.uic.com.au/nip07.htm> Arquivo consultado em setembro de 2006
- VRIES, H.J., ROOS, C.J. *et al.* 2003. "Renewable electricity policies in Europe - Country fact sheets 2003", *ECN Policy Studies*, Report No. ECN-C--03-071, October, 2003
- WIND POWER MONTHLY, 2004. *Wind Statistic*. Disponível na INTERNET via <http://www.windpower.com/statistics.html>. Arquivo consultado em 2004
- WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION - WWEA, 2006. *Worldwide wind energy boom in 2005: 58.982 MW capacity installed – Press Release*. Arquivo disponível na internet via <http://www.wwindea.org>. Consultado em julho de 2006
- ZAAIJER, M. A., HE DERSON, A., "Offshore Update – A global look at offshore wind." *Renewable Energy World*, v. 6, n. 4, Jul-Aug, 2003, p102-119

Bibliografia – Capítulo 4

ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: PROINFA E O NOVO CENÁRIO DE SETOR ELÉTRICO

- ANEEL, 2005. *Banco de Dados de Geração Elétrica*. Disponível na INTERNET via <http://www.aneel.gov.br>, Arquivo consultado em 2005
- ANEEL, 2005a. *Fiscalização PROINFA – Energia Eólica*. Disponível na INTERNET via <http://www.aneel.gov.br>, Arquivo consultado em 2005a
- AZEVEDO, E.M., CORREIA, P.B., 2006. “Bidding strategies in Brazilian electricity auctions.” *Electrical Power and Energy Systems* 28 (2006) 309–314
- Bajay, S.V., 2006. “Integrating competition and planning: A mixed institutional model of the Brazilian electric power sector.” *Energy* 31 (2006) 865–876
- BITTENCOURT, R.M., *et al.* 1999. “Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementariedade entre os Regimes Hidrológico e Eólico” In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, 1999, Foz do Iguaçu, GPL-17.
- CARNEIRO, G.N., 2005. “Energia dos Ventos para o Brasil”. In: *Encontro Internacional de Energia Eólica*, Natal, RN.
- CEBOLO, A.S., 2005, “Comercialização com Fonte de Energia Eólica”. In: *Encontro Internacional de Energia Eólica*, Natal, RN.
- CEPEL, 2001. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. Ed. CEPEL, Rio de Janeiro.
- DUTRA, R.M., 2001. *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. Dissertação de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brazil, 300 pp.
- DUTRA, R.M., SZKLO, A.S., TOLMASQUIM, M.T., 2004 “Experiência de Políticas para o Desenvolvimento de Mercados Eólicos, Perspectivas e Transformações no Parque Gerador de Energia Elétrica Brasileiro” In: *X CONGRESSO BRASIELRIO DE ENERGIA*, 2004, Rio de Janeiro.
- DUTRA, R.M., TOLMASQUIM, M.T., 2002 “Estudo de Viabilidade Econômica para Projetos Eólicos com Base no Novo Contexto do Setor Elétrico” In: *IX CONGRESSO BRASIELRIO DE ENERGIA*, 2002, Rio de Janeiro.
- ELETROBRÁS, 2005. *Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia – PROINFA: Relação de Empreendimentos Contratados*. Arquivo consultado em setembro de 2005 no site www.eletrobras.com
- ELETROBRÁS, 2005a. *Programas PCH-COM*. Disponível na Internet em http://www.eletrobras.gov.br/EM_Programas_SSH-COM/funcionamento.asp Arquivo consultado em Setembro de 2005

- ELETROBRÁS, 2005b. *Programa de Incentivos a Fontes Alternativas de Energia – PROINFA: Relação de Empreendimentos Contratados*. Disponível na Internet em www.eletrobras.com
Arquivo consultado em Setembro de 2005
- ELETROBRÁS, 2003. “Programa Decenal de Geração” In: *Plano Decenal de Expansão 2003/2012*, Rio de Janeiro: Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, 2003.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2006. *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015*. Disponível na Internet em <http://www.epe.gov.br>
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2006b. *Mercado de Energia Elétrica 2006 – 2015*. ISBN 85-60025-00-6, Rio de Janeiro, RJ
- FARIAS, J.C., 2005. “Inserção da Energia Eólica no Planejamento da Expansão”. In: *Encontro Internacional de Energia Eólica*, Natal, RN.
- FINON, D., MENANTEAU, P., 2003. *The Static and Dynamic Efficiency of Instruments of Promotion Renewables*, BIEE CONFERENCE - GOVERNMENT INTERVENTION IN ENERGY MARKETS, St, John's College, Oxford, 25-26 Sep 2003, Disponível na Internet em <http://www.biee.org/downloads/conferences/DFinon%20ENR%20A%20Oxford%20BIEE%2008%202003%20bis.pdf>
- FINON, D., MENANTEAU, P., LAMY, M.L., 2002. « Price-based versus quantity-based approaches for stimulating the development of renewable electricity: new insights in an old debate.” *IAEE INTERNATIONAL CONFERENCE*, Aberdeen, Scotland, 26-29 June, 2002, Arquivo disponível na Internet em <http://www.iaee.org/documents/a02lamy.pdf>
- GASPARI, A., FRANCELINO, R.C., 2004 “Mais tempo para a biomassa”, *Brasil Energia* n°284, July, 2004 BRAZIL
- GOES, R. 2001: *A Complementariedade entre a Geração Hidrelétrica e a Geração termelétrica a Partir do Bagaço e Resíduo da Cana em Sistemas de Cogeração em Usinas Sucroalcooleiras*. Dissertação de MSc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 300 pp.
- HAAS, R., EICHHAMMER, W., et al. 2004. “How to promote renewable energy systems successfully and effectively.” *Energy Policy* 32 (2004) 833–839
- INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY - IAEA, 2006. *Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development*, ed. IAEA, Vienna
- JACOBSON, S., LAUBER, V., 2006. “The politics and policy of energy system transformation – explaining the German diffusion of renewable energy technology.” *Energy Policy* 34 (2006) 256-276

- JANSEN, J.C., UYTERLINDE, M.A., 2004. „A fragmented market on the way to harmonisation? EU policy-making on renewable energy promotion.” *Energy for Sustainable Development*, V, VIII, nº 1, march 2004
- KIRCHNER, C.A.R., 2006. “Setor Elétrico Brasileiro e o Leilão de Energia”. In: *Fórum de Ciência e Cultura em Conjunto com Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ*, 17 de janeiro de 2006, Rio de Janeiro, Brasil
- LOPES, E.L., VIAL, P.A., 2005, “Usinas Eólicas Comerciais no Brasil.” In: *Coletânea de Artigos – Energia Solar e Eólica*, V.2 Ed. CRESESB, Rio de Janeiro, RJ
- MENDONÇA, A., DAHL, D., 1999. “The Brazilian electrical system reform.” *Energy Policy*, 27(2), 73-83., 1999.
- MEYER, N.I., KOEFOED, A.L., 2004. “Danish energy reform: policy implications for renewables.” *Energy Policy* 31 (2003) 597-607,
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2003. *Ambiente de Regulação Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Disponível na Internet em <http://www.mme.gov.br>
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2004. *Portaria nº 45 de 30 de março de 2004*. Disponível na Internet em <http://www.mme.gov.br>
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2005. *Balanço Energético Nacional – Ano Base 2004*. Disponível na Internet em <http://www.mme.gov.br>
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, 2006. *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006 – 2015*. Arquivo disponível para download no site www.epe.gov.br
- MITCHELL, C., BAUKNECHT, D., CONNOR, P.M, 2006. “Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany” *Energy Policy* 34 (2006) 297–305.
- MOLLY, J.P. 2005. “Redução dos Riscos Financeiros em Centrais Eólicas”. In *Anais: Encontro Internacional de Energia Eólica*, Natal, RN.
- OLIVEIRA, R.G., MARRECO, J.M, “Natural gas power generation in Brazil: New window of opportunity?” *Energy Police* – Article in Press
- OLIVERIO, J.L., 2004. “Clima de suspense na biomassa.” *Brasil Energia*, nº 285, August, 2004, Rio de Janeiro, Brazil
- OLZ, S., 2003. *Evaluation of market, regulatory and policy barriers to the use of wind energy in Brazil*. MSc Thesis, Faculty of Life Sciences, University of London
- PEREIRA, O.S., CARVALHO, K., ALLATTA, E., 2004. “Análise Comparativa da Regulação Internacional referente às Energias Renováveis” *Revista do Direito de Energia*. Ano I, Número 001, São Paulo, SP. Abril/2004
- POLITO, R., 2005. “Novo PROINFA ou boa oportunidade?” *Brasil Energia* nº299, October, 2005, Rio de Janeiro, Brasil

- PORTO, L.C.F., 2002, “O Papel da Energia Alternativa na Política Energética do Brasil. In: *Fontes Alternativas de Energia e Eficiência Energética: Opção Para uma Política Energética Sustentável no Brasil, Coalizão Rios Vivos*, pp. 23-30, Campo Grande.
- PORTO, L.C.F., 2005, “Visão Geral da Energia Eólica: Situação no Brasil”. In: *Encontro Internacional de Energia Eólica, Natal*, 22 a 23 de Setembro.
- REICHE, D., BERCHBERGE, M., 2004. “Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states.” *Energy Policy* 32 (2004) 843-849
- RIBEIRO, C.M. *et al.* 1998. “Implantação de Sistema Híbrido para Eletrificação da Vila de Joanes (Pará)” In: *SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE*, 13, 1995, Florianópolis. *Anais...* Florianópolis, 1998. (FL-GPT-03).
- RUIZ,C., 2005. “Apresentação Wobben WindPower.” In: *Encontro Internacional de Energia Eólica, Natal*, 22 a 23 de Setembro.
- SCHAEFER,R., SZKLO,A.S., 2001. „Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change.” *Energy Policy* 29 (2001) 355-369
- SCHAEFER,R., SZKLO,A.S., MACHADO,G., 2004. ”Matriz Energética Brasileira 2003-2023.” PPE-COPPE-UFRJ, dezembro 2004, Rio de Janeiro, Brasil
- SCHOUBERT, O.C. 2005, “Experiências na Elaboração de Atlas Eólicos” In: *Encontro Internacional de Energia Eólica, Natal*, 22 a 23 de Setembro.
- SIJM, J.P.M., 2002. “The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries.” *ECN Policy Studies*, Report N° ECN-C--02-083, November.
- SILVA, N.F., 2006. *Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica*. Tese de D.Sc. Doutorado em Planejamento Energético UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- SILVA, N.F., ROSA, L.P., ARAUJO, M.R., 2006. “The utilization of wind energy in the Brazilian electric sector’s expansion.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 9 (2005) 289–309
- SZKLO, A., CUNHA, R. 2006. “Status of Brazil Energy Development.” In: Goldember, J, and Hogner, H. (ed). *Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development*. Vienna: International Atomic Energy Agency (UN-IAEA).
- SZKLO, A., GELLER, H., 2006. “Policy options for sustainable energy development.” In: Goldember, J, and Hogner, H. (ed). *Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development*. Vienna: International Atomic Energy Agency (UN-IAEA).
- SZKLO, A., TOLMASQUIM, M., 2003. “Analysis of Brazil’s cogeneration legal framework.” *Energy Conversion and Management* 44 (2003) 369–380

VRIES, H.J., ROSS, C.J., *et al.* 2003. *Renewable electricity policies in Europe - Country fact sheets*. ECN-C--03-071, Oktober 2003, Disponível na Internet em http://www.ecn.nl/library/reports/2003/_c03071.html

WACHSMANN, U., TOLMASQUIM, M.T., 2003. "Wind power in Brazil – transition using German experience." *Renewable Energy* 28 (2003) 1029-1038

Bibliografia – Capítulo 5

OPÇÕES PARA POLÍTICAS DE DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL – PROPOSTAS PARA 2º FASE DO PROINFA

BITTENCOURT, R.M., *et al.* 1999. "Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementariedade entre os Regimes Hidrológico e Eólico" In: Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, 1999, Foz do Iguaçu, GPL-17.

BROWER, M., 2001. WindMap™ Version 3.10. Brower & Company. 2001. <http://www.browerco.com>

BROWER, M., BAILEY, B., ZACK, J., 2002. Micrositing Using the MesoMap System. American Wind Energy Association, <http://www.truewind.com>

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE, 2007a. 1º Leilão de Energia Nova (2005) – Resultado do Leilão por Vencedor. Arquivo disponível pela internet via http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/Resultados/Nova%20Resultado%20do%20Leilão%20por%20Vendedor.pdf. Arquivo consultado em janeiro de 2007.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE, 2007b. 2º Leilão de Energia Nova (2006) – Resultado do Leilão por Vencedor. Arquivo disponível pela internet via http://inter.energia.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/Energia_Nova/Resultado_Vendedor_3006_site.pdf. Arquivo consultado em janeiro de 2007.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE, 2007c. 3º Leilão de Energia Nova (2006) – Resultado do Leilão por Vencedor. Arquivo disponível pela internet via http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Leiloes/3%20Energia%20Nova/resultados/resultados_leilao_vendedor.pdf. Arquivo consultado em janeiro de 2007.

CEBOLO, A.S., 2005, "Comercialização com Fonte de Energia Eólica" In: Encontro Internacional de Energia Eólica, Natal, 22 a 23 de Setembro.

CEPEL, 2001. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, ed CEPEL, Rio de Janeiro.

COELBA, 2001. Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia. Arquivo disponível na internet via http://www.coelba.com.br/ARQUIVOS_EXTERNOS/O%20SETOR%20

ELETRICO/ENERGIA%20ALTERNATIVA/ATLAS%20EOLICO/AtlasBA_Rev_1.pdf

Arquivo consultado em janeiro de 2007.

COSERN, 2003. Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Norte.
http://www.cosern.com.br/ARQUIVOS_EXTERNOS/MAPA%20EÓLICO%20DO%20RIO%20GRANDE%20DO%20NORTE;250101;20050107.PDF Arquivo consultado em janeiro de 2007.

DEWI, 2002. Studie zur Aktuellen Konstensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland

DEWI, 2006. Curso de energia eólica. Rio de Janeiro

DUTRA, R.M., 2001. *Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. Dissertação de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brazil, 300 pp.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2006a. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica: 2006-2015. ISSN 1809-9971 Ed. MME/EPE. Arquivo disponível pela internet via www.epe.gov.br. Arquivo consultado em janeiro de 2007.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2006b. Plano Nacional de Energia 2030 - Estratégia para expansão da oferta. Arquivo disponível pela internet via www.epe.gov.br. Arquivo consultado em janeiro de 2007.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION – EWEA, 2004a. Wind Energy The Fact – Cost and Prices (Vol. 2). Arquivo disponível na internet via http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf. Arquivo consultado em janeiro de 2007.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION – EWEA, 2004b. Wind Energy The Fact – Market Development (Vol 5). Arquivo disponível na internet via http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_5.pdf. Arquivo consultado em janeiro de 2007.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA, 2003a Wind Power Targets for Europe: 75,000 MW by 2010. Arquivo disponível na Internet via http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/75GW/13190_policy_briefing_4_01.pdf Arquivo consultado em janeiro de 2007

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA, 2003b. Survey for Wind Energy - The Facts. Arquivo disponível na Internet via http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/75GW/13190_policy4_01.pdf Arquivo consultado em janeiro de 2007

GREENPEACE, EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION - EWEA, 2004. Wind Force 12: A Blueprint to Achieve 12% of the World's Electricity From Wind Power by 2020 Arquivo disponível na Internet via http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/

documents/publications/75GW/13190_policy4_01.pdf Arquivo consultado em janeiro de 2007

INDIAN WIND TURBINE MANUFACTURERS ASSOCIATION – IWTMA, 2007. Indian Wind Industry. Arquivo disponível na internet via http://www.indianwindpower.com/wind_india.htm. Arquivo consultado em 2007.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA 2002. Renewable energy into the mainstream. The Netherlands, October, 2002 Arquivo disponível na Internet via www.iea.org Arquivo consultado em janeiro de 2007

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA, Nuclear Energy Agency – NEA, 2005. Projected Cost of Generating Electricity – 2005 Updates. Arquivo disponível na internet via <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/ElecCost.pdf> Arquivo consultado em janeiro de 2007

ISSET, 2003. Wind Energy Report Germany 2003. Ed. ISET, Kassel, Germany

JALAL, I. et al, 2006. “Scenarios” In: GOLDEMBER, J, and HOGNER, H. (ed). Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development. Vienna: International Atomic Energy Agency (UN-IAEA).

MACHADO Jr, Z.S., 2000. Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento. 102p. Dissertação de M.Sc. Engenharia de Sistemas e Computação, UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro.

MORTENSEN N.G et al. 1993, Wind Atlas Analysis and Application Program (WasP). Roskilde: Ris/Æ National Laboratory, 1993.

MORTHORST, P.E., CHANDLER, H., 2004. “The cost of wind power – The facts within the fiction.” Renewable Energy World, July-August, 2004

PEREIRA, O.S., CARVALHO, K., ALLATTA, E., 2004. “Análise Comparativa da Regulação Internacional referente às Energias Renováveis” *Revista do Direito de Energia*. Ano I, Número 001, São Paulo, SP. Abril/2004

PEREZ, E. M. 2001 Energias Renovables, Sustentabilidad y Creacion de Empleo: Uma Economia Impulsionada por el Sol. ISBN:84-8319 – 115 –6 pp. 270, 2001.

PETERSEN, N., MORTENSEN, N.G., et al.. 1998. “Wind Power Meteorology. Part II: Siting and Models.” Wind Energy, vol. 1. nr.2, pgs.55-72, Wiley InterScience, 1998.

PHILLIPS, G.T., 1979. A Preliminary User's Guide for the NOABL Objective Analysis Code. DOE/ET/20280-T1, U.S. Department of Energy, July 1979.

RAGHEB, M., 2006a. Wind Energy Economics. Arquivo disponível pela internet via <https://netfiles.uiuc.edu/mragheb/www/NPRE%20498WP%20Wind%20Power%20Systems/Wind%20Energy%20Economics.pdf> . Arquivo consultado em Janeiro de 2007.

REIS, T.V.M., 2002. Emissões de gases de efeito estufa no sistema interligado nacional: metodologia para definição de linha de base e avaliação do potencial de redução das

- emissões do PROINFA. 2002. 252 p. Dissertação de M.Sc. Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador, Salvador,BA.
- RENER, M. 2000. Working for the Environment: A Growing Source of Jobs. WORLDWATCH PAPER 152 ISBN 1-878071-54-8. Arquivo disponível na Internet via <http://www.worldwatch.org/system/files/EWP152.pdf> Arquivo consultado em janeiro de 2007
- RENEWABLE ENERGY ASSOCIATION UK - REA, 2006. Welcome to the Renewable Energy Association Online F-A-Q. Arquivo disponível na internet via www.r-e-a.com Consultado em Setembro de 2006
- RETSCREEN, 2004. Software: Online User Manual - Wind Energy Project Model. ISBN: 0-662-36820-7 Arquivo disponível pela internet via www.retscreen.net . Arquivo consultado em Janeiro de 2007.
- SCHAEFER,R., SZKLO,A.S., 2001. „Future electric power technology choices of Brazil: a possible conflict between local pollution and global climate change.” Energy Policy 29 (2001) 355-369
- SCHAEFER,R., SZKLO,A.S., MACHADO,G., 2004. Matriz Energética Brasileira 2003-2023. PPE-COPPE-UFRJ, dezembro 2004, Rio de Janeiro, Brasil
- SEC. DE ENERGIA, INDÚSTRIA NAVAL E PETRÓLEO – RJ, 2002 . Atlas do Potencial Eólico do Estado do Rio de Janeiro. Ed. Séc. EINP, Rio de Janeiro, RJ
- SEC. ENERGIA MINAS E COMUNICAÇÕES – RS, 2002. Rio Grande do Sul – Atlas Eólico. Arquivo disponível na internet via http://www.semc.rs.gov.br/atlas/INDEX_rgs.htm Arquivo consultado em janeiro de 2007.
- SEC. INFRA-ESTRUTURA – CE, 2001. Estado do Ceará – Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará. Arquivo disponível na internet via <http://www.seinfra.ce.gov.br/publicacoes.php> Arquivo consultado em janeiro de 2007.
- SIEG, K., 2006. “From Elephant to Tiger.” New Energy n.2/May 2006
- SZKLO, A., CUNHA, R. 2006. “Status of Brazil Energy Development.” In: GOLDEMBER, J, and HOGNER, H. (ed). Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development. Vienna: International Atomic Energy Agency (UN-IAEA).
- WEGLEY, H.L., et al., 1987. “Improving the Performance of Mass-Consistent Numerical Models Using Optimization Techniques.” Journal of Climate and Applied Meteorology, Vol.26, No.6, June 1987.
- WIND POWER MONTHLY, 2004. Wind Statistic. Arquivo disponível na internet via <http://www.windpower.com/statistics.html>. Arquivo consultado em 2004
- WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION – WWEA, 2006. Wind Energy International 2005-2006. ISBN 81-7525-641-9 ed. WWEA, New Delhi, India

Bibliografia – Capítulo 6

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

- BITTENCOURT, R.M., *et al.* 1999. “Estabilização Sazonal da Oferta de Energia Através da Complementariedade entre os Regimes Hidrológico e Eólico” In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE*, 1999, Foz do Iguaçu, GPL-17.
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY - DTI, 2006. *The Energy Challenge Energy Review Report 2006*. July 2006. Arquivo disponível na internet via <http://www.dti.gov.uk> Consultado em Setembro de 2006
- ELETROBRÁS, 2005. *Programas PCH-COM*. Disponível na Internet em http://www.eletronbras.gov.br/EM_Programas_SSH-COM/funcionamento.asp Arquivo consultado em Setembro de 2005
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2006a. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica: 2006-2015. ISSN 1809-9971 Ed. MME/EPE. Arquivo disponível pela internet via www.epe.gov.br . Arquivo consultado em janeiro de 2007.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE, 2006b. Plano Nacional de Energia 2030 - Estratégia para expansão da oferta. Arquivo disponível pela internet via www.epe.gov.br . Arquivo consultado em janeiro de 2007.
- MOLLY, J.P. 2005. “Redução dos Riscos Financeiros em Centrais Eólicas”. In *Anais: Encontro Internacional de Energia Eólica*, Natal, RN.
- OLZ, S., 2003. *Evaluation of market, regulatory and policy barriers to the use of wind energy in Brazil*. MSc Thesis, Faculty of Life Sciences, University of London
- SÁ, A. L., *et al.* 2006. “Computer Tool to Identify Promising Areas for Wind Farm Installation and Energy Prediction”. In: *DEWEK 2006 - The International Technical Conference*. Bremen, Germany.
- SILVA, N.F., 2006. *Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica*. Tese de D.Sc. Doutorado em Planejamento Energético UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- WACHSMANN, U., TOLMASQUIM, M.T., 2003. “Wind power in Brazil – transition using German experience.” *Renewable Energy* 28 (2003) 1029-1038

ANEXO – I

TUTORIAL SOBRE ENERGIA EÓLICA

PRINCÍPIOS E TECNOLOGIAS

<u>A1.1 - HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA E SUAS UTILIZAÇÕES</u>	315
<u>Desenvolvimento dos Aerogeradores no Século XX</u>	318
<u>A evolução comercial de turbinas eólicas de grande porte</u>	321
<u>A potência eólica instalada no mundo</u>	322
<u>A1.2 - O RECURSO EÓLICO</u>	324
<u>Mecanismos de Geração dos Ventos</u>	324
<u>Fatores que influenciam o regime dos ventos</u>	326
<u>A1.3 - ENERGIA E POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO</u>	327
<u>A1.4 - TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA</u>	
<u>ELÉTRICA</u>	331
<u>Rotores de Eixo Vertical</u>	331
<u>Rotores de Eixo Horizontal</u>	331
<u>Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal</u>	333
<u>Mecanismo de Controle</u>	338
<u>Controle de Passo</u>	339
<u>Controle Estol</u>	340
<u>A1.5 - SISTEMA ELÉTRICO DE UM AEROGERADOR E QUALIDADE DE</u>	
<u>ENERGIA</u>	342
<u>Aerogeradores com velocidade constante</u>	342
<u>Aerogeradores com velocidade variável</u>	343
<u>Qualidade da energia</u>	344
<u>A1.6 - APLICAÇÕES DOS SISTEMAS EÓLICOS</u>	346
<u>Sistemas Isolados</u>	346
<u>Sistemas Híbridos</u>	347
<u>Sistemas Interligados à Rede</u>	348
<u>Sistemas Off-Shore</u>	349
<u>A1.7 – BIBLIOGRAFIA</u>	354

A1.1 - HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA E SUAS UTILIZAÇÕES

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.. 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). (SHEPHERD, 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.

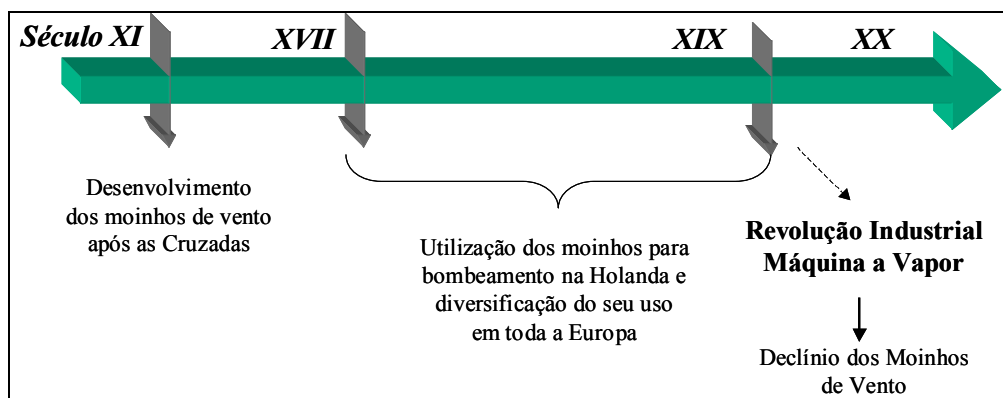


Figura A1.1 - Principais marcos do desenvolvimento da Energia Eólica no período do Século XI ao Século XIX (Fonte: DUTRA,2001)

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 m³/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).



Figura A1.2 – Moinho de vento típico da região dos países baixos

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.

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.

Desenvolvimento dos Aerogeradores 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* SHEPHERD, 1994) (RIGHTER, 1991 *apud* SHEPHERD, 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* SHEPHERD, 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)(SHEPHERD, 1994)

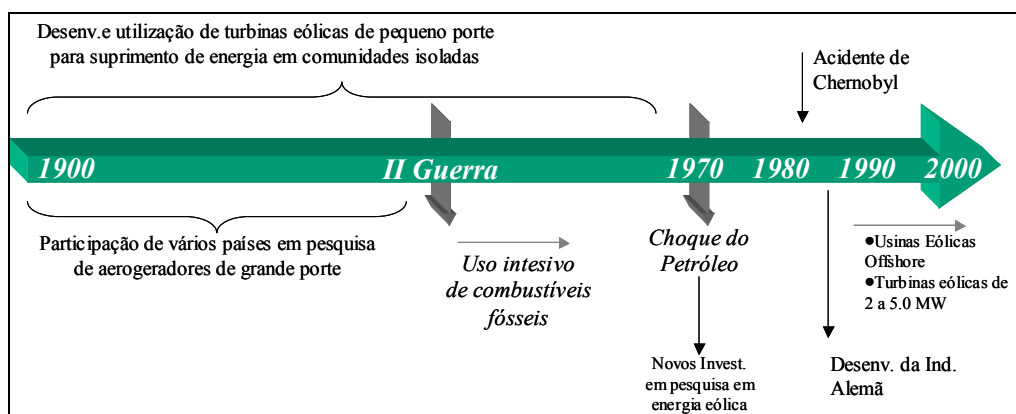


Figura A1.3 - Principais marcos do desenvolvimento da Energia Eólica no Século XX

(Fonte: Dutra,2001)

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* SHEPHERD, 1994) (PUTNAM,1948 *apud* SHEPHERD, 1994) (KOEPL, 1982 *apud* SHEPHERD, 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 (SHEPHERD, 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.

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 2ª 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 2ª Guerra Mundial, a companhia F.L.Smith (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 kW com 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 SydØstsjælland's 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)

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 jusante 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).

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 A1.3 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. Com a demanda de novos projetos off-shore

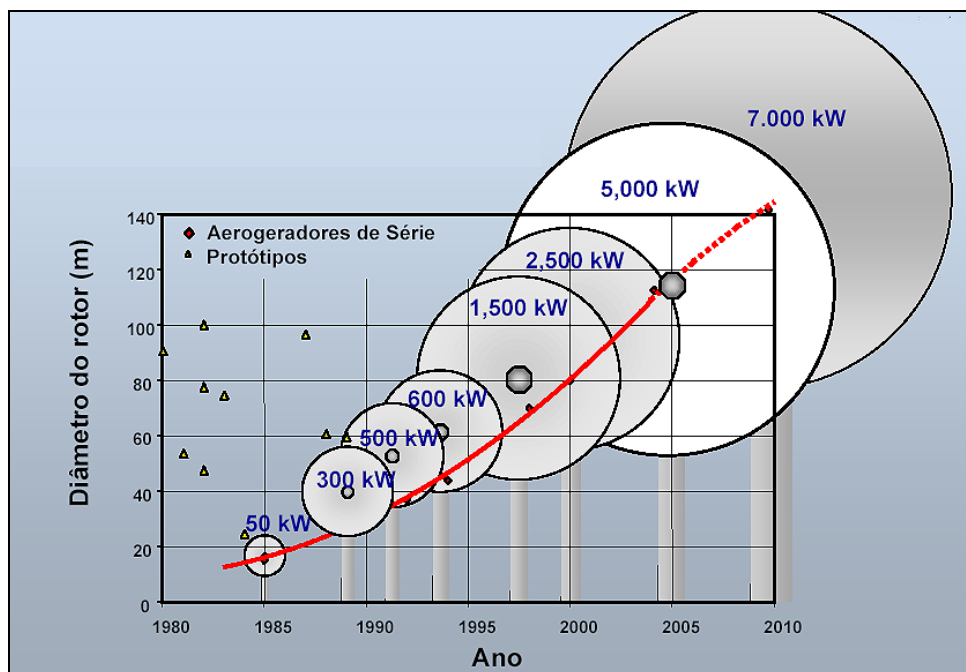


Figura A1.4 - Evolução das Turbinas eólicas desde 1985 até 2005 (Fonte: DEWI,2005)

A potência eólica instalada no mundo

O perfil do crescimento da energia eólica na década de 90 indica perspectivas promissoras para o crescimento da indústria eólica mundial para as próximas décadas. Mesmo considerando-se uma desaceleração no aumento da potência instalada nos últimos anos, a procura por novos mercados e o desenvolvimento de turbinas eólicas de maior porte mostram boas perspectivas para um crescimento mais sustentável e não tão acelerado para a próxima década. A tabela A1.1 mostra a potência eólica instalada em diversos países desde 1998.

Tabela A1.1 - Utilização internacional da energia eólica.

PAÍS	Potência acumulada ao final de cada ano								
	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000	1999	1998
Alemanha	20622	18428	16628	14609	12400	8754	6095	4443	2875
Espanha	11615	10027	8263	6202	4830	3337	2535	1542	834
Estados Unidos	11603	9149	6752	6352	4685	4258	2564	2534	1820
Índia	6270	4430	2983	2120	1702	1500	1260	1035	992
Dinamarca	3136	3128	3118	3115	2880	2534	2415	1771	1383
China	2604	1260	764	566	468	404	352	262	500
Itália	2123	1717	1265	891	785	697	427	183	178
Reino Unido	1963	1353	897	704	552	483	409	347	333
Portugal	1716	1022	523	299	194	153	111	61	51
França	1567	757	390	240	131	116	63	25	21
Canadá	1459	683	444	326	221	198	137	125	82
Japão	1394	1040	940	644	415	316	142	68	30
Holanda	1219	1219	1078	912	686	497	442	411	361
Áustria	965	819	607	415	139	95	77	42	30
Austrália	817	572	380	198	104	71	30	9	9
Grécia	746	573	466	398	276	299	274	158	55
Irlanda	745	496	353	225	137	125	119	73	73
Suécia	572	510	442	399	328	290	241	215	174
Noruega	314	270	160	112	97	17	13	9	9
Brasil	273	29	29	29	24	24	22	17	17
Egito	230	145	145	69	69	69	69	36	6
Bélgica	193	167	97	68	44	31	13	6	6
Coréia do Sul	173	120	8	8	nd	nd	nd	nd	nd
Nova Zelândia	171	169	169	38	35	35	35	24	24
Marrocos	124	64	54	54	54	54	54	14	0
Polônia	83	73	58	58	27	51	5	5	5
Finlândia	82	82	82	47	41	39	39	18	18
Costa Rica	74	71	71	71	71	71	51	51	27
Ucrânia	73	73	57	51	nd	nd	nd	nd	nd
Irã	48	32	11	11	11	11	11	11	11
Luxemburgo	35	35	35	16	16	15	15	9	9
Argentina	26	26	26	26	27	27	16	14	14
Turquia	20	20	20	20	19	19	19	9	9
Tunísia	20	20	20	20	11	11	11	0	0
Outros Países	1146	254	219	121	558	326	383	405	197
Total	74221	58835	47555	39434	32037	24927	18449	13932	10153

(Fonte: WWEA,2007.2006, WINDPOWER MONTHLY,2004,2006, NEW ENERGY, 2003,2002, 2000, BTM CONSULT, 2000)

A1.2 - O RECURSO EÓLICO

A energia eólica provém da radiação solar uma vez que os ventos são gerados pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre. Uma estimativa da energia total disponível dos ventos ao redor do planeta pode ser feita a partir da hipótese de que, aproximadamente, 2% da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos. Este percentual, embora pareça pequeno, representa centena de vezes a potência anual instalada nas centrais elétricas do mundo.

Os ventos que sopram em escala global e aqueles que se manifestam em pequena escala são influenciados por diferentes aspectos entre os quais destacam-se a altura, a rugosidade, os obstáculos e o relevo.

A seguir serão descritos os mecanismos de geração dos ventos e os principais fatores de influência no regime dos ventos de uma região.

Mecanismos de Geração dos Ventos

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do Sol, isto porque os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da atmosfera. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera deve ser creditada, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra.

As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Conseqüentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos. A figura A1.5 apresenta esse mecanismo.

Existem locais no globo terrestre nos quais os ventos jamais cessam de “soprar” pois os mecanismos que os produzem (aquecimento no equador e resfriamento nos pólos) estão sempre presentes na natureza. São chamados de ventos planetários ou constantes e podem ser classificados em:

- Alísios: ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes.
- Contra-Alísios: ventos que sopram do Equador para os pólos, em altas altitudes.
- Ventos do Oeste: ventos que sopram dos trópicos para os pólos.
- Polares: ventos frios que sopram dos pólos para as zonas temperadas.

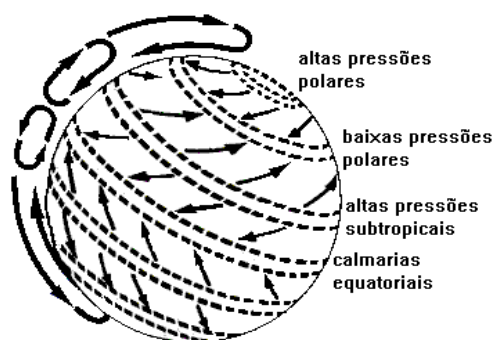


Figura A1.5 - Formação dos ventos devido ao deslocamento das massas de ar.

(Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

Tendo em vista que o eixo da Terra está inclinado de $23,5^\circ$ em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol, variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície da Terra resultam em variações sazonais na intensidade e duração dos ventos, em qualquer local da superfície terrestre. Como resultado surgem os ventos continentais ou periódicos e compreendem as monções e as brisas.

As monções são ventos periódicos que mudam de direção a cada seis meses aproximadamente. Em geral, as monções sopram em determinada direção em uma estação do ano e em sentido contrário em outra estação.

Em função das diferentes capacidades de refletir, absorver e emitir o calor recebido do Sol inerentes à cada tipo de superfície (tais como mares e continentes) surgem as brisas que se caracterizam por serem ventos periódicos que sopram do mar para o continente e vice-versa. No período diurno, devido à maior capacidade da terra de refletir os raios solares, a temperatura do ar aumenta e, como consequência, forma-se uma corrente de ar que sopra do mar para a terra (brisa marítima). À noite, a temperatura da terra cai mais rapidamente do que a temperatura da água e, assim, ocorre a brisa terrestre que sopra da terra para o mar. Normalmente, a intensidade da brisa terrestre é menor do que a da brisa marítima devido à menor diferença de temperatura que ocorre no período noturno.

Sobreposto ao sistema de geração dos ventos descrito acima encontram-se os *ventos locais*, que são originados por outros mecanismos mais específicos. São ventos que sopram em determinadas regiões e são resultantes das condições locais, que os tornam bastante individualizados. A mais conhecida manifestação local dos ventos é observada nos vales e montanhas. Durante o dia, o ar quente nas encostas da montanha se eleva e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, a direção em que sopram os ventos é novamente revertida e o ar frio das montanhas desce e se acumula nos vales.

Fatores que influenciam o regime dos 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 A1.6 mostra, de uma forma genérica, como os ventos se comportam quando estão sob a influência das características da superfície do solo.

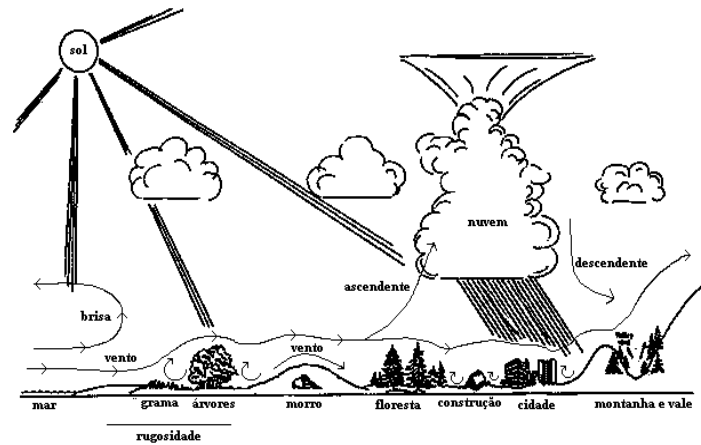


Figura A1.6 - Comportamento do vento sob a influência das características do terreno
(Fonte: Atlas Eólico do Brasil, 1998)

A1.3 - ENERGIA E POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO

A energia cinética de uma massa de ar m em movimento a uma velocidade v é dada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.1)$$

Considerando a mesma massa de ar m em movimento a uma velocidade v , perpendicular a uma seção transversal de um cilindro imaginário (figura A1.7), pode-se demonstrar que a potência disponível do vento que passa pela seção A , transversal ao fluxo de ar é dada por:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (3.2)$$

Onde:

P = potência do vento [W]

ρ = massa específica do ar [kg/m^3]

A = área da seção transversal [m^2]

v = velocidade do vento [m/s]

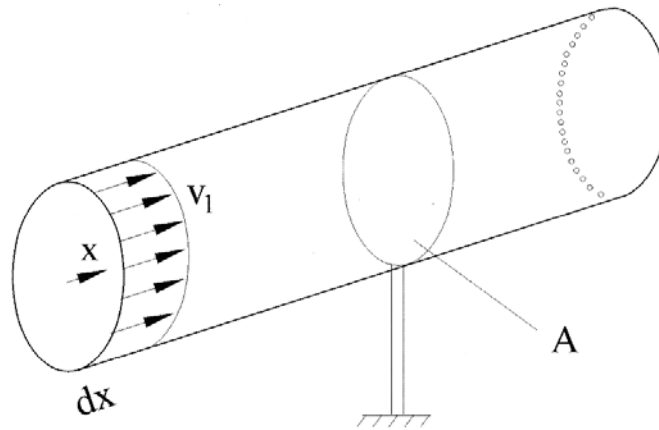


Figura A1.7 - Fluxo de ar através de uma área transversal A

A expressão 3.2 também pode ser escrita por unidade de área definindo, desta forma, a densidade de potência DP, ou fluxo de potência:

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (3.3)$$

Ao reduzir a velocidade do deslocamento da massa de ar, a energia cinética do vento é convertida em energia mecânica através da rotação das pás. A potência disponível pelo vento não pode ser totalmente aproveitada pela turbina eólica na conversão de energia elétrica. Para levar em conta esta característica física, é introduzido um índice denominado coeficiente de potência C_p , que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor.

Para determinar o valor máximo desta parcela de energia extraída do vento (C_p máximo), o físico alemão Albert Betz considerou um conjunto de pás em um tubo onde v_1 representa a velocidade do vento na região anterior às pás, v_2 a velocidade do vento no nível das pás e v_3 a velocidade no vento após deixar as pás, conforme apresentado na figura A1.8.

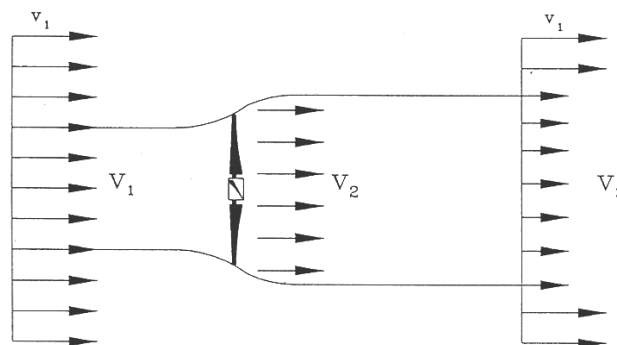


Figura A1.8 – Perdas de velocidade do vento na passagem por um conjunto de pás.

Como apresentado na figura A1.8, Betz assume um deslocamento homogêneo do fluxo de ar a uma velocidade v_1 que é retardada pelo conjunto de pás assumindo uma velocidade v_3 a jusante das pás. Pela lei da continuidade temos que:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = \rho v_3 A_3 \quad (3.4)$$

Como a redução da pressão do ar é mínima, a densidade do ar pode ser considerada constante. A energia cinética extraída pela turbina eólica é a diferença entre a energia cinética a montante e a energia cinética a jusante do conjunto de pás:

$$E_{ex} = \frac{1}{2} m (v_1^2 - v_3^2) \quad (3.5)$$

A potência extraída do vento por sua vez é dada por:

$$\dot{E}_{ex} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_3^2) \quad (3.6)$$

Neste ponto é necessário fazer duas considerações extremas sobre a relação entre as velocidades v_1 e v_3

- A velocidade do vento não é alterada ($v_1 = v_3$) – Neste caso nenhuma potência é extraída
- A velocidade do vento é reduzida a valor zero ($v_3 = 0$) – Neste caso o fluxo de massa de ar é zero, o que significa também que nenhuma potência seja retirada

A partir dessas duas considerações extremas, a velocidade referente ao máximo de potência extraída é um valor entre v_1 e v_3 . Este valor pode ser calculado se a velocidade no rotor v_2 é conhecida. A massa de ar é dada por:

$$\dot{m} = \rho A v_2 \quad (3.7)$$

Pelo teorema de Rankine-Froude pode assumir que a relação entre as velocidades v_1 , v_2 e v_3 é dada por:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (3.8)$$

Se a massa de ar apresentada na equação 3.7 e a velocidade v_2 apresentada na equação 3.8 forem inseridas na mesma equação 3.6, tem-se:

$$\dot{E}_{ex} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3 \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[1 - \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\} \quad (3.9)$$

Onde:

$$\text{Potência do Vento} = \frac{1}{2} \rho A v_1^3$$

$$\text{Coeficiente de Potência } C_p = \left\{ \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \left[1 - \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \right\}$$

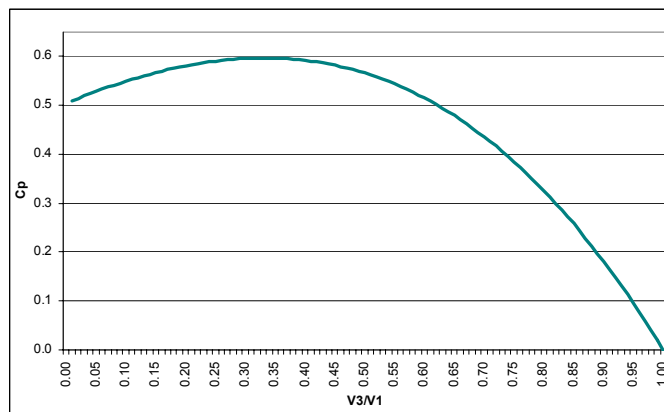


Figura A1.9 – Distribuição de C_p em função de v_3/v_1

Ao considerar o coeficiente de potência C_p em função de v_3/v_1 temos que:

$$C_{p_{Betz}} = \frac{16}{27} = 0.59 \text{ onde } v_3/v_1 = 1/3$$

A1.4 - TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Rotores de Eixo Vertical

Em geral, os rotores de eixo vertical tem a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto e os esforços devidos as forças de *Coriolis*. Os rotores de eixo vertical também podem ser movidos por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*). Os principais tipos de rotores de eixo vertical são *Darrieus*, *Savonius* e turbinas com torre de vórtices. Os rotores do tipo *Darrieus* são movidos por forças de sustentação e constituem-se de lâminas curvas (duas ou três) de perfil aerodinâmico, atadas pelas duas pontas ao eixo vertical.



Figura A1.10 - Turbina experimental de eixo vertical (SANDIA, 2006)

Rotores de Eixo Horizontal

Os rotores de eixo horizontal são os mais comuns e grande parte da experiência mundial está voltada para a sua utilização. São movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Ambas são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento. Adicionalmente as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e o eixo do corpo).

Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram sob efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento.

Os rotores de eixo horizontal ao longo do vento (aerogeradores convencionais) são predominantemente movidos por forças de sustentação e devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento. Tais rotores podem ser constituídos de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás (*multivane fans*). Construtivamente, as pás podem ter as mais variadas formas e empregar os mais variados materiais. Em geral, utilizam-se pás rígidas de madeira, alumínio ou fibra de vidro reforçada.



Figura A1.11 - Turbina de eixo horizontal

Quanto à posição do rotor em relação à torre, o disco varrido pelas pás pode estar a jusante do vento (*down wind*) ou a montante do vento (*up wind*). No primeiro caso, a “sombra” da torre provoca vibrações nas pás. No segundo caso, a “sombra” das pás provoca esforços vibratórios na torre. Sistemas a montante do vento necessitam de mecanismos de orientação do rotor com o fluxo de vento, enquanto nos sistemas a jusante do vento, a orientação realiza-se automaticamente.

Os rotores mais utilizados para geração de energia elétrica são os de eixo horizontal do tipo hélice, normalmente compostos de 3 pás ou em alguns casos (velocidades médias muito altas e possibilidade de geração de maior ruído acústico) 1 ou 2 pás.

Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal

As principais configurações de uma turbina eólica de eixo horizontal podem ser vistas na figura A1.12. Estas turbinas são diferenciadas pelo tamanho e formato da nacele, a presença ou não de uma caixa multiplicadora e o tipo de gerador utilizado (convencional ou multi-polos). A seguir são apresentados os principais componentes da turbina que, de uma forma geral pode ser apresentados como a torre, a nacele e o rotor.

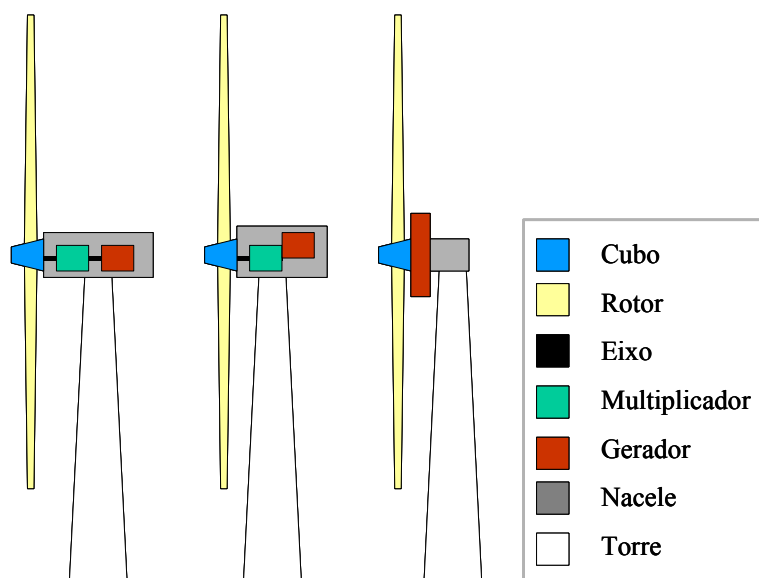


Figura A1.12 - Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal

Nacele

É a carcaça montada sobre a torre, onde se situam o gerador, a caixa de engrenagens(quando utilizada) e todo o sistema de controle, medição do vento e motores para rotação do sistema para melhor posicionamento do vento. As figuras A1.13 e A1.14 mostram os principais componentes instalados em dois tipos de naceles, uma delas utilizando um gerador convencional e outra utilizando um gerador multi-polos.

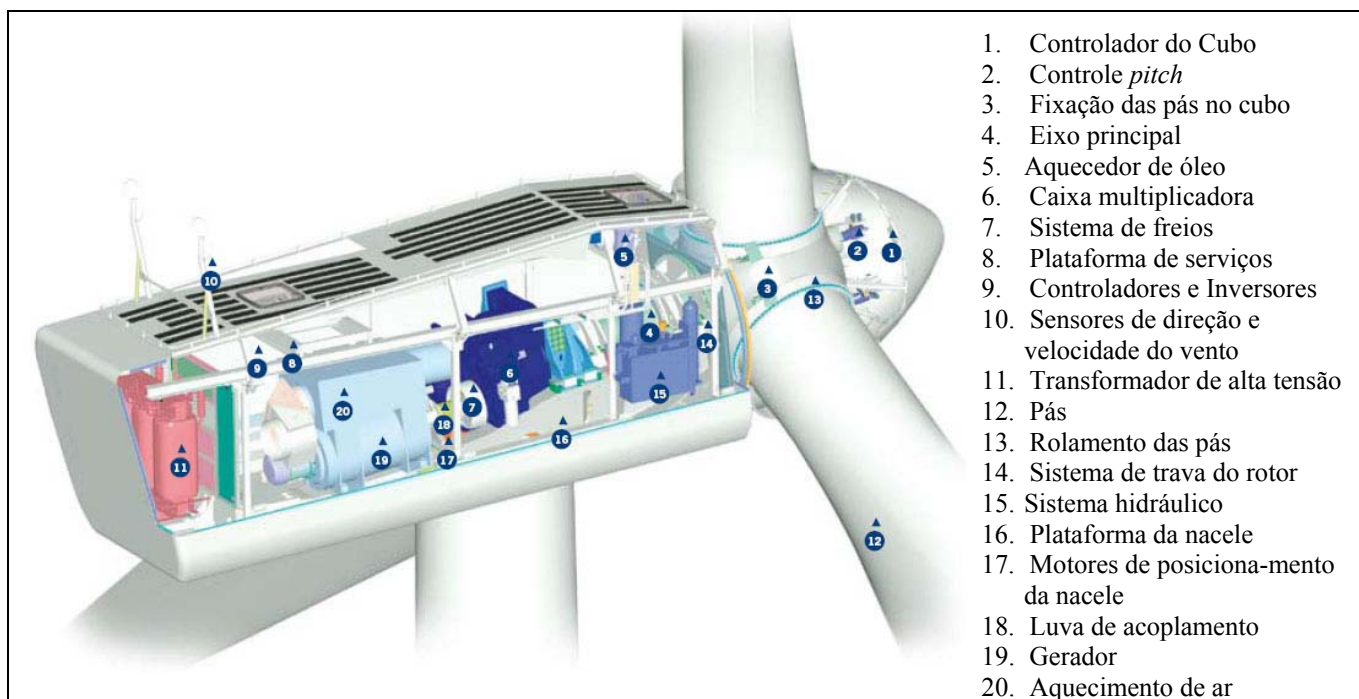


Figura A1.13 – Vista do interior da nacele de uma turbina eólica utilizando um gerador convencional (Fonte: VESTAS,2006)

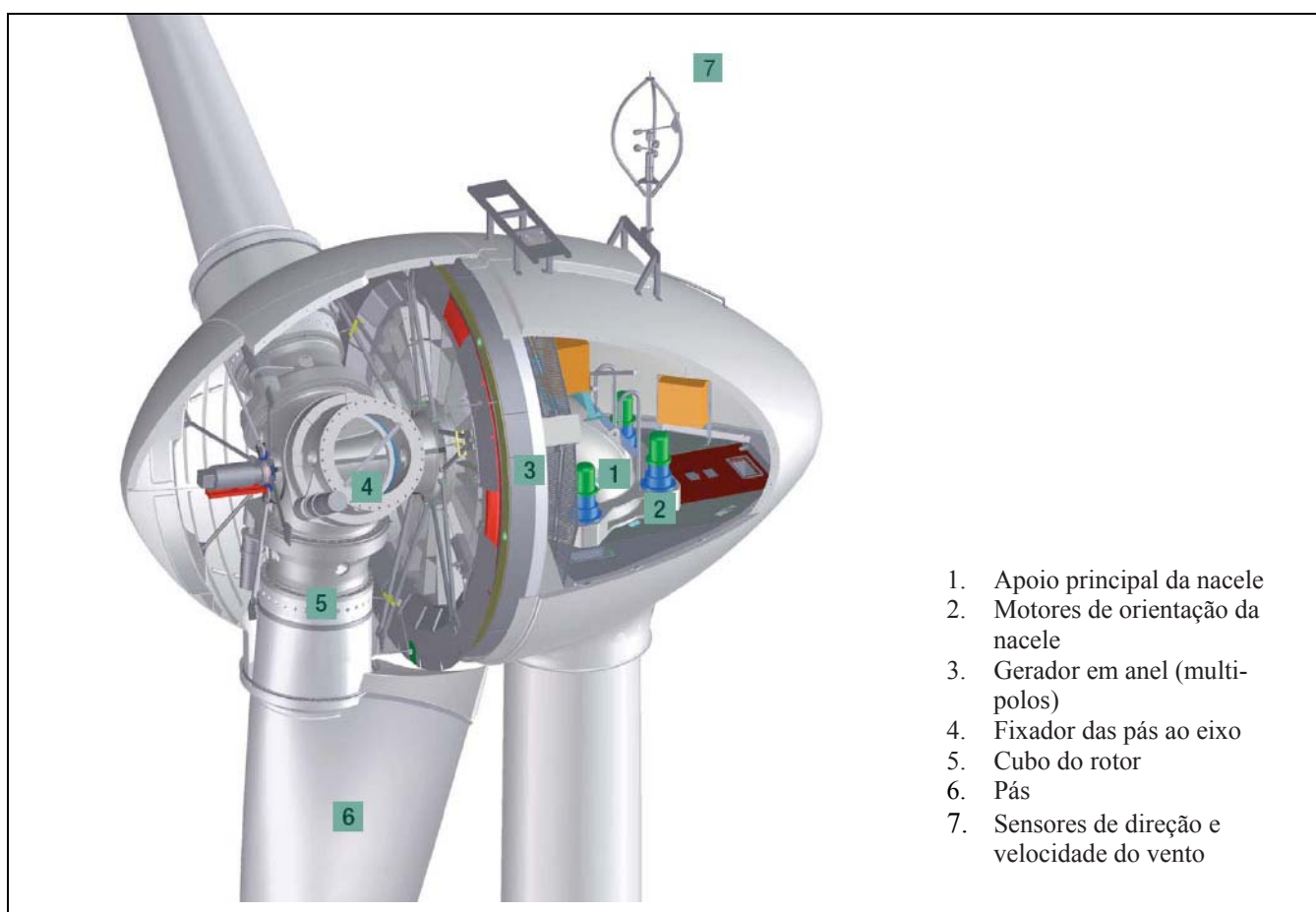


Figura A1.14 – Vista do interior da nacele de uma turbina eólica utilizando um gerador multi-polos (Fonte: ENERCON, 2006)

Pás, cubo e eixo

As pás são perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte de sua energia cinética em trabalho mecânico. Inicialmente fabricadas com alumínio, atualmente são fabricadas em fibras de vidro reforçadas com epóxi. Nas turbinas que usam controle de velocidade por passo, a pá dispõe de rolamentos em sua base para que possa girar modificando assim seu ângulo de ataque.

As pás são fixadas através de flanges em uma estrutura metálica a frente da turbina denominada cubo. Esta estrutura é construída em aço ou liga de alta resistência. Para as turbinas que utilizem o controle de velocidade por passo, o cubo além de apresentar os rolamentos para fixação das pás também acomoda os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque de todas as pás. É importante citar que por se tratar de uma peça mecânica de alta resistência, o cubo é montado de tal forma que ao sair da fábrica este apresenta-se como peça única e compacta viabilizando que, mesmos para os grandes aerogeradores, seu transporte seja feito sem a necessidade de montagens no local da instalação.

O eixo é o responsável pelo acoplamento do cubo ao gerador fazendo a transferência da energia mecânica da turbina. É construído em aço ou liga metálica de alta resistência.

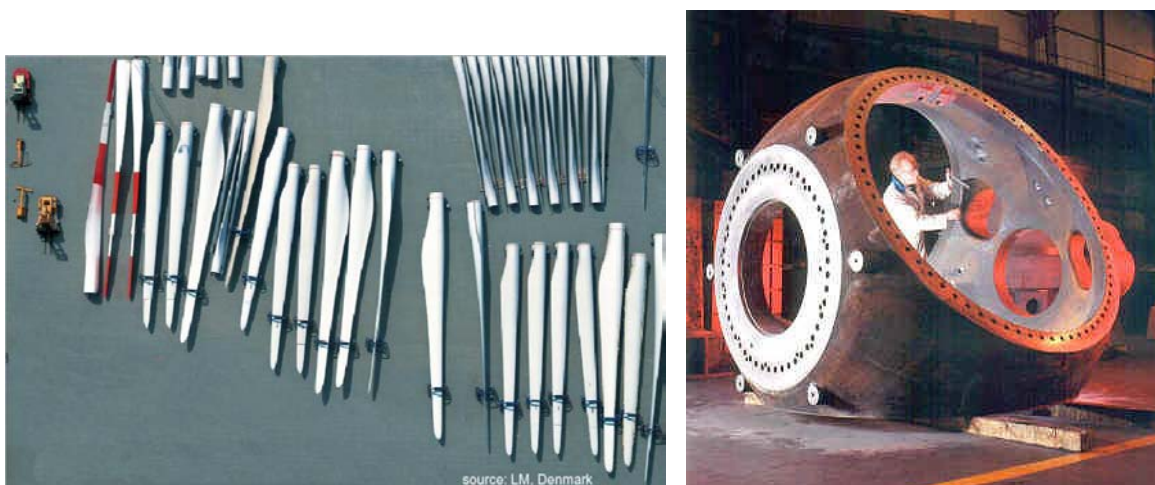


Figura A1.15 – Detalhe de um e um pátio com diversos modelos de pás

Transmissão e Caixa Multiplicadora

A transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica entregue pelo eixo do rotor até a carga. É composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamentos. A figura A1.13 apresenta a localização da caixa multiplicadora dentro do sistema de geração eólica.

O projeto tradicional de uma turbina eólica consiste em colocar a caixa de transmissão mecânica entre o rotor e o gerador de forma a adaptar a baixa velocidade do rotor à velocidade de rotação mais elevada dos geradores convencionais.

A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 RPM, devido às restrições de velocidade na ponta da pá (*tip speed*). Entretanto, geradores (sobretudo geradores síncronos) trabalham a rotações muito mais elevadas (em geral, entre 1200 a 1800 RPM), tornando necessário a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos.

Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram com sucesso aerogeradores sem a caixa multiplicadora e abandonaram a forma tradicional de construir turbinas eólicas. Assim, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, utilizam-se geradores multi-polos de baixa velocidade e grandes dimensões.

Os dois tipos de projetos possuem suas vantagens e desvantagens e a decisão em usar o multiplicador ou fabricar um aerogerador sem caixa de transmissão é antes de tudo uma questão de filosofia do fabricante.



Figura A1.16 - Gerador conectado a caixa de engrenagens(vista a direita)

Gerador

A transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica através de equipamentos de conversão eletro-mecânica é um problema tecnologicamente dominado e, portanto, encontram-se vários fabricantes de geradores disponíveis no mercado.

Entretanto, a integração de geradores no sistemas de conversão eólica constitui-se em um grande problema, que envolve principalmente:

- variações na velocidade do vento (extensa faixa de rotações por minuto para a geração);

- variações do torque de entrada (uma vez que variações na velocidade do vento induzem variações de potência disponível no eixo);
- exigência de frequência e tensão constante na energia final produzida;
- facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção (isto é, necessitam ter alta confiabilidade).

Atualmente, existem várias alternativas de conjuntos moto-geradores, entre eles: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores de comutador de corrente alternada. Cada uma delas apresenta vantagens e desvantagens que devem ser analisadas com cuidado na sua incorporação a sistemas de conversão de energia eólica.

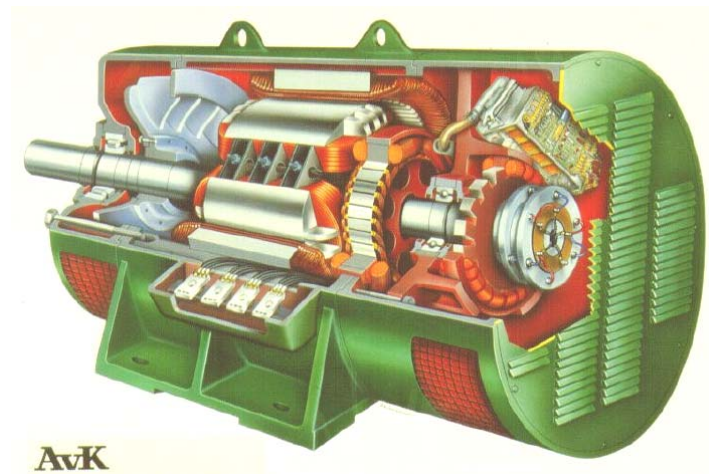


Figura A1.17 - Gerador convencional



Figura A1.18 - Gerador multi-polos

Torre

As torres são necessárias para sustentar e posicionar o rotor a uma altura conveniente para o seu funcionamento. É um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo inicial do sistema. Inicialmente, as turbinas utilizavam torres de metal treliçado. Com o uso de geradores com potências cada vez maiores, as naceles passaram a sustentar um peso muito elevado tanto do gerador quanto das pás. Desta forma, para dar maior mobilidade e segurança para sustentar toda a nacela em alturas cada vez maiores, tem-se utilizado torres de metal tubular ou de concreto que podem ser sustentadas ou não por cabos tensores.

Mecanismo de Controle

Os mecanismos de controle destinam-se à orientação do rotor, ao controle de velocidade, ao controle de carga, etc. Pela variedade de controles, existe uma enorme variedade de mecanismos que podem ser mecânicos (velocidade, passo, freio), aerodinâmicos (posicionamento do rotor) ou eletrônicos (controle da carga).

Os modernos aerogeradores utilizam dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência à potência nominal do aerogerador. São chamados de controle estol (*Stall*) e controle de passo (*Pitch*). No passado, a maioria dos aerogeradores usavam o controle estol simples; atualmente, entretanto, com o aumento do tamanho das máquinas, os fabricantes estão optando pelo sistema de controle de passo que oferece maior flexibilidade na operação das turbinas eólicas.

O controle estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores a velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá do rotor descola da superfície da pá, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Sob todas as condições de ventos, superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos parcialmente, descolado da superfície produzindo menores forças de sustentação e elevadas forças de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos atuam contra um aumento da potência do rotor. Para evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito.

O controle de passo, por sua vez, é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda do controlador do sistema. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido à um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do

seu eixo longitudinal; em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência. Para todas as velocidades do vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal. Sob todas as condições de vento, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor é bastante aderente à superfície produzindo sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto.

Controle de Passo

O controle de passo é um sistema de controle ativo, que normalmente necessita de um sinal do gerador de potência. Sempre quando a potência nominal do gerador for ultrapassada, devido ao aumento das velocidades do vento, as pás do rotor serão giradas em torno de seu eixo longitudinal, ou em outras palavras, mudam seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque do fluxo de ar. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência do vento pela turbina. Para todas as velocidades de vento superiores à velocidade nominal, que é a mínima que se necessita para gerar a potência nominal, o ângulo é escolhido de tal maneira que a turbina produza apenas a potência nominal.



Figura A1.19 - Fluxo aderente ao perfil

Sob todas as condições de vento, o fluxo em torno dos perfis da pá do rotor é bem aderente à superfície (Veja a Figura A1.1), produzindo, portanto, sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto. Turbinas com controle de passo são mais sofisticadas do que as de passo fixo, controladas por estol porque estas necessitam de um sistema de variação de passo. Por outro lado, elas possuem certas vantagens:

- permitem controle de potência ativo sob todas as condições de vento, também sob potências parciais
- alcançam a potência nominal mesmo sob condições de baixa massa específica do ar (grandes altitudes dos sítios, altas temperaturas)

- maior produção de energia sob as mesmas condições (sem diminuição da eficiência na adaptação ao estol da pá)
- partida simples do rotor pela mudança do passo
- fortes freios desnecessários para paradas de emergência do rotor
- cargas das pás do rotor decrescentes com ventos aumentando acima da potência nominal
- posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em ventos extremos
- massas das pás do rotor menores levam a massas menores dos aerogeradores

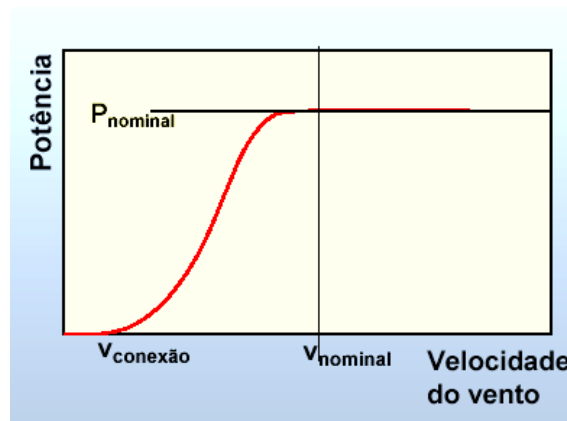


Figura A1.20 - Forma típica de uma curva de potência de um aerogerador com controle de passo

Controle Estol

O controle de estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas em seu ângulo de passo e não podem ser giradas em torno de seu eixo longitudinal. O seu ângulo de passo é escolhido de tal maneira que para velocidades de ventos maiores que a nominal o fluxo em torno do perfil pá do rotor descola da superfície da pá (estol) (Figura A1.21). Isto reduz as forças atuantes de sustentação e aumentam a de arrasto. Menores sustentações e maiores arrastos rotacionais atuam contra um aumento da potência do rotor. Para evitar que o estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, uma situação que drasticamente reduziria a potência do rotor, as pás possuem uma certa torção longitudinal que a leva a um suave desenvolvimento do estol



Figura A1.21 - Fluxo separado (estol) em volta do perfil

Sob todas as condições de ventos superiores à velocidade nominal o fluxo em torno dos perfis das pás do rotor é, pelo menos, parcialmente descolado da superfície (Figura A1.22), produzindo, portanto sustentações menores e forças de arrasto muito mais elevadas. Turbinas com controle estol são mais simples do que as de controle de passo porque elas não necessitam de um sistema de mudança de passo. Em comparação com os aerogeradores com controle de passo, eles possuem, em princípio, as seguintes vantagens:

- inexistência de sistema de controle de passo
- estrutura de cubo do rotor simples
- menor manutenção devido a um número menor de peças móveis
- autoconfiabilidade do controle de potência

Em termos mundiais, o conceito de controle através de estol domina. A maioria dos fabricantes utiliza esta possibilidade simples de controle de potência, que sempre necessita uma velocidade constante do rotor, geralmente dada pelo gerador de indução diretamente acoplado à rede.

Apenas nos dois últimos anos uma mistura de controle por estol e de passo apareceu, o conhecido “estol ativo”. Neste caso, o passo da pá do rotor é girado na direção do estol e não na direção da posição de embandeiramento (menor sustentação) como é feito em sistema de passo normais. As vantagens deste sistema são:

- são necessárias pequeníssimas mudanças no ângulo do passo
- possibilidade de controle da potência sob condições de potência parcial (ventos baixos)
- a posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em situação de ventos extremos.

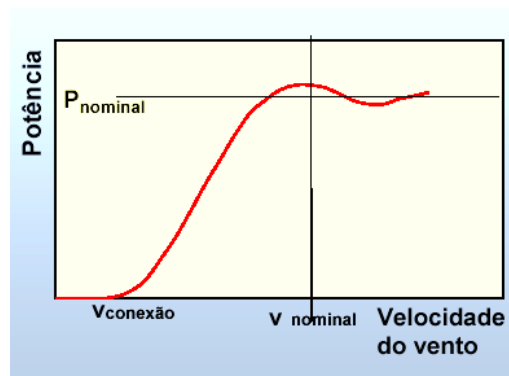


Figura A1.22 - Curva de potência típica de um aerogerador com controle tipo estol.

A1.5 - SISTEMA ELÉTRICO DE UM AEROGERADOR E QUALIDADE DE ENERGIA

Aerogeradores com velocidade constante

Nos aerogeradores com velocidade constante, o gerador é diretamente conectado à rede elétrica. A frequência da rede determina a rotação do gerador e, portanto, a da turbina. A baixa rotação da turbina n_t é transmitida ao gerador, de rotação n_g por um multiplicador com relação de transmissão r . A velocidade do gerador depende do número de pólos p e da frequência do sistema elétrico f dados por:

$$n_t = \frac{n_g}{r} \quad n_g = \frac{f}{p} \quad n_t = \frac{f}{r.p} \quad (5.1)$$

A figura A1.23 mostra um esquema elétrico de um aerogerador com velocidade constante. Estas máquinas usam geradores elétricos assíncronos, ou de indução, cuja maior vantagem é sua construção simples e barata, além de dispensarem dispositivos de sincronismo. As desvantagens destes geradores são as altas correntes de partida e sua demanda por potência reativa. As altas correntes de partida são suavizadas por um tiristor de corrente, ou de partida

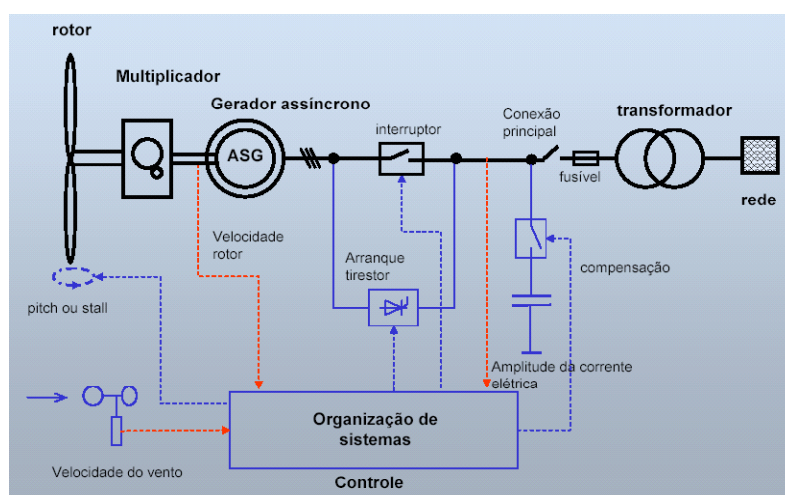


Figura A1.23 – Esquema elétrico de um gerador com velocidade constante (DEWI, 2005)

Aerogeradores com velocidade variável

Os aerogeradores com velocidade variável podem usar geradores síncronos ou assíncronos como mostra a figura A1.24.

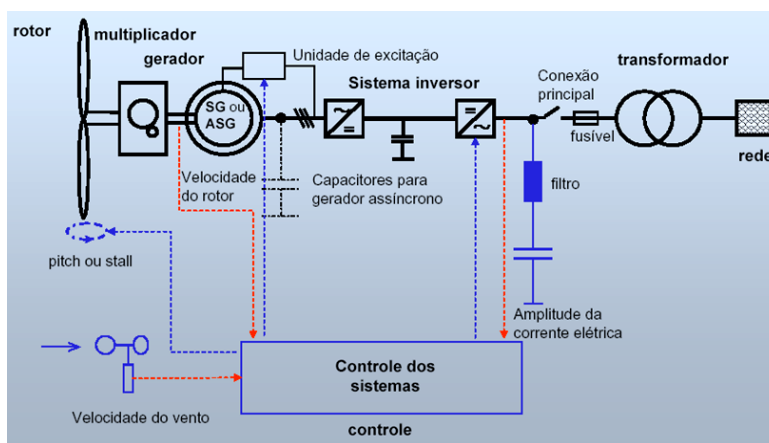


Figura A1.24 – Esquema elétrico de um gerador com velocidade variável que usa uma conversora de frequência para o controle da frequência da geração elétrica (DEWI, 2005)

A conexão ao sistema elétrico é feita por meio de uma conversora de frequência eletrônica, formada por um conjunto retificador/inversor. A tensão produzida pelo gerador síncrono é retificada e a corrente contínua resultante é invertida, como controle da frequência de saída sendo feito eletronicamente através dos tiristores. Como a frequência produzida pelo gerador depende de sua rotação, esta será variável em função da variação da rotação da turbina eólica. Entretanto, por meio da conversora, a frequência da energia elétrica fornecida pelo aerogerador será constante e sincronizada com o sistema elétrico.

Quando são usados geradores assíncronos, ou de indução, é necessário prover energia reativa para a excitação do gerador, que pode ser feita por auto-excitação usando-se capacitores adequadamente dimensionados, de forma similar ao caso do aerogerador com velocidade constante. Neste caso, deve-se observar que os capacitores sejam conectados antes do retificador, uma vez que a conversora de frequência faz isolamento galvânico no sistema, não permitindo a absorção de energia reativa externa, seja do sistema elétrico ou de capacitores. (CUSTODIO, 2002)

Outra alternativa é o uso de geradores assíncronos duplamente alimentado, isto é, com dois enrolamentos que apresentam velocidades síncronas diferentes. O uso de enrolamento rotórico associado a uma resistência variável, em série, permite o controle da velocidade do gerador pela variação do escorregamento, mantendo a frequência elétrica do gerador no valor definido pelo sistema elétrico ao qual o aerogerador está conectado.

A idéia básica do aerogerador com velocidade variável é o desacoplamento da velocidade de rotação e, conseqüentemente, do rotor da turbina, da frequência elétrica da rede. O rotor pode funcionar com velocidade variável ajustada à situação real da velocidade do vento, garantindo um desempenho aerodinâmico maximizado. Uma vantagem é a redução das flutuações de carga mecânica. As desvantagens são os altos esforços de construção e a geração de harmônicos, associados à conversora de frequência, que podem ser reduzido significativamente com o custo de filtros que, por sua vez, aumentam os custos. (CUSTODIO, 2002)

Qualidade da energia

A qualidade de energia no contexto da geração eólica descreve o desempenho elétrico do sistema de geração de eletricidade da turbina eólica onde qualquer perturbações sobre a rede elétrica devem ser mantidos dentro de limites técnicos confederando o nível de exigência imposto pelo gerente de operações da rede.

Para a maior parte das aplicações de unidades eólicas, a rede pode ser considerada como um componente capaz de absorver toda a potência gerada por estas unidades com tensão e frequência constantes. No caso, por exemplo de sistemas isolados de pequeno porte, pode ser encontradas situações onde a potência elétrica fornecida pela turbina eólica alcance valores compatíveis com a capacidade da rede. Problemas também podem ocorrer onde a rede é fraca¹²², onde, neste caso a qualidade da energia deve ser uma das principais questões a serem observadas sobre a utilização de turbinas eólicas(tamanho, tipo de controle, etc.)

A tabela A1.2 descreve os principais distúrbios causados por turbinas eólicas na rede elétrica e as respectivas causa que podem ser resumidas em condições meteorológicas, do terreno, e especificamente sobre as características elétricas, aerodinâmicas, mecânicas e de controle presente na turbina eólica (GERDES,1997)

¹²² O conceito de rede “fraca” ou “forte” está intimamente ligado a potência de curto circuito da rede. Uma rede é dita “fraca” quando no ponto de interligação a relação entre a potência de curto circuito da rede e a potência eólico-elétrica injetada na rede é pequena. Se a relação é grande, a rede é dita ser forte ou robusta, sendo capaz de absorver as perturbações elétricas; a rede comporta-se semelhante a um barramento infinito (CARVALHO,2003)

Tabela A1.2 – Distúrbios causados por turbinas eólicas à rede elétrica

<i>Distúrbios</i>	<i>Causa</i>
Elevação / queda de tensão	Valor médio da potência entregue
Flutuações de tensão e cintilação	Operações de chaveamento Efeito de sombreamento da torre Erro de passo da pá Erro de mudança de direção Distribuição vertical do vento, Flutuações a velocidade do vento Intensidade de turbulências
Harmônicos	Conversores de frequência Controladores tiristorizados Capacitores
Consumo de potência reativa	Componentes indutivos ou sistemas de geração

(Fonte: CARVALHO,2003)

É importante observar que os cuidados devido à conexão à rede elétrica devem ser observados e avaliados ainda na fase de planejamento. Quando um determinado número de máquinas eólicas são conectadas em um parque, o nível de potência entregue por unidade por variar devido a localização das máquinas no parque e o efeito de “sombra” causado pelas turbinas a montante àquelas que se encontram em fileiras mais afastadas em relação a direção do vento predominante.

O tipo de gerador utilizado (síncrono ou assíncrono) produz diferentes níveis de flutuação nas variáveis elétricas de saída. Isto pode ser verificado particularmente para as unidades de grande porte, com potência superiores a 1 MW, visto que as de pequeno e médio porte podem influenciar a rede apenas quando estão conectadas em grande número. Devido aos baixos valores de escorregamento, geradores assíncronos conectados diretamente na rede elétrica operando com velocidade quase constante geram flutuações mais significativas do que geradores síncronos em velocidade variável, conectados a rede via unidade retificadora/inversora.(CARVALHO,2003)

No caso específico de distribuições de harmônicos, considerado como um grave problema para a manutenção da qualidade de energia, a principal fonte de harmônicos são os conversores de frequência empregados para conectar os geradores eólicos a rede elétrica. Assim, os geradores eólicos assíncronos ou síncronos ligados diretamente à rede elétrica não necessitam de maiores atenções neste aspecto.

A1.6 - APLICAÇÕES DOS SISTEMAS EÓLICOS

Um sistema eólico pode ser utilizado em três aplicações distintas: sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede. Os sistemas obedecem a uma configuração básica, necessitam de uma unidade de controle de potência e, em determinados caso, de uma unidade de armazenamento.



Figura A1.25 - Considerações sobre o tamanho das turbinas eólicas e suas principais aplicações

Sistemas Isolados

Os sistemas isolados, em geral, utilizam alguma forma de armazenamento de energia. Este armazenamento pode ser feito através de baterias, com o objetivo de utilizar aparelhos elétricos ou na forma de energia gravitacional com a finalidade de armazenar a água bombeada em reservatórios para posterior utilização. Alguns sistemas isolados não necessitam de armazenamento, como no caso dos sistemas para irrigação onde toda a água bombeada é diretamente consumida.

Os sistemas que armazenam energia em baterias necessitam de um dispositivo para controlar a carga e a descarga da bateria. O *controlador de carga* tem como principal objetivo não deixar que haja danos à bateria por sobrecarga ou descarga profunda. O controlador de carga é usado em sistemas de pequeno porte nos quais os aparelhos utilizados são de baixa tensão e corrente contínua (CC).

Para alimentação de equipamentos que operam com corrente alternada (CA) é necessário a utilização de um *inversor*. Este dispositivo geralmente incorpora um *seguidor do ponto de máxima potência* necessário para otimização da potência produzida. Este sistema é usado quando se deseja mais conforto com a utilização de eletrodomésticos convencionais.

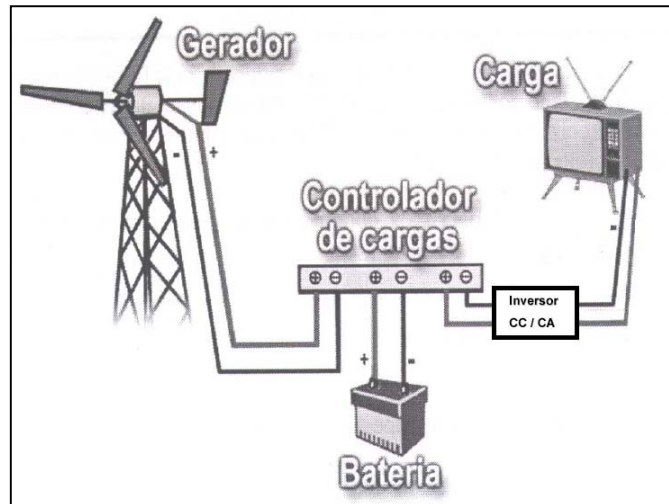


Figura A1.26 - Configuração de um sistema eólico isolado

Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos são aqueles que, desconectados da rede convencional, apresentam várias fontes de geração de energia como, por exemplo, turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos, entre outras. A utilização de várias formas de geração de energia elétrica aumenta a complexidade do sistema e exige a otimização do uso de cada uma das fontes. Nesses casos, é necessário realizar um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência na entrega da energia para o usuário.

Em geral, os sistemas híbridos são empregados em sistemas de médio a grande porte destinados a atender um número maior de usuários. Por trabalhar com cargas em corrente alternada, o sistema híbrido também necessita de um inversor. Devido à grande complexidade de arranjos e multiplicidade de opções, a forma de otimização do sistema torna-se um estudo particular a cada caso.

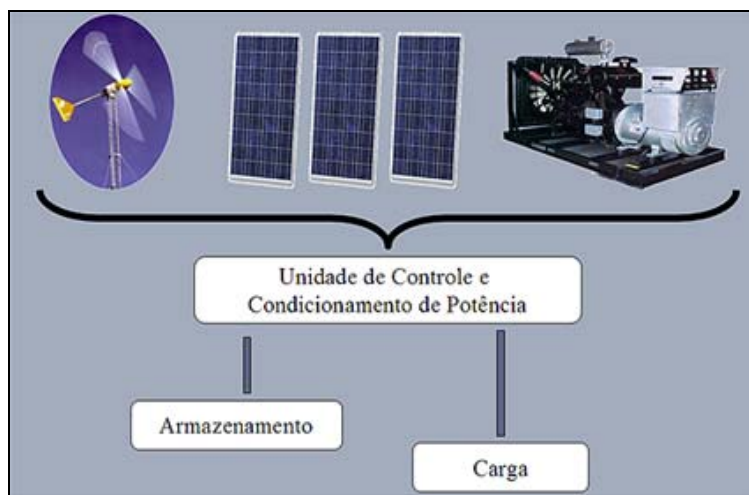


Figura A1.27 – Configuração de um sistema híbrido solar-eólico-diesel

Sistemas Interligados à Rede

Os sistemas interligados à rede utilizam um grande número de aerogeradores e não necessitam de sistemas de armazenamento de energia pois toda a geração é entregue diretamente à rede elétrica. O total de potência instalada no mundo de sistemas eólicos interligados à rede somam aproximadamente 60 GW (WWEA,2006) dos quais 75% estão instalados na Europa.



Figura A1.28 – Parque eólico conectado à rede – Parque Eólico da Prinha - CE

Sistemas Off-Shore

As instalações off-shore representa a nova fronteira da utilização da energia eólica. Embora representem instalações de maior custo de transporte, instalação e manutenção, as instalações off-shore tem crescido a cada ano principalmente com o esgotamento de áreas de grande potencial eólico em terra. Este esgotamento é apresentado principalmente pela grande concentração de parques eólicos nestas áreas e pelas restrições ambientais rigorosas sobre a utilização do solo.

A indústria eólica tem investido no desenvolvimento tecnológico da adaptação das turbinas eólicas convencionais para uso no mar. Além do desenvolvimento tecnológico, os projetos off-shore necessitam de estratégias especiais quanto ao tipo de transporte das máquinas, sua instalação e operação. Todo o projeto deve ser coordenado de forma a utilizarem os períodos onde as condições marítimas propiciem um deslocamento e uma instalação com segurança.



Figura A1.29 – Parque eólico instalado no mar do norte (Fonte:BRITSC,2005)

A1.7 - BIBLIOGRAFIA

- BEURSKENS, J.,2000, “Going to sea – Wind goes offshore”, *Renewable Energy World*, v. 3, n. 1 pp. 19-29.
- BUNNEFILLE, R., 1974, “French Contributions to Wind Power Development – by EDF 1958 – 1966”, *Proceedings, Advanced Wind Energy Systems*, Vol. 1 (published 1976), O.Ljungström, ed., Stockholm: Swedish Board of Technical Development and Swedish State Power Board, pp 1-17 to 1-22 *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*
- CARVALHO, P. 2003. Geração Eólica. ISBN 85-7485-039-X. Imprensa Universitária, Fortaleza, CE

- CHESF-BRASCEP, 1987. *Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologia. Energia Eólica. V.1 De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento*, Rio de Janeiro.
- CUSTÓDIO, R.S., 2002. Parâmetros de Projeto de Fazendas Eólicas e Aplicação Específica no Rio Grande do Sul. Tese de Mestrado – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul – PUCRS Fac. de Engenharia, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica.
- DIVONE, L.V., 1994, “Evolution of Modern Wind Turbines”. In *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, SPERA, S.A, (Ed), 1 ed. New York, ASME Press, pp 73-138.
- DUTRA, R.M., 2001. Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação de M.Sc., Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 300 pp.
- ELDRIDGE, F.R., 1980 *Wind Machines*, 2 ed., Van Nostrand, New York, *apud* CHESF-BRASCEP, 1987. *Op. cit.*
- ELETROBRÁS-SCIENTIA, 1977, *Sistemas de Conversão de Energia Eólica*, Rio de Janeiro.
- ESSLEMONT, E., MOCCORMICK, M., 1996, “Sociological Impact of a Wind Farm Development”. In: JAMESxJAMES. *The World Directory of Renewable Energy: Suppliers and Services*, London.
- EWEA, EUROPEAN COMMISSION, 1998a, “Technology”. In: *Wind Energy – The Facts*, Vol 1.
- GERDES, G., SANTJER, F., KLOSSE, R., 1997. Overview and Development of Procedures on Power Quality Measurements of Wind Turbine. 1997 European Wind Energy Conference, 1997.
- GIPE, P. 1995, *Wind Energy - Comes of Age*. New York, John Wiley & Sons Inc
- GIPE, P., 1993 *Wind Power for Home & business: Renewable Energy for the 1990s and Beyond*. 1 ed. Vermont, Chelsea Green.
- GRUBB, M. e MEYER, I.N., 1994, “Wind Energy: Resources, Systems, and Regional Strategies”, *Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity* Cap. 4, Island Press, Washington DC. *apud* GREENPEACE, 1999 *Op. cit.*
- HÜTTER, U., 1973, *A Wind Turbine with a 34 –m Rotor Diameter*, NASA Technical Translation TT R-14,879 (I.Kanner Associates), Washington, DC.: National Aeronautics and Space Administration. *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*
- HÜTTER, U., 1974, “Review of Development in West-Germany”, *Proceedings, Workshop on Advanced Wind Energy Systems*, Vol. 1, 1974 (published 1976), O. Ljungström, ed. Stockholm: Swedish Board of Technical Development and Swedish State Power Board, pp 1-51 to 1-72 *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*
- JACOBS, M. L., 1973, “Experience with Hacoobs Wind-Driven Electric Generating Plant”, *Proceedings, First Wind Energy Conversion Systems Conference*, NSF/RANN-73-106, Washington, DC: National Science Foundation, pp 155-158. *apud* SHEPHERD, 1994 *Op. cit.*
- JULL, J., 1964, “Design of Wind Power Plants in Denmark” *Wind Power, Proceedings of United Nations Conference on New Sources of Energy*, Vol. 7, New York: The United Nations, pp 229-240 *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*
- KOEPL, G.W., 1982, Putnam’s Power from the Wind, ed. 2 Van Nostrand Reinhold Co., New York. *apud* SHEPHERD, 1994 *Op. cit.*

- KROHN, S. 1997, "Offshore Wind Energy: Full Speed Ahead". In: JAMESxJAMES. *The World Directory of Renewable Energy: Suppliers and Services*, London.
- MURACA, R.J., STEPHEN, S., V. *et al*, 1975, *Theoretical Performance of Vertical Axis Windmills*, NASA TMX-72662, Hampton, VA: NASA Langley Research Center. *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*
- PUTHOFF, R. L., e SIROCKY, P. J., 1974, *Preliminary Design of a 100-kW Wind Turbine Generator*, NASA TMX-71585, ERDA/NASA/1004-77/6, Cleveland, Ohio: NASA Lewis Research Center. *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*
- PUTNAM, G. C., 1948, *Power from the Wind*, Van Nostrand Reinhold Co., New York. *apud* SHEPHERD, 1994 *Op. cit.*
- SANDIA, 2006, *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 Junho, 2006
- SCIENTIFIC AMERICA, Dec. 20, 1890, "Mr. Brush's Windmill Dynamo" Vol. LXIII, n. 25 cover and p. 389. *apud* SHEPHERD, 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; Translate by Scientific Translation Service, NASA TT-F-14933, Washington, DC: National Aeronautics and Space Administration, pp. 13 *apud* SHEPHERD, 1994 *Op. cit.*
- SHEPHERD, D.G., 1994, "Historical Development of the Windmill". In *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, SPERA, S.A, (Ed), 1 ed. New York, ASME Press, pp 1-46.
- SHELTENS, R.K. e BIRCHENOUGH, A.G., 1983, *Operational Results for the Experimental DOE/NASA Mod-0A Wind Turbine Project*, NASA TM-83517, DOE/NASA/20320-55, Cleveland, Ohio: NASA Lewis Research Center. *apud* DIVONE, 1994 *Op. cit.*
- TWELE, J., GASCH, R., 2002. *Wind Power Plants – Fundamentals, Design, Construction and Operation*. ISBN 1-902916-36-7, James & James London.
- VOADEN, G.H., 1943, "The Smith-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, Cleveland, Ohio: NASA Lewis Research Center. *apud* SHEPHERD, 1994 *Op. cit.*
- Wind Power Monthly, 2006. Wind Statistic. Arquivo disponível na Internet via <http://www.windpower.com/statistics.html>. Arquivo consultado em 2006
- Wind Power Monthly, 2004. Wind Statistic. Arquivo disponível na Internet via <http://www.windpower.com/statistics.html>. Arquivo consultado em 2004
- World Wind Energy Association – WWEA, 2006. *Wind Energy International 2005-2006*. ISBN 81-7525-641-9 ed. WWEA, New Delhi, India

ANEXO - II

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONONÔMICA PARA

PROJETOS EÓLICOS COM BASE NAS RESOLUÇÕES ANEEL

233/1999 E ANEEL 245/1999

Ricardo Marques Dutra¹²³

Maurício Tolmasquim

Programa de Planejamento Energético/COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro

INTRODUÇÃO:

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. Em vários países da Europa e Estados Unidos, a presença de uma legislação específica para o desenvolvimento das fontes alternativas de energia possibilitou o 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.

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 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.

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.

¹²³ Aluno de Doutorado

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.

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 Econômico-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 1.

Os Valores Normativos mostrados na tabela 1 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 1 – 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 Fotovoltaica	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 (eq.1) sobre os valores mostrados na tabela 1, 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:

$$VN_i = VN_{0i} * \left[K_{1i} * \frac{IGPM_{1i}}{IGPM_{0i}} + K_{2i} * \frac{COMB_{1i}}{COMB_{0i}} + K_{3i} * \frac{IVC_{1i}}{IVC_{0i}} \right] \quad (\text{eq.1})$$

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 VN¹²⁴.
- $COMB_{0i}$ – 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 K_{2i} , 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.

A CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL - CCC

No Brasil, cuja base de geração é predominantemente hidráulica, verifica-se 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,

¹²⁴ 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)

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,1997). Esse mecanismo é conhecido como Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, e é administrado pela ELETROBRÁS. A CCC é constituída a partir de cotas 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.

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,2000a). 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.

A utilização da CCC para o uso de fontes renováveis - Resolução

ANEEL - 245/99

A utilização dos recursos da Conta de Consumo de Combustíveis - 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.

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 utilizem os 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:

$$V_i = EC_i * K * (1000 * \rho * PC_i - TEH) \quad (\text{eq. 2})$$

Onde:

- Energia Considerada (EC) – menor valor entre ER e EV;
- Energia Verificada (EV) – média da geração nos últimos 12 meses¹²⁵;
- 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).

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.

¹²⁵ 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.

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.

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 1 mostra o detalhamento de cada etapa dos custos iniciais do projeto.

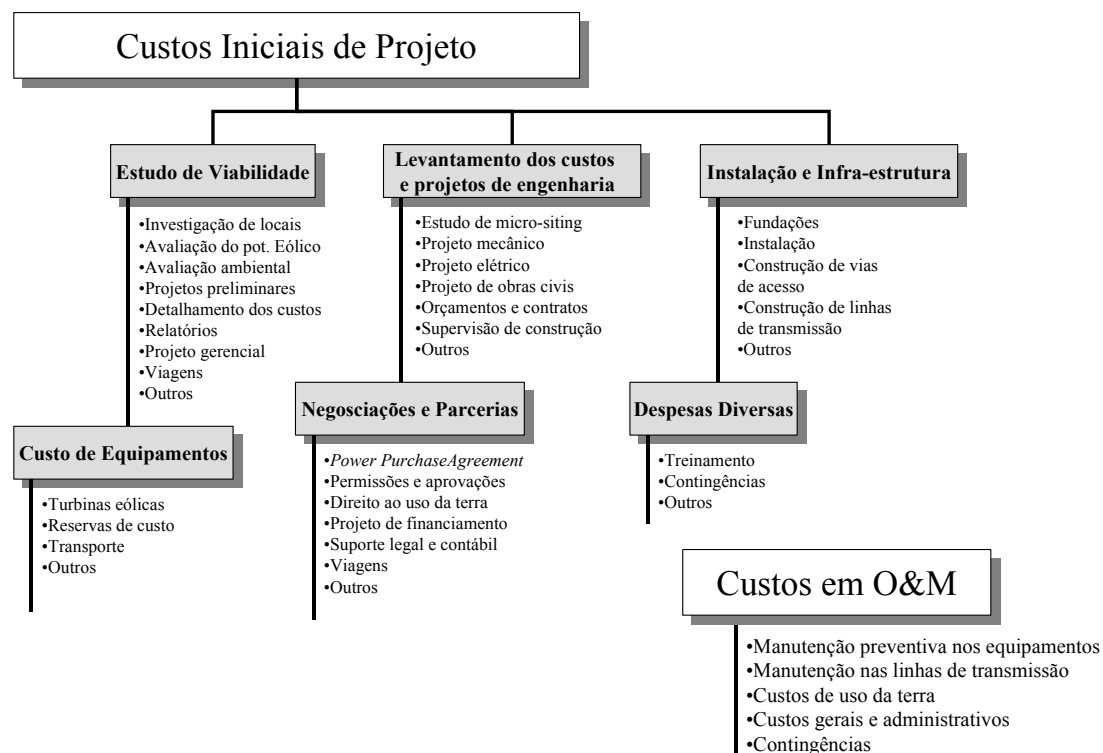


Figura 1 - Distribuição dos custos iniciais de um projeto eólico

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 Mucuri (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 2. 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 2 – 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.

Descrição da metodologia utilizada

Empreendimentos em geração eólica, 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 ao longo do ano de 2000.¹²⁶

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 anos¹²⁷.

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.

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 3.

¹²⁶ 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.

¹²⁷ 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.

Tabela 3 – 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/m³ 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 seguro¹²⁸. Os impostos vigentes são os seguintes:

- 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, 1998), 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.

A figura 2 mostram os custos totais iniciais das nove turbinas eólicas analisadas para potências instaladas de 15 MW.

¹²⁸ 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

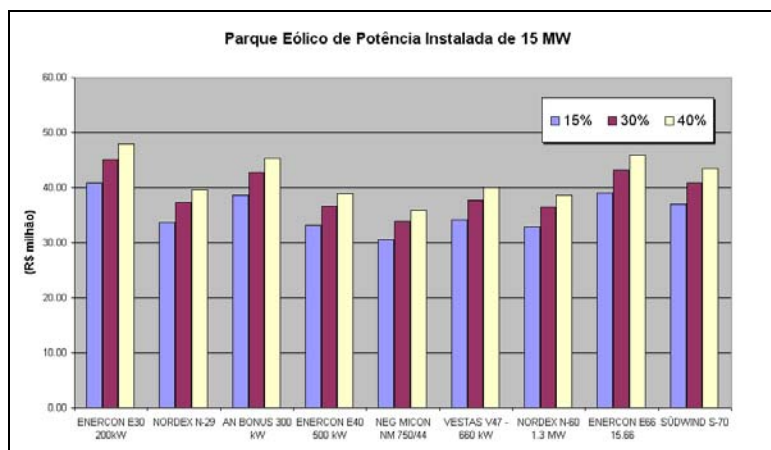


Figura 2 - Potência instalada de 15 MW para custos adicionais em 15%, 30% e 40% em relação ao preço da turbina

Resultados baseados nos valores normativos (Res. ANEEL n.º 233)

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.

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 4. 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 ($K_1 < 0.3$ 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 3.

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 4 - 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)

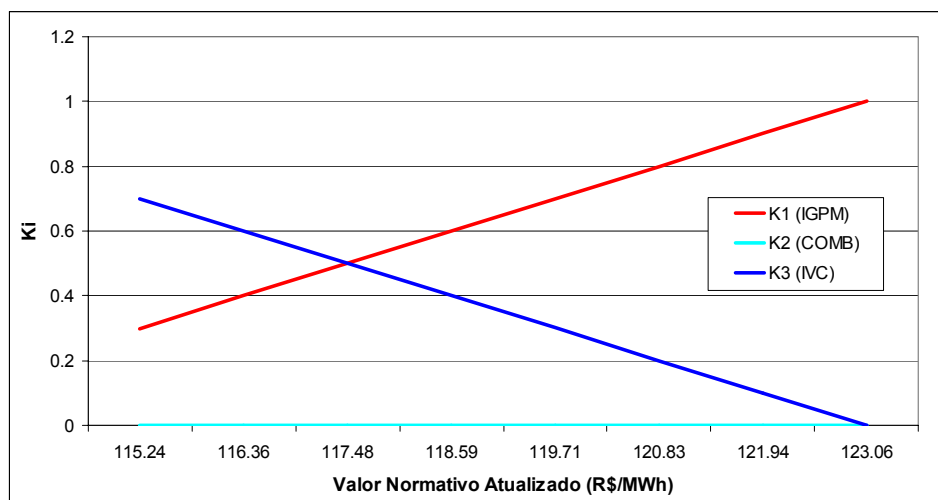


Figura 3 – Variação do reajuste do Valor Normativo para diferentes possibilidades de K_1 e K_3

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.

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 4 e 5 mostram a TIR referente a projetos eólicos instalados em potenciais Classe 4 e Classe 3.

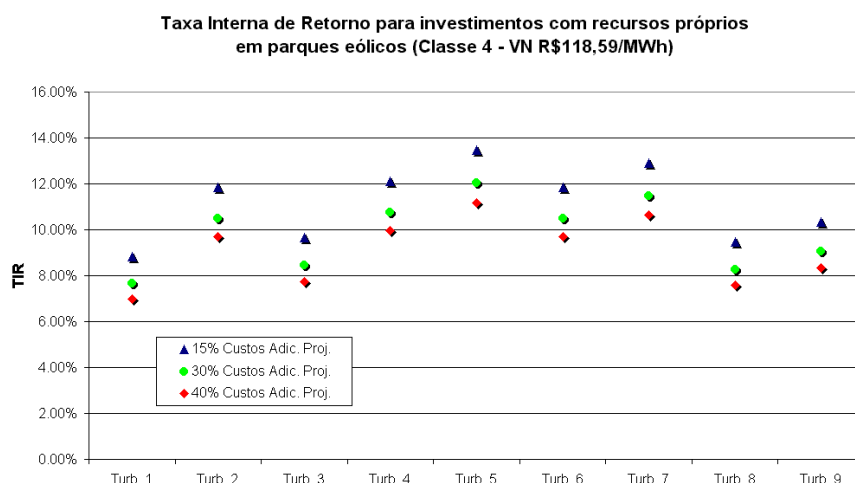


Figura 4 – TIR de projetos em potencial eólico Classe 4

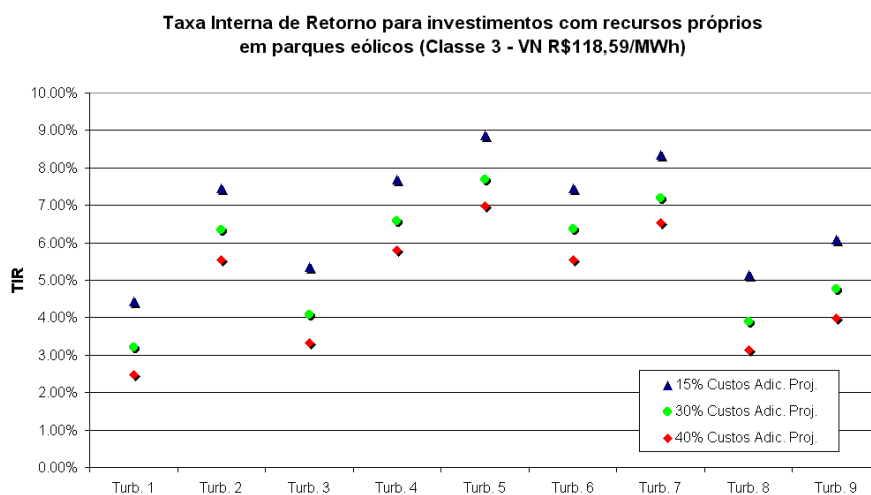


Figura 5 – TIR de projetos em potencial eólico Classe 3

Como pode ser observado na figura 5, 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 2, 4, 5, 6 e 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.

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. A figura 6 mostra o comportamento das turbinas 4, 5, 6 e 7 nas diversas faixas de investimento com participação externa.

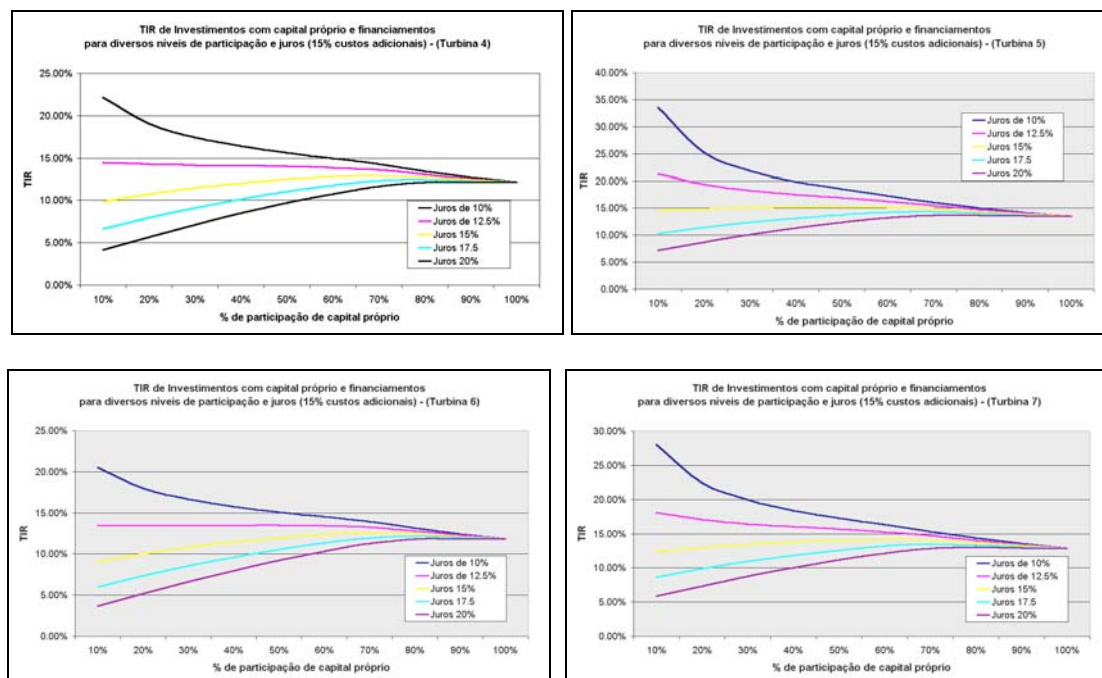


Figura 6 – Evolução da TIR para investimentos com capital externo e custos adicionais em 15%

Como pode ser visto na figura 6, 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.¹²⁹

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

¹²⁹ O efeito de decréscimo da TIR sob o acréscimo do capital externo é facilmente observado olhando cada gráfico da direita para esquerda.

10% 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.

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 mantém 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 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 caíam 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 em cujo fator de capacidade esteja entre 30 e 40%.

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 4 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 8, o efeito da isenção de impostos, nesse caso, a isenção de IPI e, conseqüentemente, 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 se torna atrativa para projetos em que os custos adicionais limitam-se em 15%.

Comparando os valores da figura 5 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 9) 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) podem torná-los atrativos, viabilizando, assim, projetos em potenciais eólicos Classe 3.

Resultados baseados na utilização dos recursos da CCC para projetos eólicos

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.

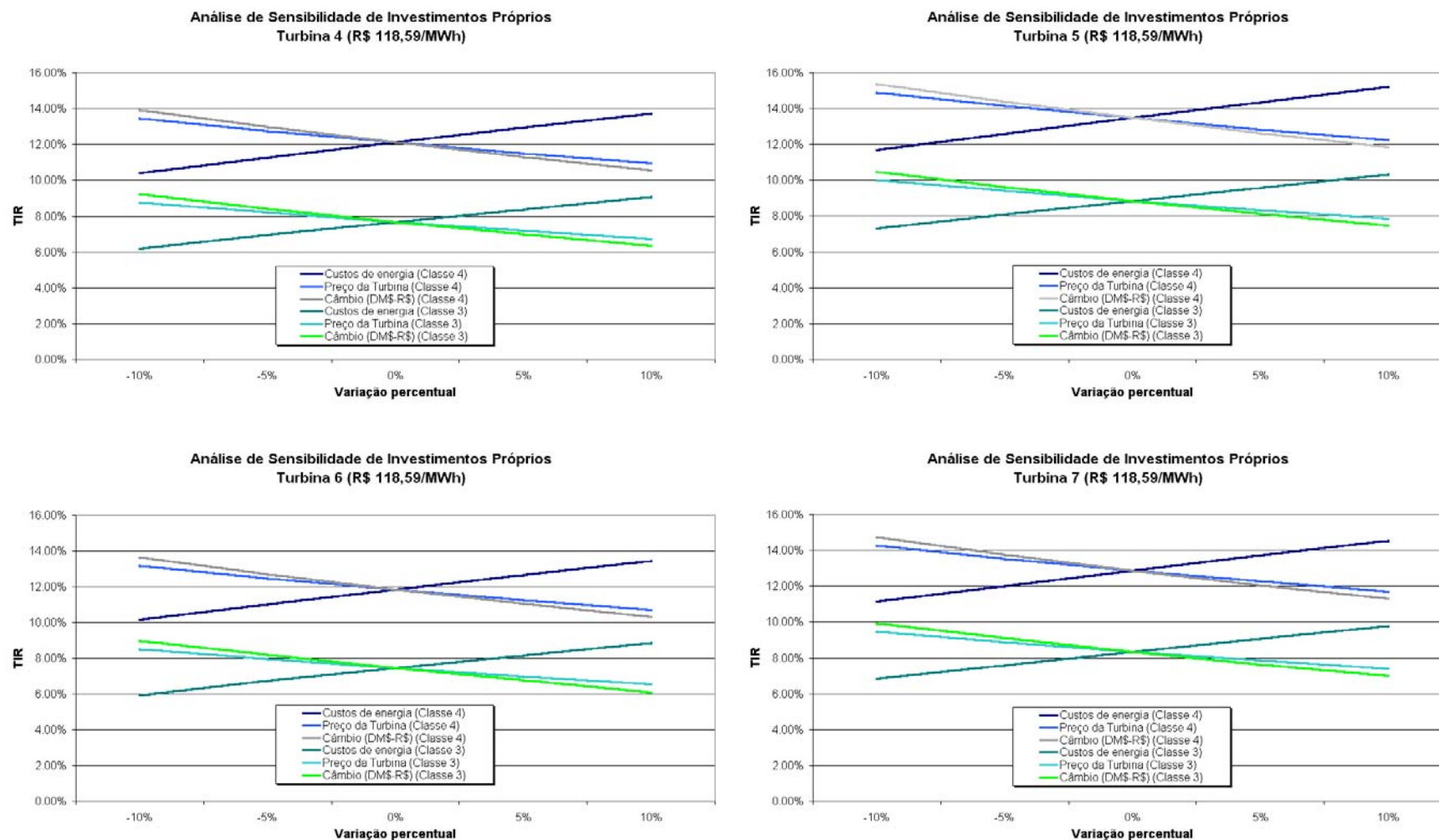


Figura 7 – Análise de sensibilidade de variação do custo da turbina, do preço da energia comercializada e das taxas de câmbio



Figura 8 – Redução de impostos para potenciais Classe 4

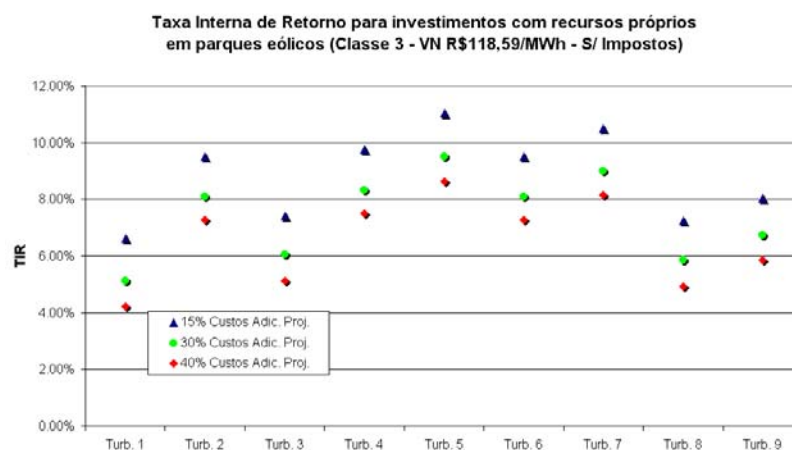


Figura 9 – Redução de impostos para potenciais Classe 3

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^{130} 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, 1997)

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

¹³⁰ A Resolução prevê um fator de $k = 0.7$ para projetos em operação a partir de 2008

também as previsões para 2001. Os custos dos combustíveis em dezembro de 2000 e os preços previstos para 2001 são mostrados nas tabelas 5 que apresenta também os valores da energia para remuneração da CCC segundo a fórmula estabelecida pela ANEEL.

Tabela 5 – 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,2000b)

Tabela 6 – 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

(Fonte: ELETROBRÁS,2000b)

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.

Investimentos com recursos próprios

As figuras 10, 11 e 12 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.

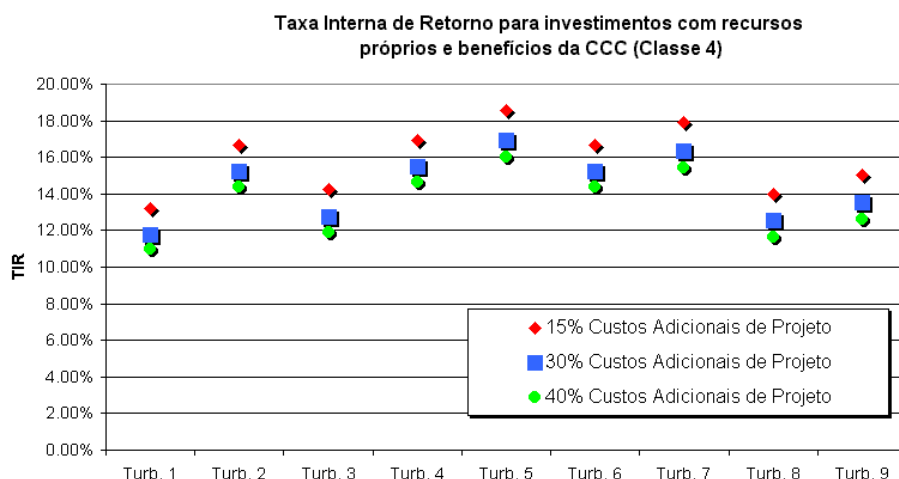


Figura 10 – TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 4

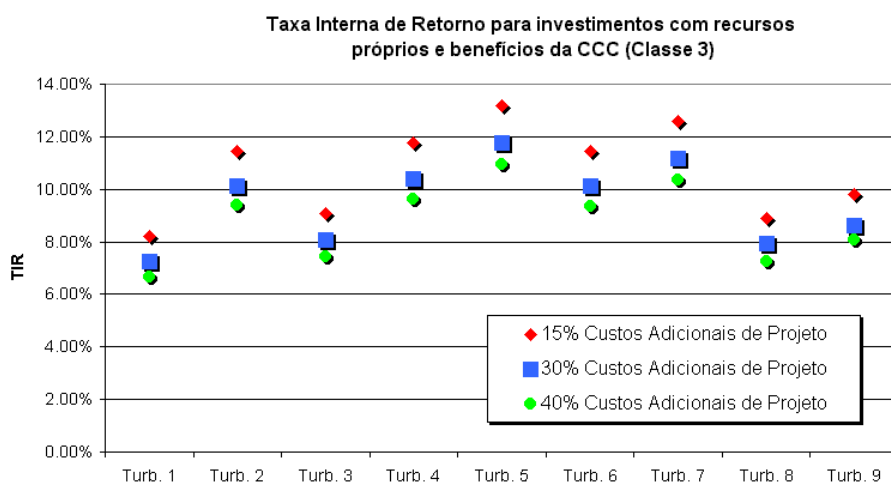


Figura 11 – TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 3

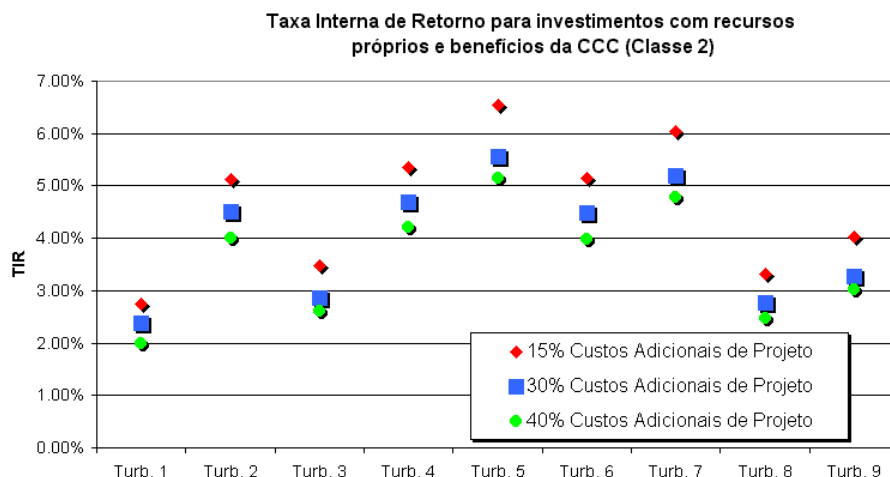


Figura 12 – TIR de projetos utilizando os benefícios da CCC em potencial eólico Classe 2

Como pode ser visto na figura 10, 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 11, 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 12. 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.

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 13, 14, 15 mostram o comportamento de investimentos utilizando a turbinas 5 nas diversas possibilidades de investimento com recursos externos.

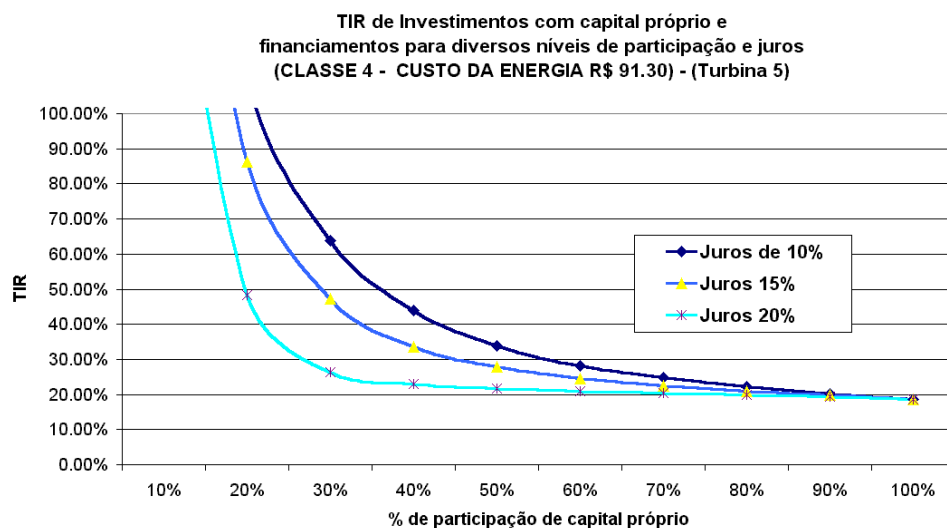


Figura 13 - Evolução da TIR para investimentos com Participação do capital externo (Classe 4)

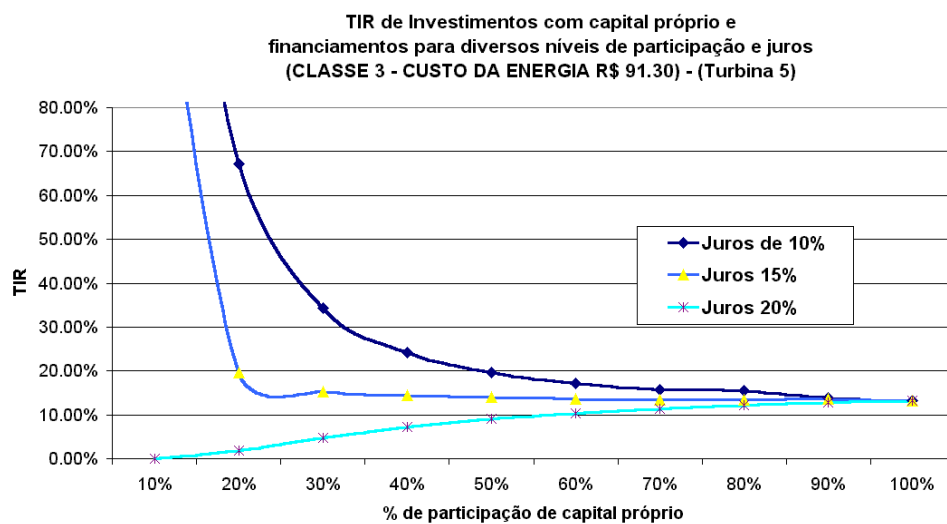


Figura 14 - Evolução da TIR para investimentos com participação do capital externo (Classe 3)

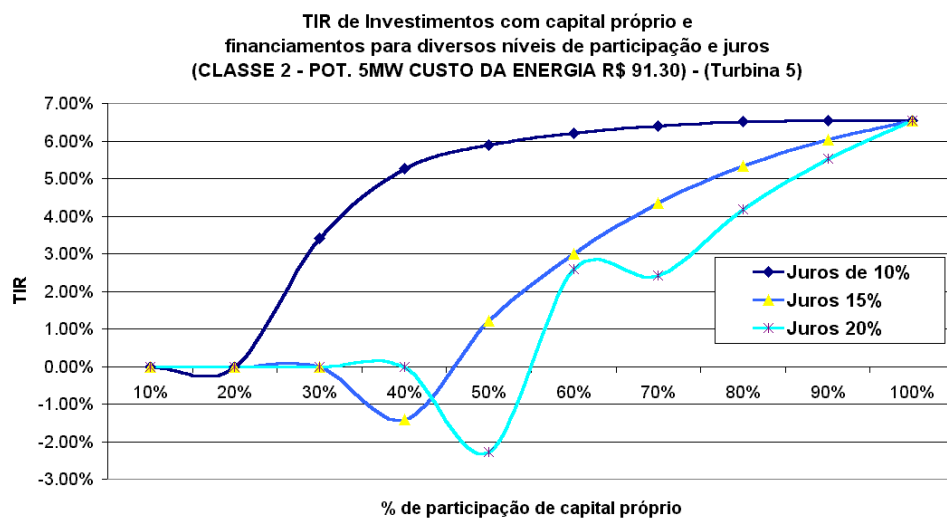


Figura 15 - Evolução da TIR para investimentos com participação do capital externo (Classe 2)

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 13 e 14 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 15 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

Análise de Sensibilidade

Considerando-se que todas as análises feitas para investimentos com recurso próprio e investimentos com participação de recursos externos, 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 e impostos, 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 16 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.

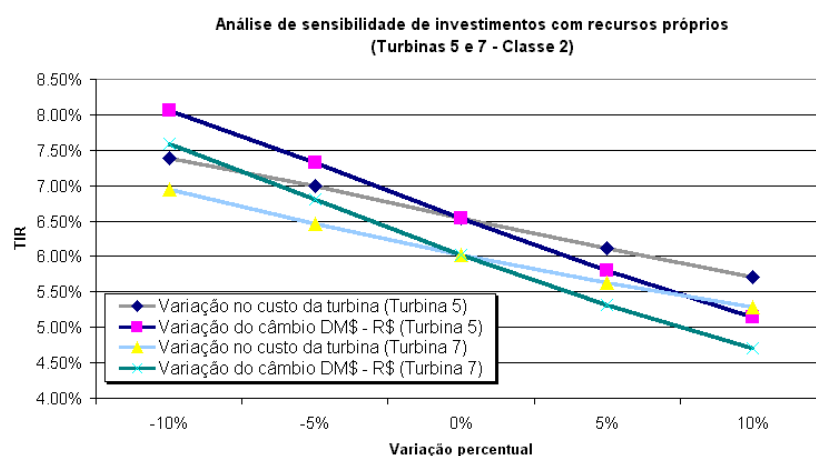


Figura 16 - Variação do câmbio e do preço das turbinas

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 Norte¹³¹. A segunda tarifa refere-se ao Valor 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 17, 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.

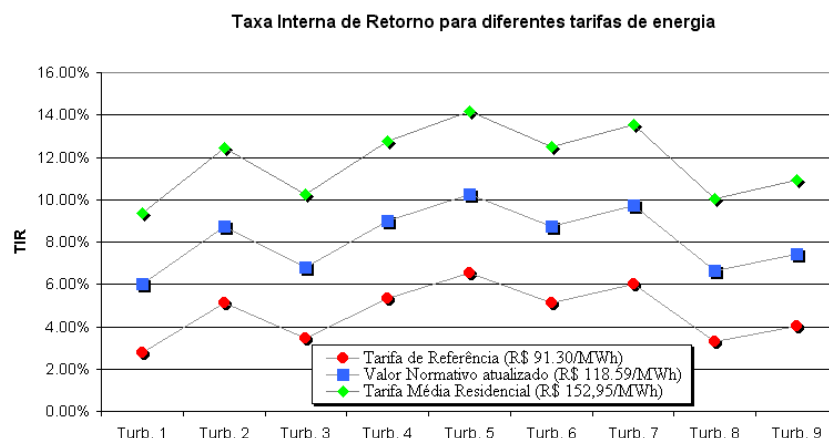


Figura 17 - TIR para diferentes valores de tarifas de venda de energia

CONCLUSÕES

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. 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 a 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.

¹³¹ 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.

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.

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 anemométricas) tornam-se viáveis na implementação de projetos. 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.

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.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota de Esclarecimento dos Valores Normativos – 26/10/1999**. Disponível na Internet via http://www.aneel.gov.br/Ementa/Nota_Esclarecimento_VN.zip Arquivo consultado em 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas Médias por Classe de Consumo**. Disponível na Internet via <http://www.aneel.gov.br/rse/TarifaMedias2000.zip> Arquivo consultado em 2001.

DUTRA, R.M. **Viabilidade Técnico-Econômico da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, 2001. Dissertação. (Mestrado)

ELETROBRÁS. **Plano Anual de Combustíveis - 1998 – Sistemas Interligados Norte/Nordeste**. Rio de Janeiro: Comissão de Estudos de Combustíveis, 1997, (GCOI – CEC – 04/97).

ELETROBRÁS. **Fontes de Energia – Energias Alternativas**. Disponível na Internet via www.eletronbras.gov.br/ Arquivo consultado em 2000a

ELETROBRÁS. **Plano Anual de Combustíveis – 2001 – Sistemas Isolados**, Rio de Janeiro: Comissão de Estudos de Combustíveis, 2000b (GCOI – CEC – 05/97) - Relatório disponibilizado via fax.

EWEA. EUROPEAN COMMISSION. Cost, Prices and Values. In: **Wind Energy – The Facts**, 1998. v. 2.

ANEXO – III

METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DA PARTICIPAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA SEGUNDA FASE DO PROINFA.

A metodologia utilizada para estimar a cota no leilão para fontes renováveis participantes do PROINFA em sua segunda fase (E_{NRES}) (conforme apresentado no Capítulo 4), é apresentada abaixo onde, em um primeiro momento, é calculado a média dos custos nivelados associados somente a fonte convencional de energia (T_{TES}) e a média dos custos nivelados total do sistema (T_{TRES}), incluindo fontes convencionais e renováveis. T_{TES} e T_{TRES} são dados por:

$$T_{TES} = \frac{\sum E_{OHP} \cdot T_{OHP} + \sum E_{NHP} \cdot T_{NHP} + \sum E_{NTP} \cdot T_{NTP} + \sum E_{FHP} \cdot T_{FHP} + \sum E_{FTP} \cdot T_{FTP}}{\sum E_{OHP} + \sum E_{NHP} + \sum E_{NTP} + \sum E_{FHP} + \sum E_{FTP}} \quad (1)$$

$$T_{TRES} = \frac{\sum E_{OHP} \cdot T_{OHP} + \sum E_{NHP} \cdot T_{NHP} + \sum E_{NTP} \cdot T_{NTP} + \sum E_{FHP} \cdot T_{FHP} + \sum E_{FTP} \cdot T_{FTP} + \sum E_{NRES} \cdot T_{NRES}}{\sum E_{OHP} + \sum E_{NHP} + \sum E_{NTP} + \sum E_{FHP} + \sum E_{FTP} + \sum E_{NRES}}$$

(2)

onde:

E_{OHP} : Energia de hidrelétricas existentes (dados apresentados na Tabela 4.20)

T_{OHP} : Custo das hidrelétricas existentes (dados apresentados na Tabela 4.20)

E_{NHP} : Energia de novas hidrelétricas (dados apresentados na Tabela 4.21)

T_{NHP} : Custo de novas hidrelétricas (dados apresentados na Tabela 4.21)

E_{NTP} : Energia de novas plantas térmicas (dados apresentados na Tabela 4.21)

T_{NTP} : Custo de novas plantas térmicas (dados apresentados na Tabela 4.21)

E_{FHP} : Energia de expansão de hidrelétricas (dados apresentados na Tabela 4.22)

T_{FHP} : Custos nivelados de hidrelétricas a longo prazo (dados apresentados na Tabela 4.23)

E_{FTP} : Expansão da geração Termelétrica a longo prazo (dados apresentados na Tabela 4.22)

T_{FTP} : Custos nivelados de termelétricas a longo prazo (dados apresentados na Tabela 4.23)

E_{NRES} : Cota do leilão para renováveis no PROINFA segunda fase

T_{NRES} = Custos nivelados médio de renováveis a longo prazo (dados apresentados na Tabela 4.24)

O impacto do leilão das fontes renováveis na formação da tarifa não poderá exceder 0.5% ao ano em comparação com a expansão baseada exclusivamente pelas fontes convencionais. Desta forma, a tarifa final incluindo fontes convencionais e renováveis está sujeita a seguinte restrição:

$$T_{TRES} \leq (1 + 0.005).T_{TES} \quad (3)$$

Através das equações (1), (2) e (3), obtém-se E_{NRES} na equação 4:

$$E_{NRES} = \frac{(0,005).(\sum E_{OHP} + \sum E_{NHP} + \sum E_{NTP} + \sum E_{FHP} + \sum E_{FTP} + \sum E_{NRES}).T_{TES}}{(T_{NRES} - 1,005T_{TES})} \quad (4)$$

Desta forma, para cada ano, T_{TES} e E_{NRES} são estimados. O valor de E_{NRES} varia de acordo com os três cenários proposto.

- Cenário # 1, T_{NRES} (valores apresentados pela Tabela 4.22)
- Cenário # 2, T_{NRES} é dado por:

$$\begin{cases} T_{NRES} = \frac{E_{Wind}.T_{Wind} + E_{Bio}.T_{Bio} + E_{SHP}.T_{SHP}}{E_{Wind} + E_{Bio} + E_{SHP}} \\ E_{wind} = E_{Bio} = E_{SHP} \end{cases} \quad (5)$$

Onde:

E_i : Cota de energia para fonte i

T_i : Tarifa da fonte i .

- Cenário # 3, T_{NRES} é dado por:

$$\left\{ \begin{array}{l} T_{NRES} = \frac{E_{Wind} \cdot T_{Wind} + E_{Blo} \cdot T_{Blo} + E_{SHP} \cdot T_{SHP}}{E_{Wind} + E_{Blo} + E_{SHP}} \\ E_{Wind} = CF_{wind} \cdot P_{wind} \cdot 8760 \\ E_{Blo} = CF_{Bio} \cdot P_{Bio} \cdot 8760 \\ E_{SHP} = CF_{SHP} \cdot P_{SHP} \cdot 8760 \\ P_{wind} = P_{Bio} = P_{SHP} \end{array} \right. \quad (6)$$

onde:

E_i : Cota de energia gerada pela fonte i

CF_i : Fator de capacidade da fonte i

P_i : Potência instalada da fonte i

T_i : Tarifa da fonte i

ANEXO - IV

METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DA ENERGIA GERADA A PARTIR DO ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO

Este anexo tem por finalidade apresentar os modelos utilizados para avaliação dos fatores que influenciam o vento, a distribuição estatística do vento e a metodologia utilizada para cálculo do potencial de geração de eletricidade em um parque eólico. A partir da apresentação dos modelos matemáticos utilizados para avaliação de potencial eólico, são apresentadas metodologias para o cálculo da energia gerada por um parque eólico a partir dos dados estatísticos apresentados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

O comportamento estatístico do vento ao longo de um período é influenciado pela variação de velocidade no 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 da velocidade de vento. Além das variações topográficas e também de rugosidade do solo, a velocidade também varia seu perfil com a altura.

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

A figura 1 mostra, de forma genérica, como os ventos se comportam quando estão sob a influência das características da superfície do solo.

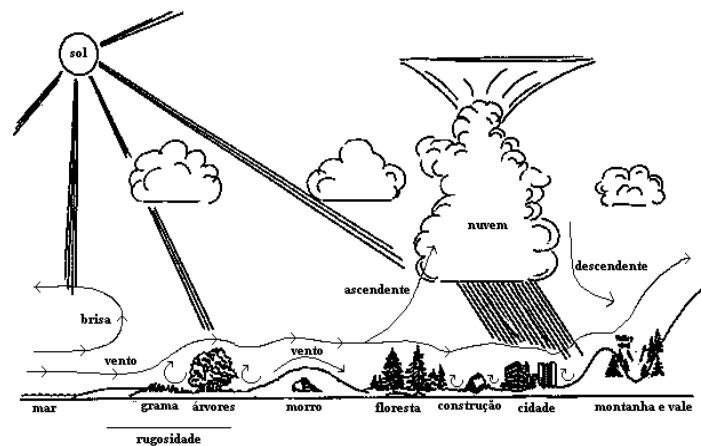


Figura 1 – Comportamento do vento sob a influência das características do terreno
(Fonte: CEPEL, 1998)

Variação da velocidade com a altura

Para os 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:

$$V(z) = V(z_r) \left(\frac{z}{z_r} \right)^n \quad (1)$$

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 1 apresenta alguns valores do fator n para diferentes tipos de superfícies.

Tabela 1 – Fator n para diferentes tipos de superfície

Descrição do terreno	Fator n
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Gramma 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 frequentemente 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 2:

$$V(z) = V(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (2)$$

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

Influência da rugosidade do terreno na variação da velocidade

A rugosidade de um terreno é o conjunto de elementos, formados 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 causarem 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. 1) e o valor da rugosidade z_0 da "Lei Logarítmica" (Eq. 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 2. 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 mantém 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 válidas¹³².

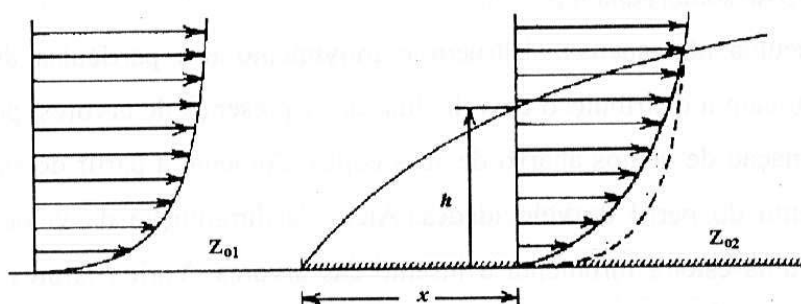


Figura 2 – Influência da mudança de rugosidade no perfil vertical do vento.

(Fonte: TROEN,1989)

¹³² 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.

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:

$$\frac{h}{z'_0} \left(\ln \frac{h}{z'_0} - 1 \right) = 0.9 \cdot \frac{x}{z'_0} \quad (3)$$

$$z'_0 = \max(z_{01}, z_{02})$$

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 3 é mostrada uma tabela com os valores de rugosidade de superfície pré-definidos além de figuras de paisagens adotadas pelo Atlas Eólico Europeu como classificadores das quatro classes de rugosidade.

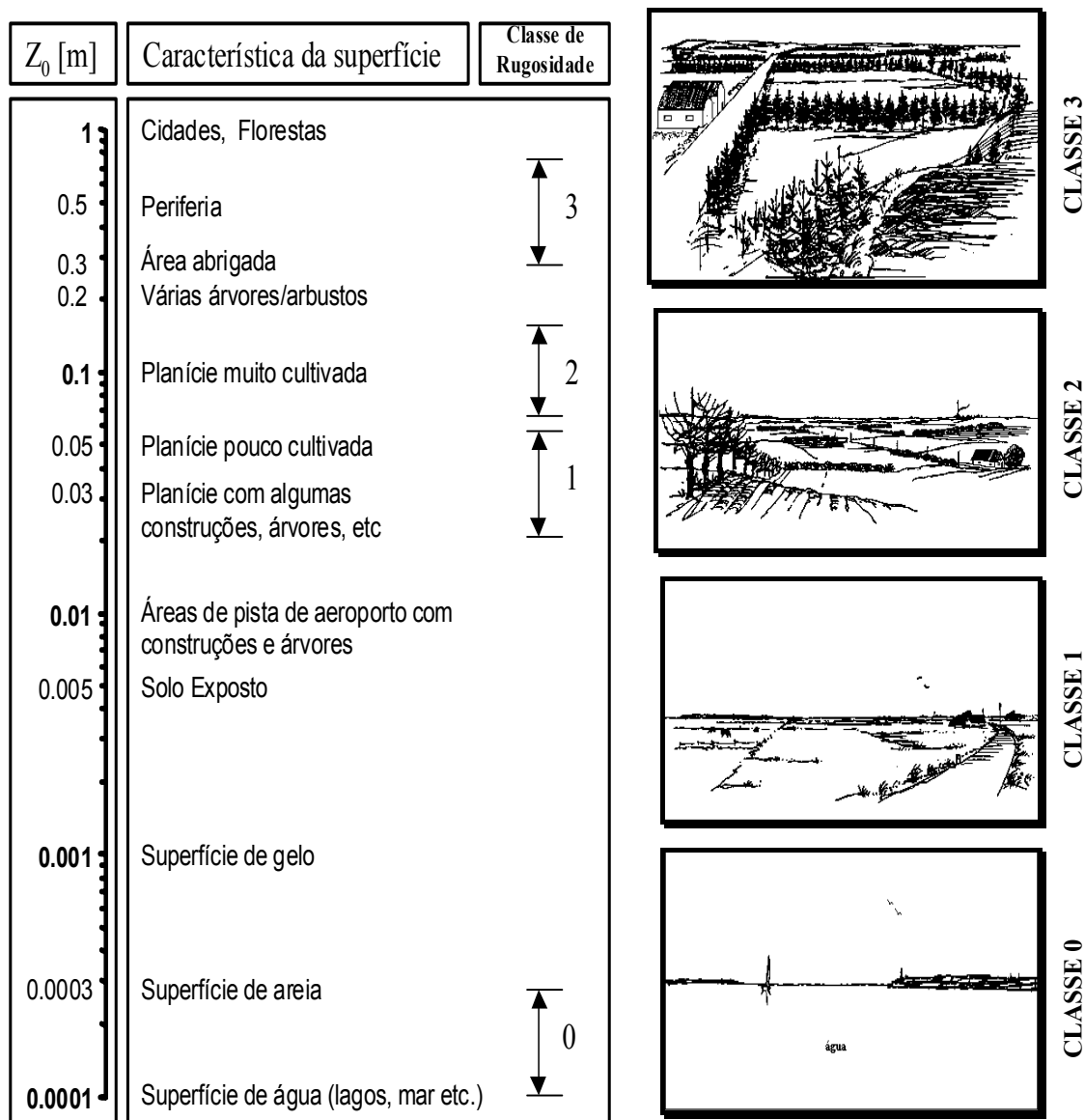


Figura 3 – As classes de rugosidade e as paisagens adotadas pelo Atlas Eólico Europeu
(Fonte: MORTENSEN, 1993 e TROEN, 1989)

Influência dos obstáculos

Os obstáculos são elementos de dimensões conhecidas que causam 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 influência 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 4 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.

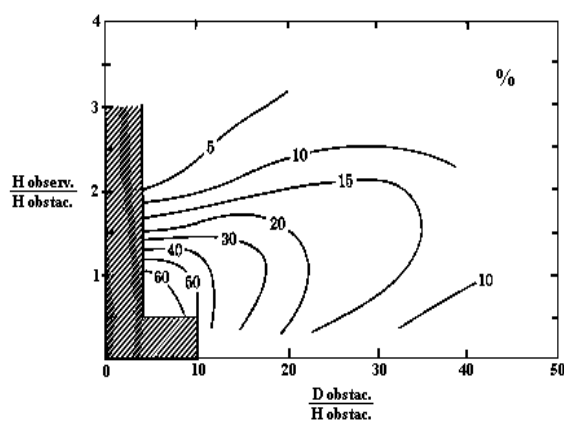


Figura 4 - Efeito do obstáculo sobre os ventos, em função da sua altura
(Fonte: MORTENSEN, 1993)

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 ventos.

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 é necessário o uso de supercomputadores para se obter dados com nível de precisão aceitável para análises do comportamento da velocidade do vento em um determinado terreno.

Representação estatística do regime dos ventos

Com as variações climática sendo freqüentes a cada período do ano, a velocidade do vento também varia seu perfil ao longo do ano. Essa variação ao longo do ano 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 \bar{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 \bar{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. Nos vários testes feitos na utilização de modelos probabilísticos para ajustar as curvas de frequência de velocidade foi possível associar uma distribuição de probabilidade à curva de frequência 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.

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 função densidade de probabilidade de Weibull é dada por:

$$g(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (4)$$

Onde:

k = fator de forma da distribuição dos ventos;

c = fator de escala ou a velocidade média dos ventos

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 5 mostra a influência do parâmetro de forma k na curva de distribuição de Weibull.

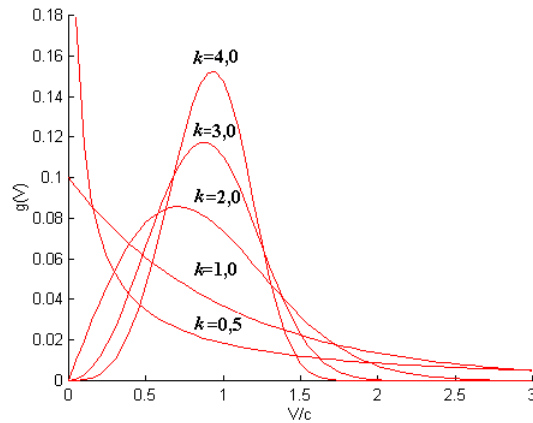


Figura 5 – Influência do parâmetro k na curva de distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull reduz-se à distribuição de Rayleigh quando $k = 2$ com o parâmetro de escala assumindo o valor:

$$c = \frac{2\bar{V}}{\sqrt{\pi}} \quad (5)$$

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 disponíveis¹³³.

Estudos demonstram que se obtêm 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):

¹³³ 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. 5) varia entre 10 e 25%, esse erro se reduz para, no máximo, 6% utilizando-se o método AG.

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \left(\frac{1}{k}\right)\right)} \quad \text{e} \quad k = \left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^{-1,086} \quad (6)$$

onde Γ é a função gama de argumento

$$\left(1 + \left(\frac{1}{k}\right)\right) \quad (7)$$

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 velocidade do vento e na curva de potência da turbina eólica contribuem para uma avaliação imprecisa da energia gerada anualmente, acarretando, desta 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 velocidade do vento (distribuição de Weibull por exemplo) e
- Curva de potência medida da turbina eólica.

De posse dos dados das estações anemométricas, utilizados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2001), 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.

A metodologia utilizada para o cálculo da energia gerada pela turbina pode ser representada pela figura 6. Os dados de velocidade média anual do vento apresentado pelo Atlas são valores a uma altura de 50 m. Dessa forma, foi preciso extrapolar os dados de velocidade média anual e o fator c de Weibull 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.

2). Quanto ao fator de forma k , não se aplicou nenhuma extrapolação uma vez que, ao deslocarmos toda a série histórica, a forma da distribuição 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 que também se encontra no banco de dados do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.

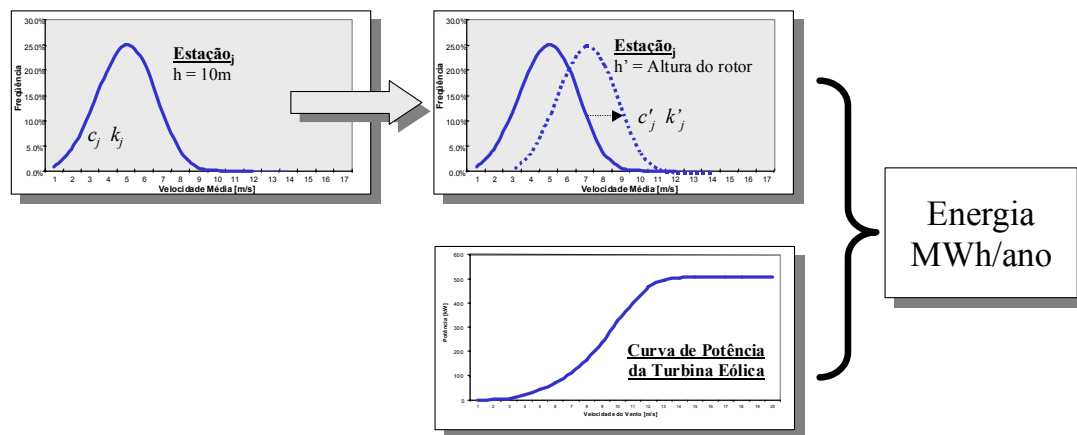


Figura 6 – Diagrama da metodologia utilizada para o cálculo da energia produzida.

(Fonte: DUTRA,2001)

Além do cálculo da energia gerada, também é considerada a quantidade de turbinas eólicas em um parque eólico. Uma vez que a informação do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro tem uma resolução de 1 km^2 , os cálculos da energia gerada são realizados com o número de turbinas eólicas possíveis de serem instaladas nesta área.

A absorção de energia cinética reduz a velocidade do vento a jusante do rotor da turbina eólica; gradualmente, essa velocidade é recuperada após a passagem pela turbina onde o escoamento praticamente recupera as condições de velocidade originais e turbinas adicionais podem ser instaladas, minimizando as perdas de desempenho causadas pela interferência das demais turbinas instaladas. Na prática, essa distância varia com a velocidade do vento, as condições de operação da turbina, a rugosidade de terreno e a condição de estabilidade térmica vertical da atmosfera. De modo geral, uma distância considerada segura para a instalação de novas turbinas é da ordem de 10 vezes o diâmetro, se instalada a jusante e 5 vezes o diâmetro se instalada ao lado (tudo em relação com a direção do vento predominante conforme apresentado na figura 7).

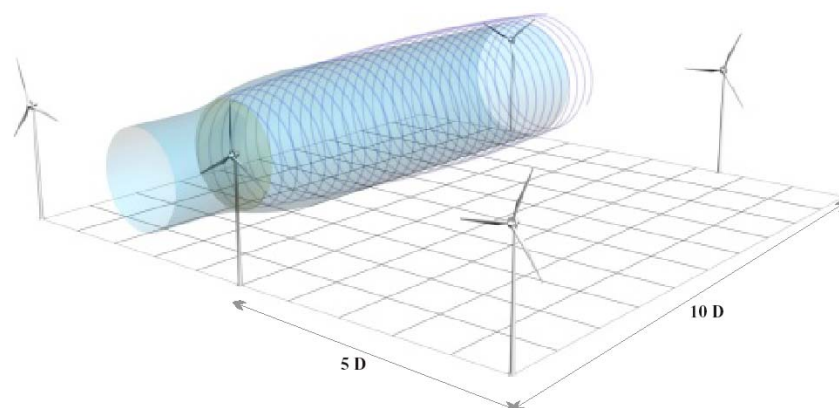


Figura 7 – Posicionamento das turbinas eólicas na configuração 5D x 10D
(CEPEL, 2001)

Para fins de simplificação dos cálculos, assume-se que o arranjo das turbinas eólicas na configuração “5D x 10D” é tal que todas elas recebem o vento com a mesma velocidade em sua direção predominante¹³⁴.

Cálculo do valor da energia gerada por um sistema eólico

O valor da energia gerada foi calculado a partir dos custos nivelados de investimentos considerando as seguintes premissas:

- Investimento Inicial (US\$/kW);
- Investimento Ajustado (US\$/kW);
- Tempo de instalação (anos);
- Vida útil (anos);
- Taxa de juros (%);
- O&M (US\$/MWh);
- Distância da costa.

A partir dos valores de Investimento Inicial de um projeto eólico (inicialmente estipulado como US\$ 1000,00/kW), calculou-se o valor do investimento ajustado considerando

¹³⁴ A melhor configuração para posicionamento das turbinas eólicas no parque dependerá da distribuição da direção do vento. Dependendo da distribuição da direção do vento (geralmente apresentado sob a forma de rosa dos ventos) é possível que o espaçamento entre turbinas seja menor possibilitando assim um maior número de turbinas em uma mesma área.

o tempo de instalação e comissionamento de uma planta eólica conforme apresentado na equação 8.

$$I_{aj} = I_{ini} * (1 + j)^{T_{const}} \quad (8)$$

onde

I_{ini} = Investimento Inicial (US\$/kW)

I_{aj} = Investimento Ajustado (US\$/kW)

J = Taxa de Juros (%)

T_{const} = Tempo de Construção (anos)

A partir dos valores do investimento ajustado (I_{aj}) calcula-se os custos nivelados anuais considerando a taxa de juros e o período de vida útil do empreendimento conforme apresentado na equação 9.

$$C_{ano} = I_{aj} \frac{j(1+j)^{V_{util}}}{(1+j)^{V_{util}} - 1} \quad (9)$$

Onde:

C_{ano} = Custo nivelado anual (US\$/kW)

I_{aj} = Investimento ajustado (US\$/kW)

J = Taxa de juros (%)

V_{util} = Tempo de construção (anos)

Uma vez que o valor do custo nivelado é representado por US\$/kW, ou seja, custo de investimento, o valor da energia gerada é dada pela seguinte equação:

$$E = \frac{C_{ano} \cdot 1000}{8760 \cdot FC} \quad (10)$$

Onde:

E = Custo da Energia (US\$/MWh)

C_{ano} = Custo nivelado anual (US\$/kW)

FC = Fator de Capacidade (%)

O cálculo do Fator de Capacidade (FC) é realizado anteriormente durante o processo de cálculo da energia gerada que compara a geração efetiva de uma turbina no polígono em questão com a geração teórica plena em potência nominal durante o período de um ano conforme apresentado na equação 11.

$$FC = \frac{E_{ano}}{8760.P_n}$$

Onde:

FC = Fator de Capacidade (%)

E_{ano} = Energia produzida pela turbina eólica durante um ano (MWh)

P_n = Potência nominal da turbina eólica (MW)

Bibliografia

- ARAUJO, M.R.O.P., 1989. Estudo Comparativo de Sistemas Eólicos Utilizando Modelos Probabilísticos de Velocidade do Vento. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1989. Dissertação (Mestrado).
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, 1998. Atlas Eólico do Brasil – versão preliminar, Relatório Interno. Cepel, Rio de Janeiro, 1998.
- CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL, 2001. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, ed Cepel, Rio de Janeiro.
- DUTRA, R.M. 2001. Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. MSc. Thesis, Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 300 pp.
- FERREIRA, A.M., CARIDAD e OCERIN, J.M. Uso de Estimadores de Máxima Verossimilhança em Modelos de Distribuição Horária de Velocidade do Vento In: CONGRESSO IBÉRICO DE ENERGIA SOLAR, 10; CONGRESSO IBERO-AMERICANO DE ENERGIA RENOVÁVEL, 5 – AS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO NOVO MILÊNIO, 2000. Anais... São Paulo, 2000
- HIRATA, M.H., Energia Eólica – Uma Introdução. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1985.

- MORTENSEN N.G et al.. *Wind Atlas Analysis and Application Program (WasP)*. Roskilde: RisØ National Laboratory, 1993.
- ROHATGI, J.S., NELSON, V. Wind Characteristics – An Analysis for the Generation of Wind Power. Canyon: West Texas A&M University, 1994.
- SILVA, P.C., 1999. Sistema para Tratamento, Armazenamento e Disseminação de Dados de Vento. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 1999. Dissertação. (Mestrado)
- TROEN, I. e PETERSEN, E. L., 1989. European Wind Atlas. Roskilde, RisØ National Laboratory, Denmark

ANEXO - V

**MAPAS TEMÁTICOS RESULTADO DA RELEITURA DO
ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO: POTENCIAL
ENERGÉTICO, FATOR DE CAPACIDADE E CUSTO DA
ENERGIA GERADA**

Os mapas temáticos aqui apresentados representam a releitura do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro para as condições descritas no Capítulo 5 e Anexo IV. Os grupos de mapas representam a distribuição da velocidade média anual para cada região brasileira, o potencial energético, o fator de capacidade (considerando a turbina Enercon E 70 pelas razões já apresentadas no Capítulo 5 e Anexo IV) e o custo da energia gerada em MWh para investimentos de 1000 US\$/kW.

VELOCIDADE MÉDIA ANUAL
m/s



Figura 1 - Mapa da distribuição da velocidade média anual na Região Norte

VELOCIDADE MÉDIA ANUAL
m/s

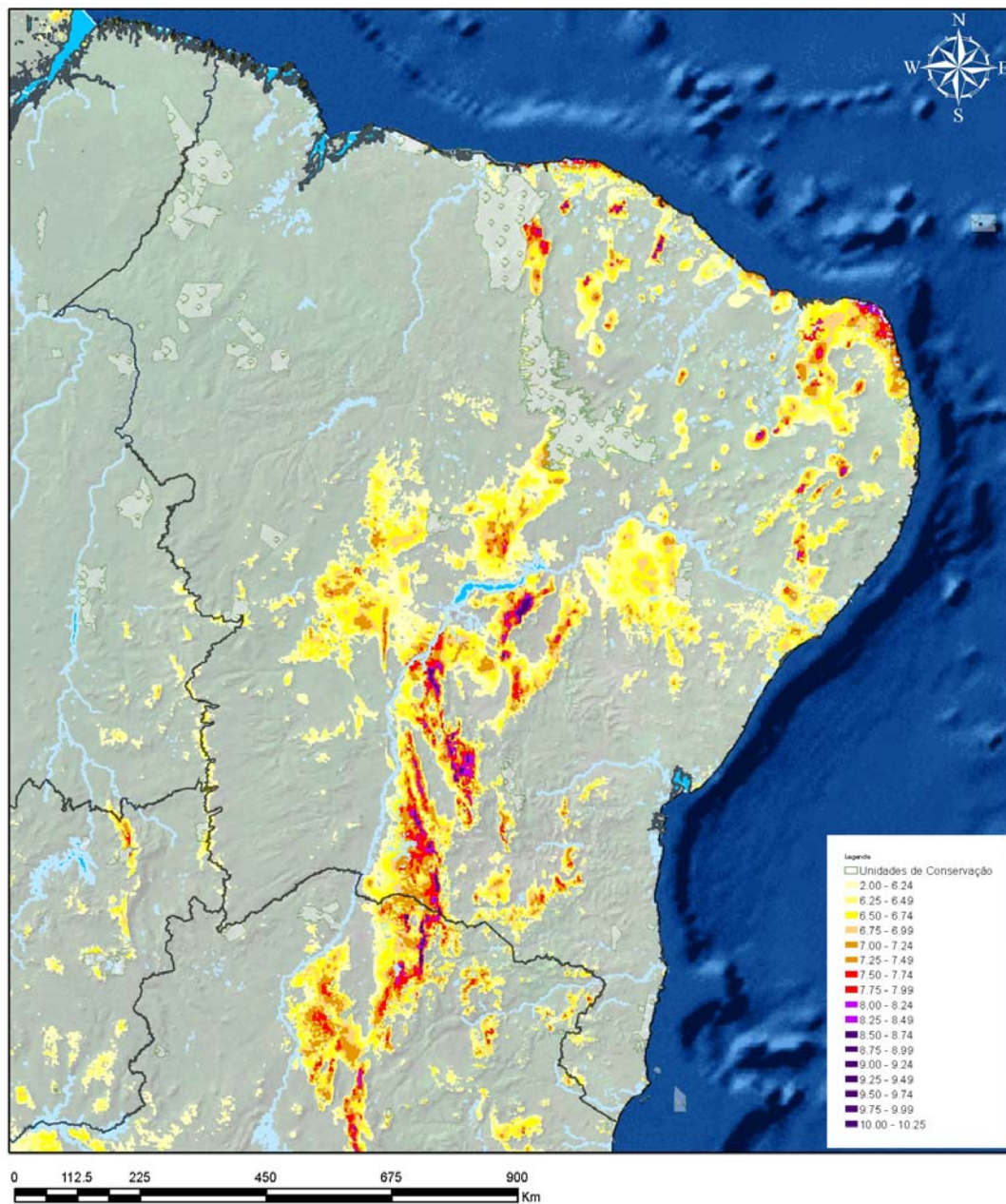


Figura 2 - Mapa da distribuição da velocidade média anual na Região Nordeste

VELOCIDADE MÉDIA ANUAL
m/s

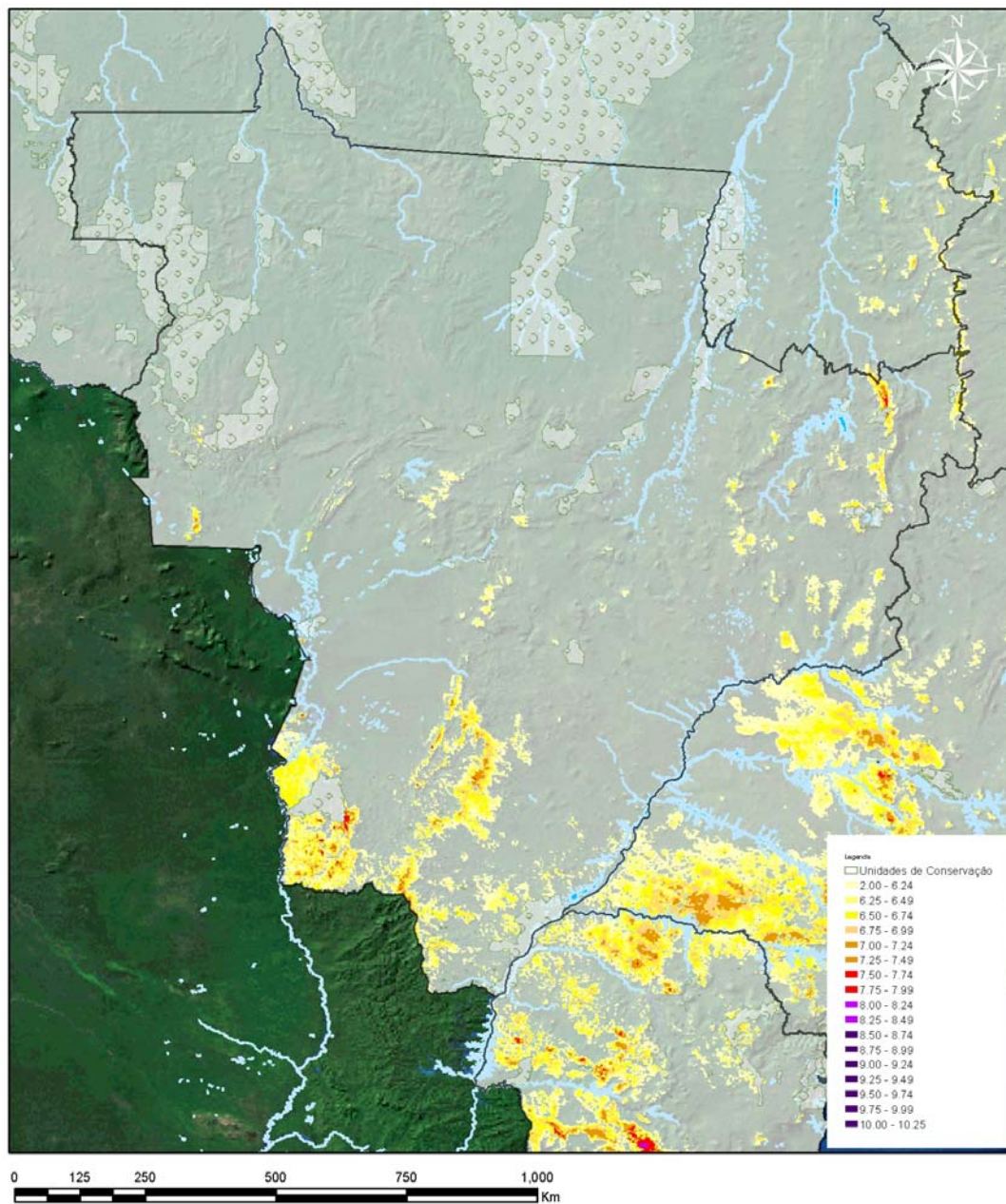


Figura 3 - Mapa da distribuição da velocidade média anual na Região Centro-Oeste

VELOCIDADE MÉDIA ANUAL
m/s

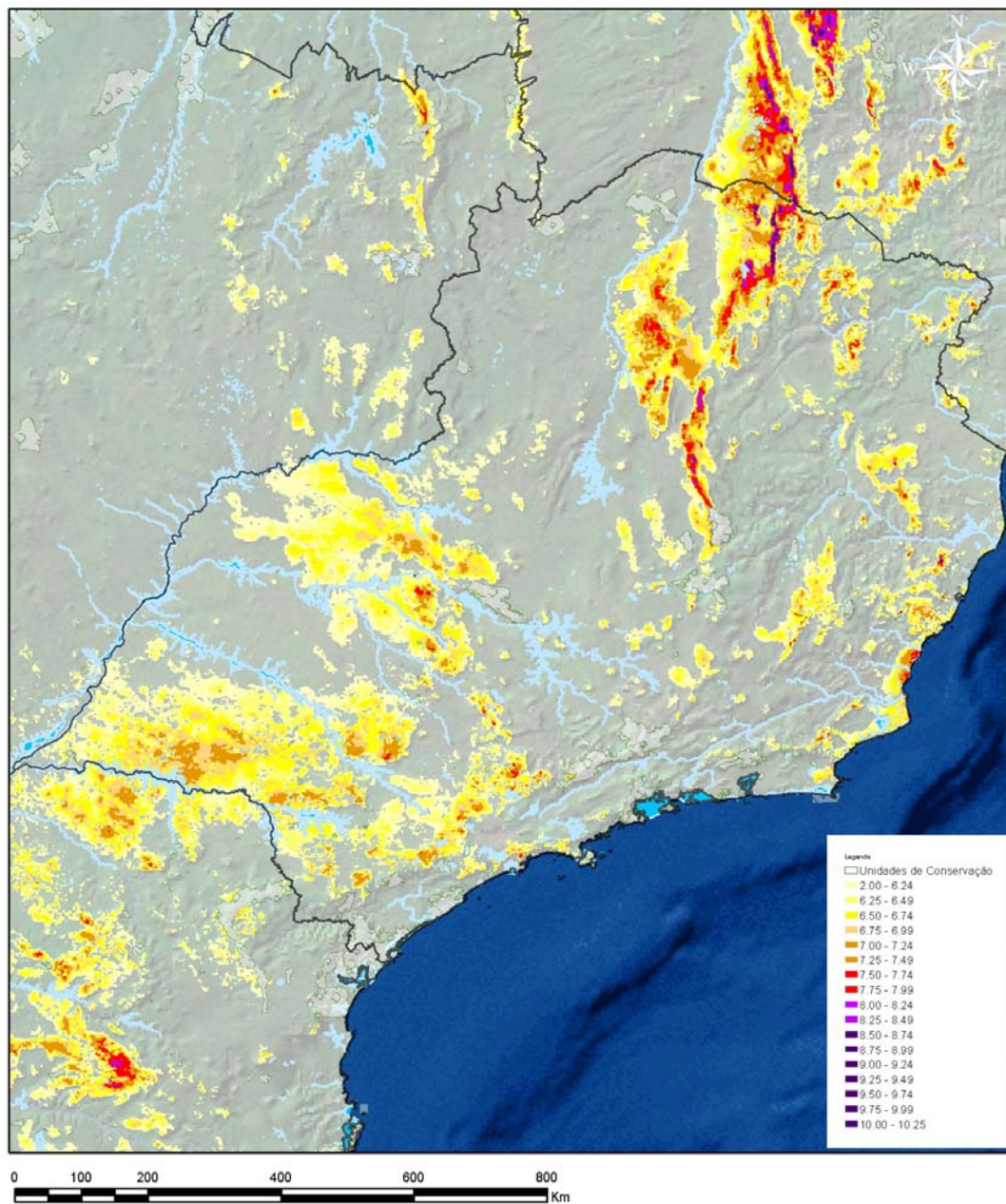


Figura 4 - Mapa da distribuição da velocidade média anual na Região Sudeste

VELOCIDADE MÉDIA ANUAL
m/s

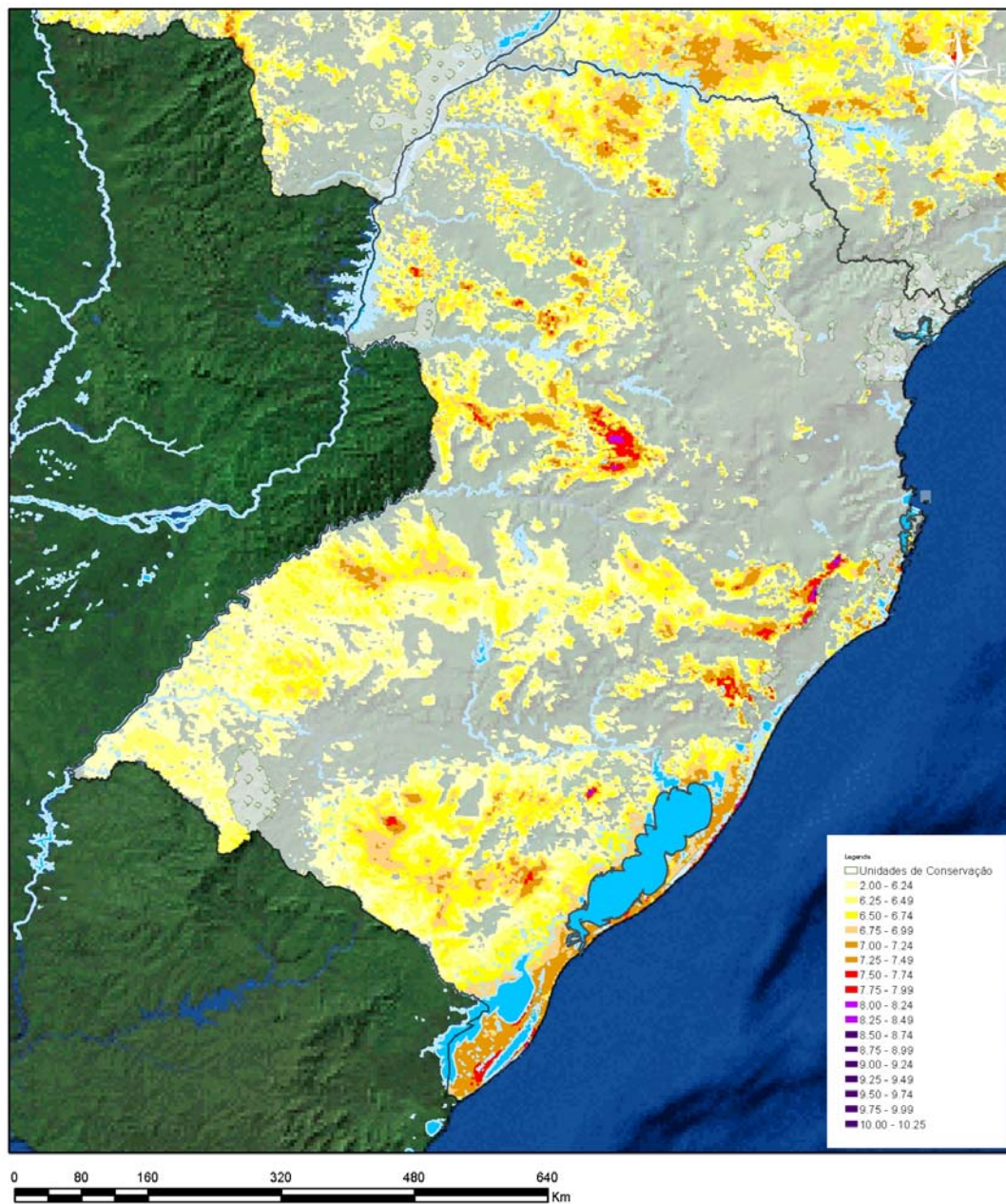


Figura 5 - Mapa da distribuição da velocidade média anual na Região Sul

POTENCIAL ENERGÉTICO
GWh/km²



Figura 6 - Mapa da distribuição do potencial energético na Região Norte

POTENCIAL ENERGÉTICO
GWh/km²

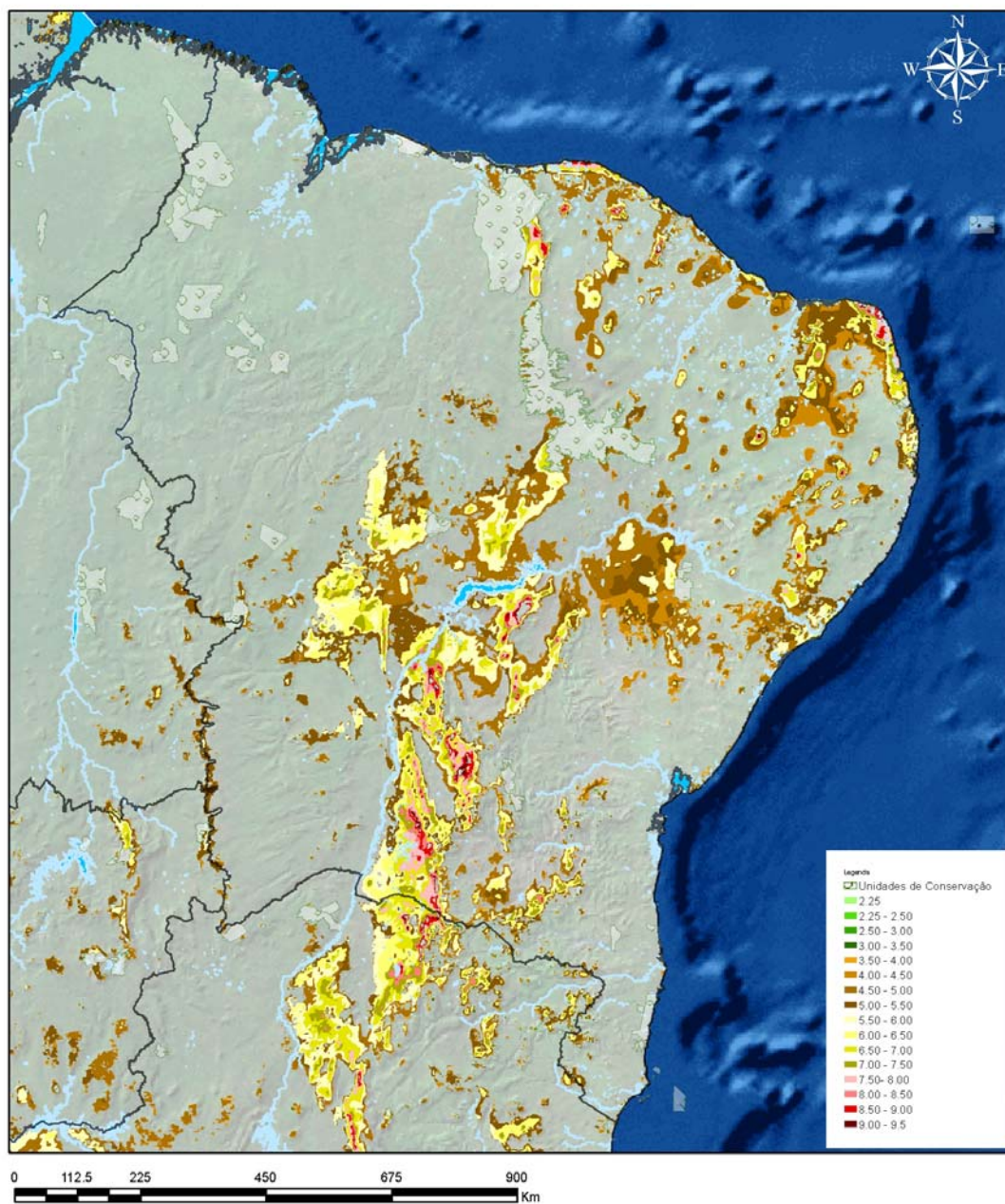


Figura 7 - Mapa da distribuição do potencial energético na Região Nordeste

POTENCIAL ENERGÉTICO
GWh/km²

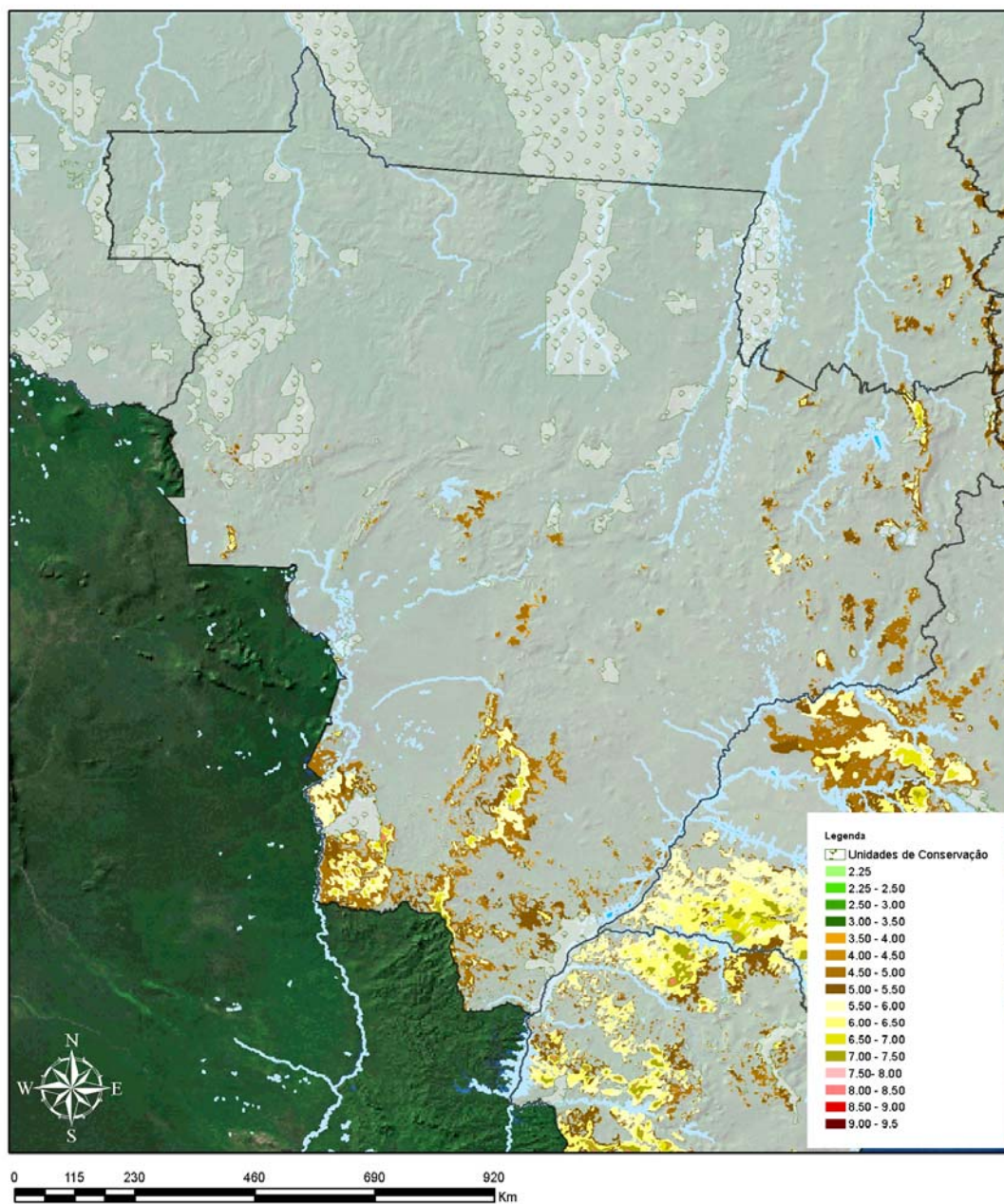


Figura 8 - Mapa da distribuição do potencial energético na Região Centro-Oeste

POTENCIAL ENERGÉTICO
GWh/km²

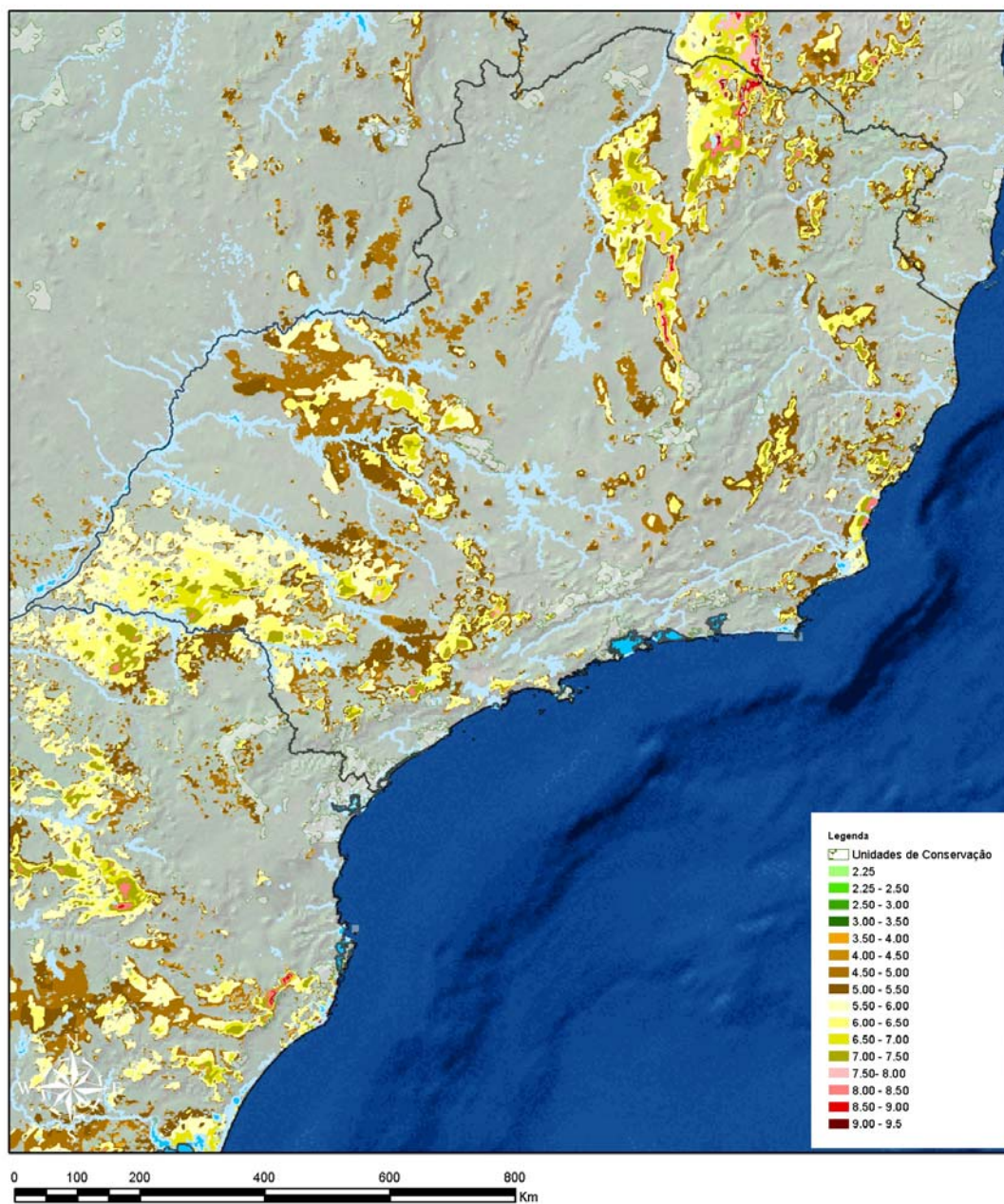


Figura 9 - Mapa da distribuição do potencial energético na Região Sudeste

POTENCIAL ENERGÉTICO
GWh/km²

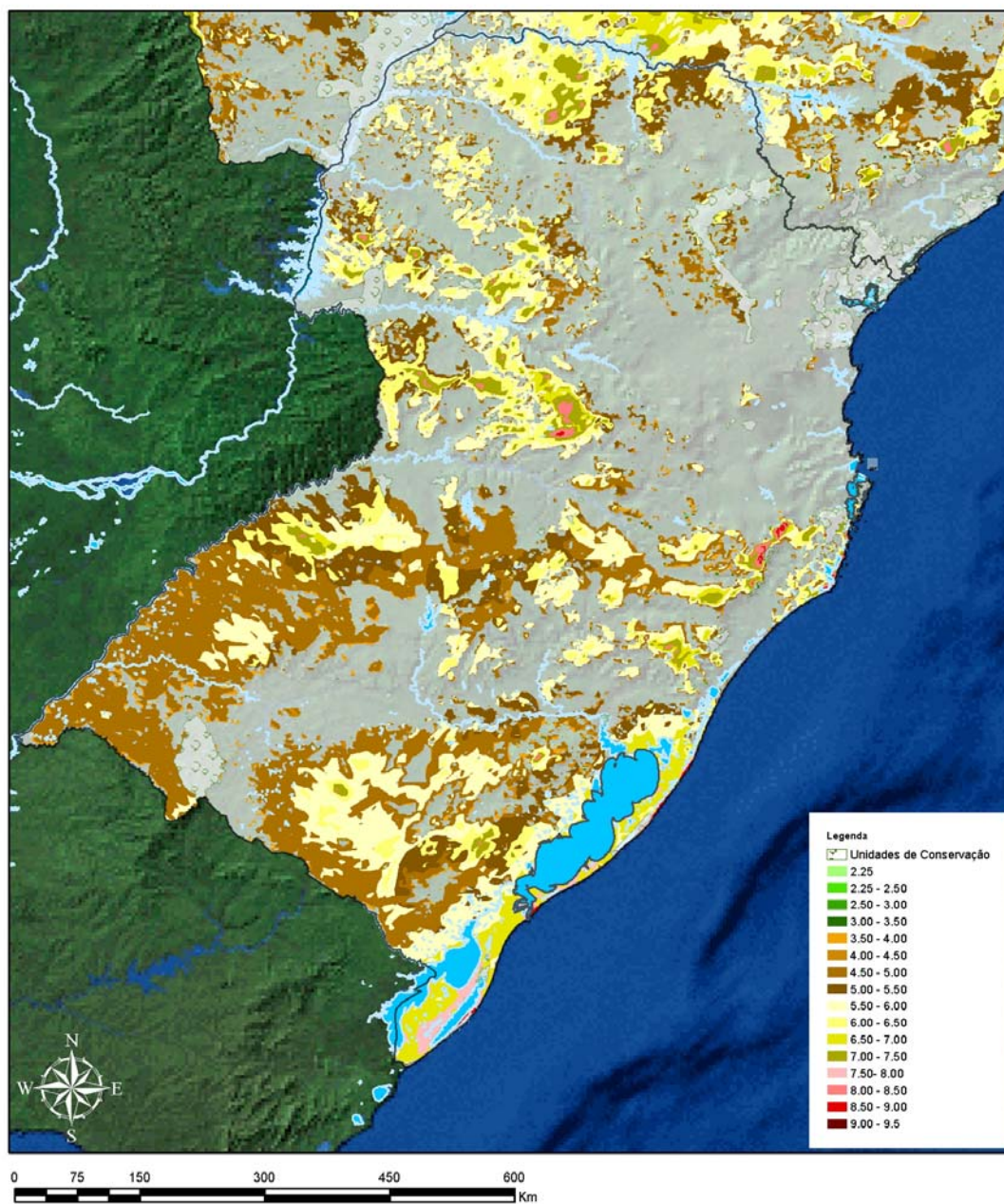


Figura 10 - Mapa da distribuição do potencial energético na Região Sul

FATOR DE CAPACIDADE



Figura 11 - Mapa da distribuição do valor do fator de capacidade na Região Norte

FATOR DE CAPACIDADE

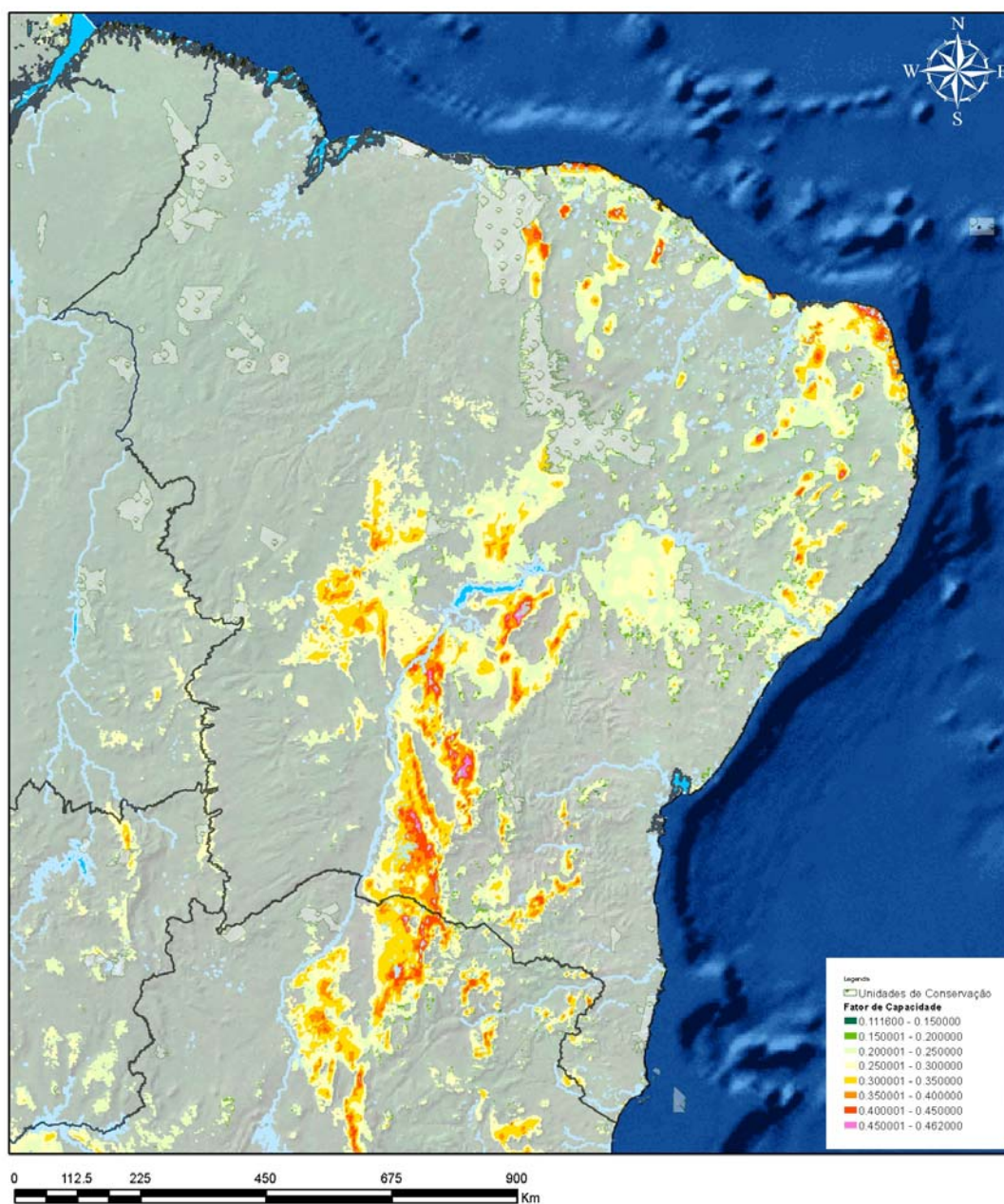


Figura 12 - Mapa da distribuição do valor do fator de capacidade na Região Nordeste

FATOR DE CAPACIDADE

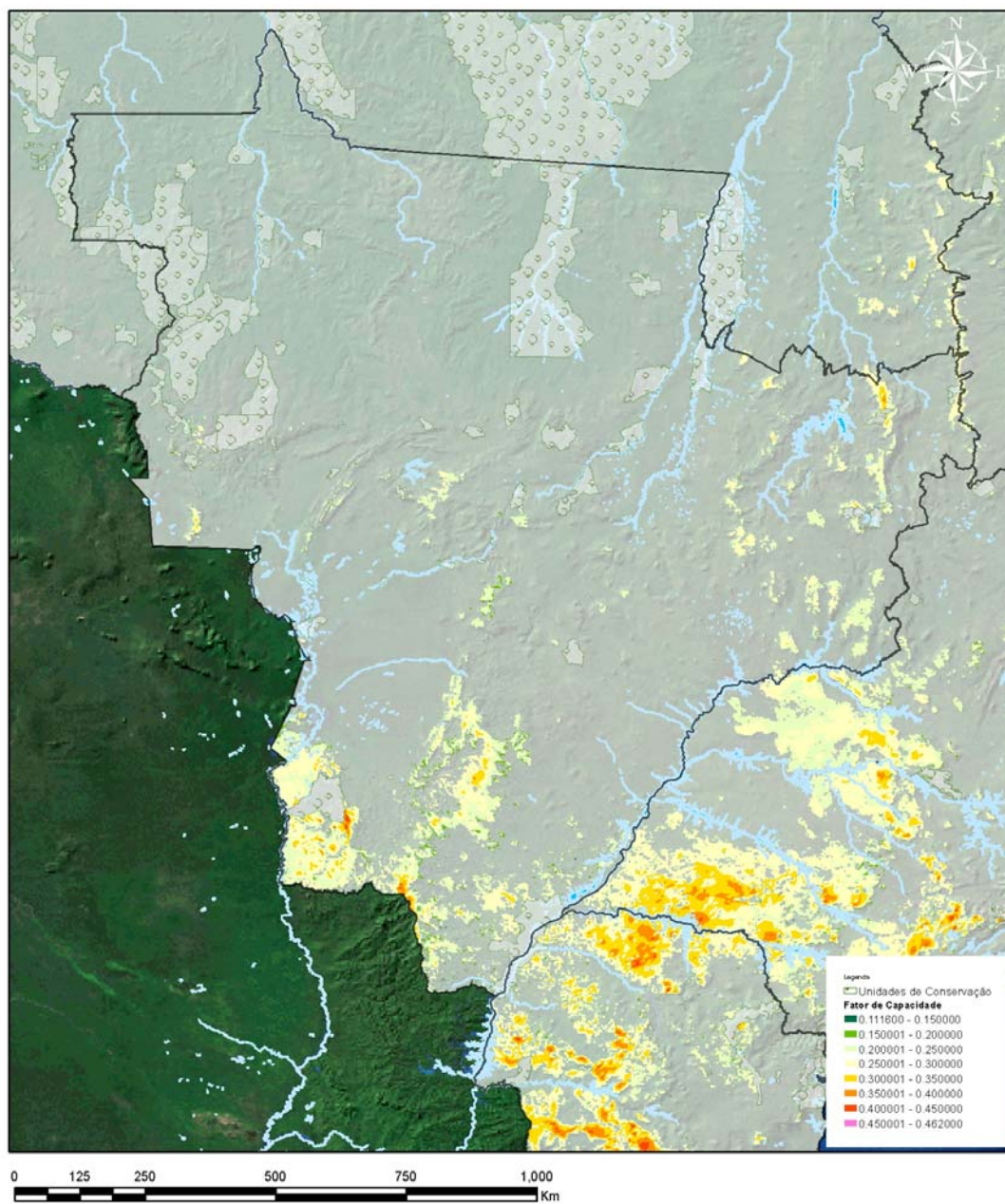


Figura 13 - Mapa da distribuição do valor do fator de capacidade na Região Centro-Oeste

FATOR DE CAPACIDADE

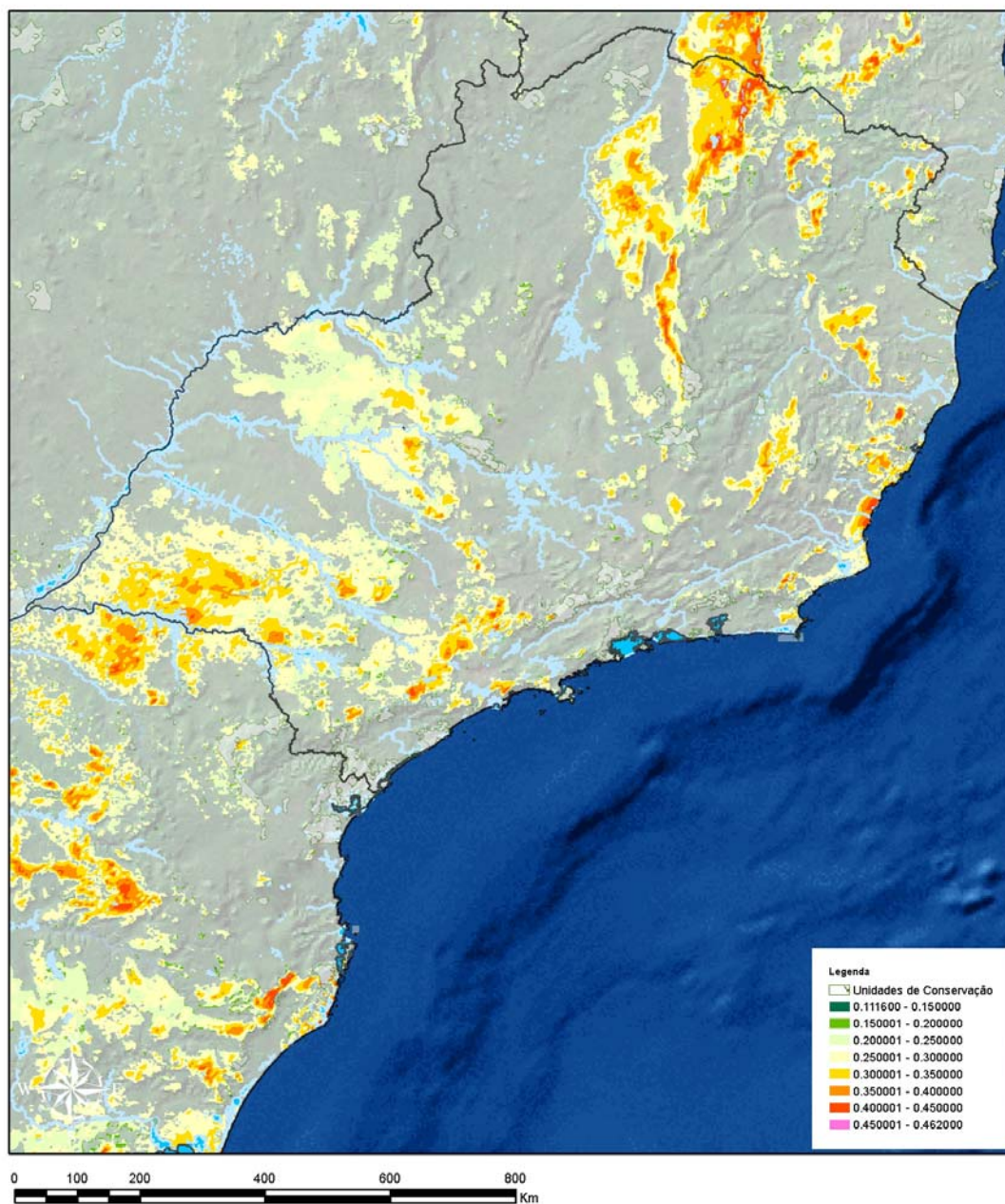


Figura 14 - Mapa da distribuição do valor do fator de capacidade na Região Sudeste

FATOR DE CAPACIDADE

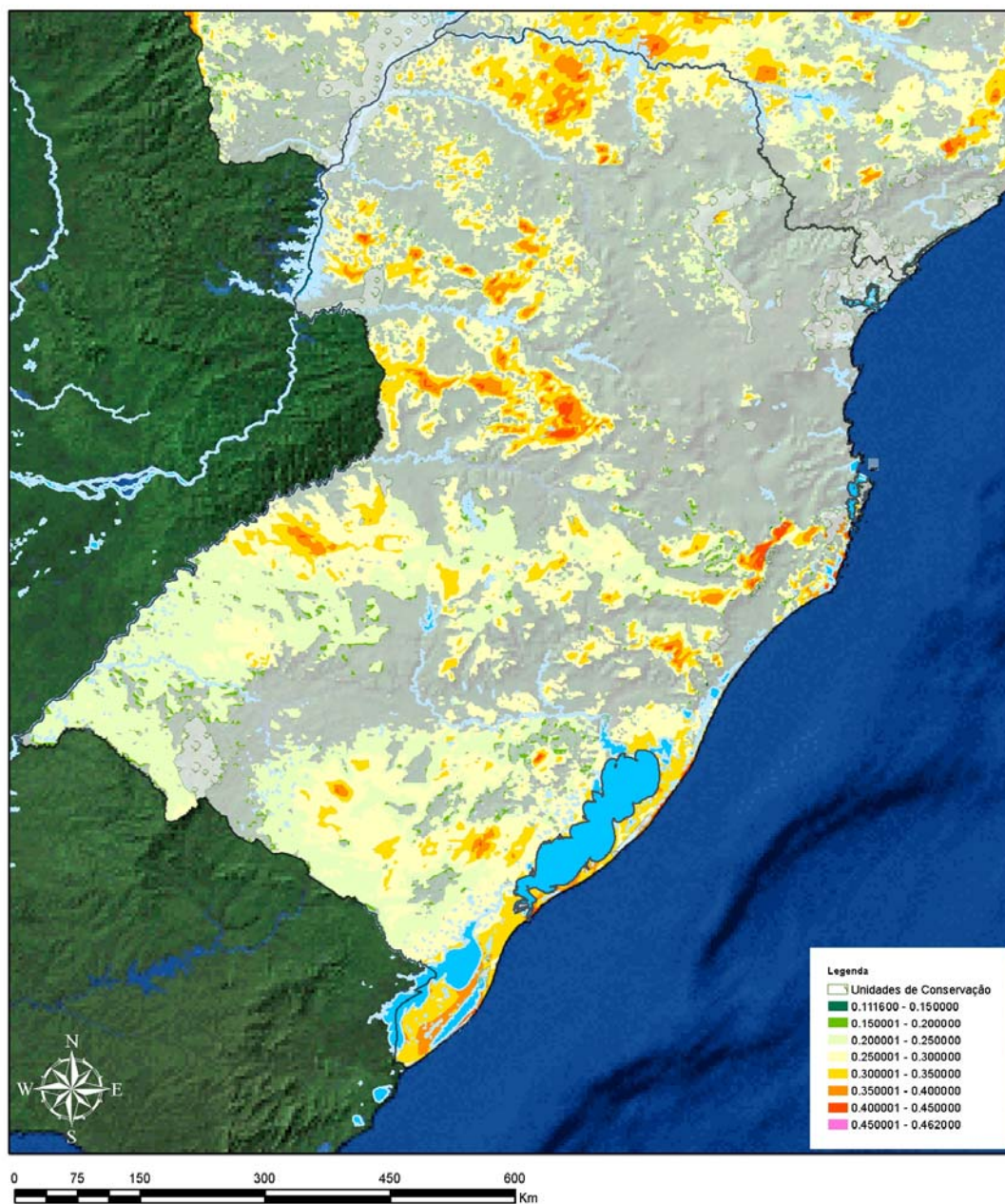


Figura 15 - Mapa da distribuição do valor do fator de capacidade na Região Sul

CUSTO DA ENERGIA GERADA
US\$/MWh

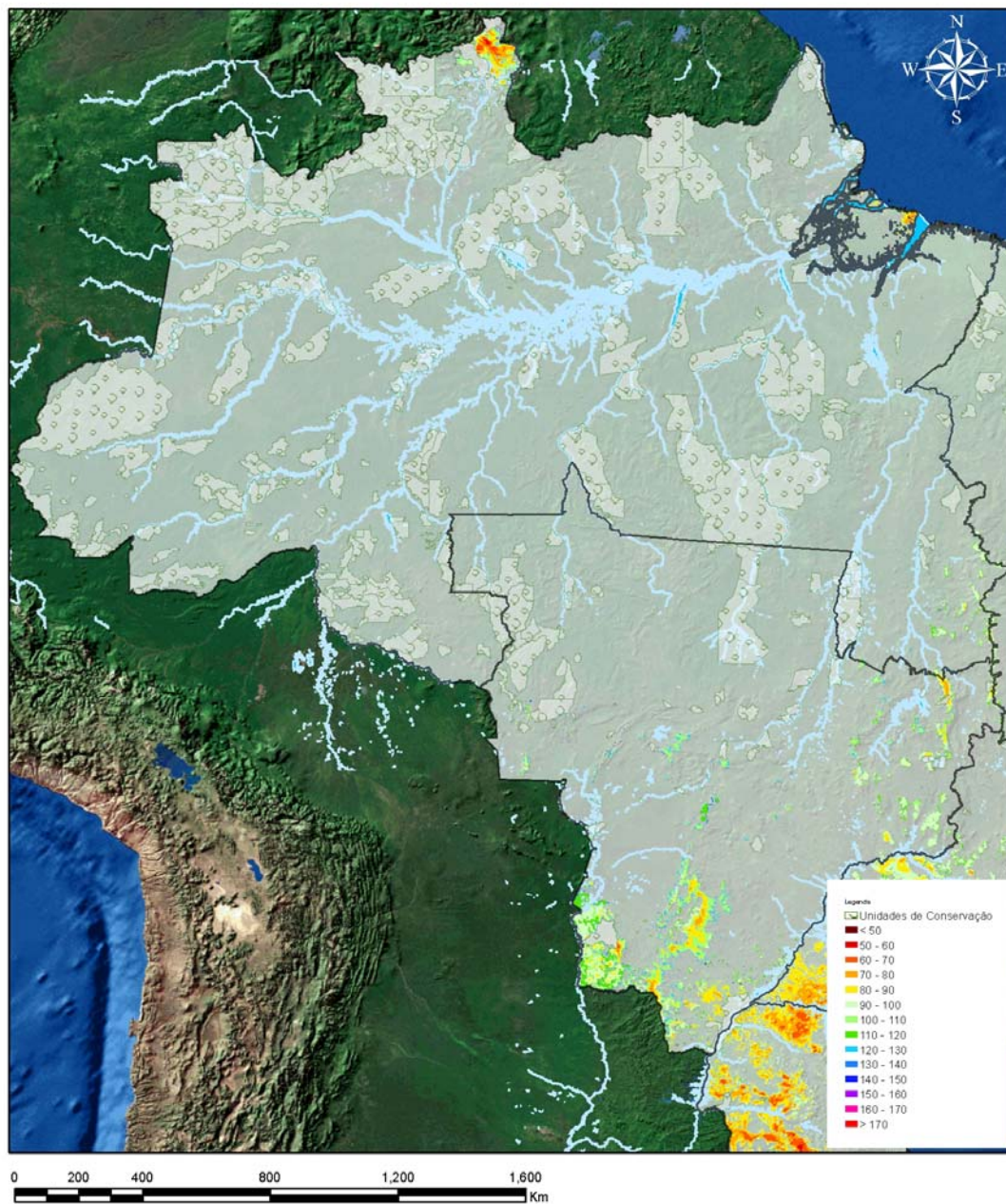


Figura 16 - Mapa da distribuição do custo da energia na Região Norte

CUSTO DA ENERGIA GERADA
US\$/MWh

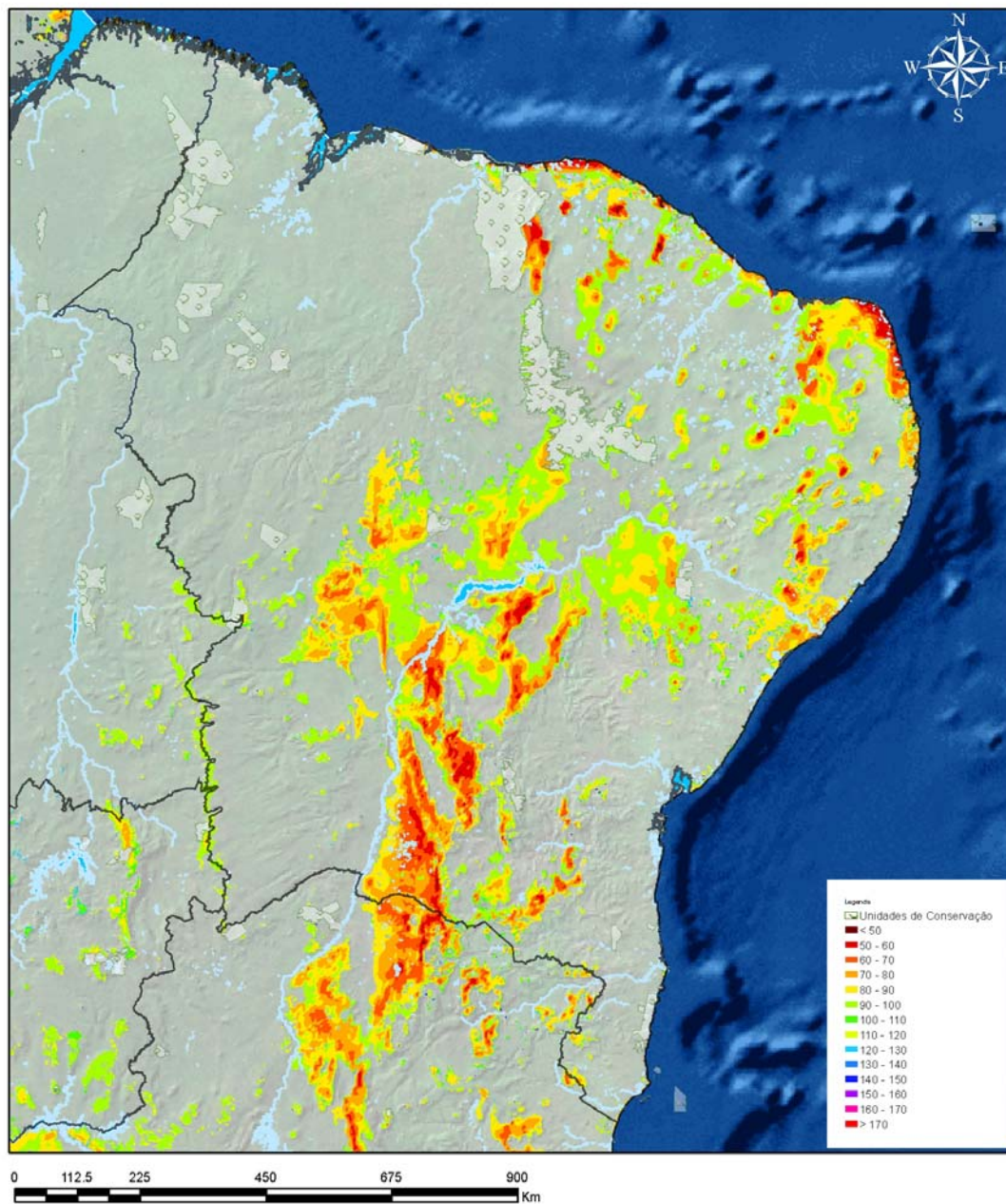


Figura 17 - Mapa da distribuição do custo da energia na Região Nordeste

CUSTO DA ENERGIA GERADA
US\$/MWh

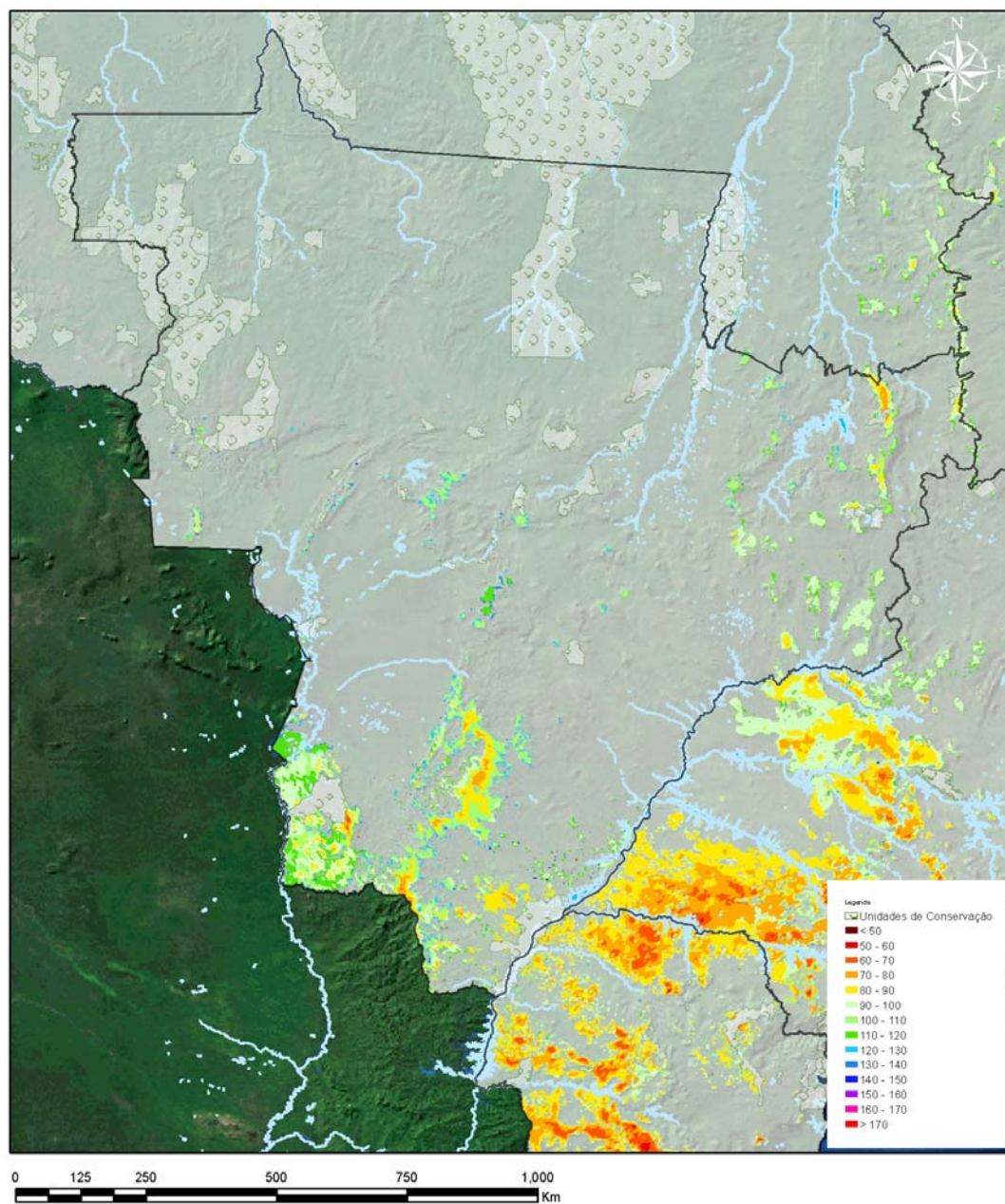


Figura 18 - Mapa da distribuição do custo da energia na Região Centro-Oeste

CUSTO DA ENERGIA GERADA
US\$/MWh

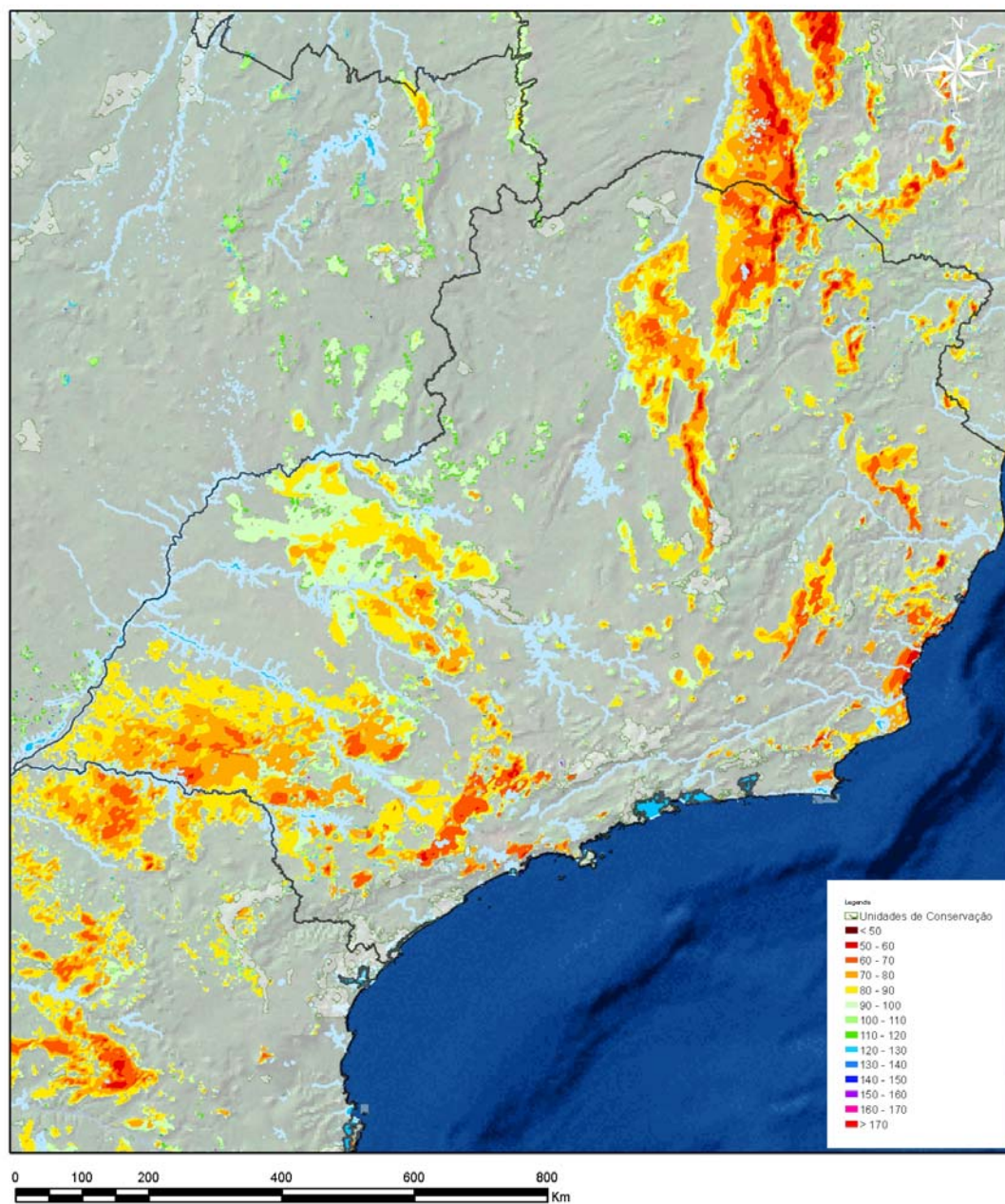


Figura 19 - Mapa da distribuição do custo da energia na Região Sudeste

CUSTO DA ENERGIA GERADA
US\$/MWh

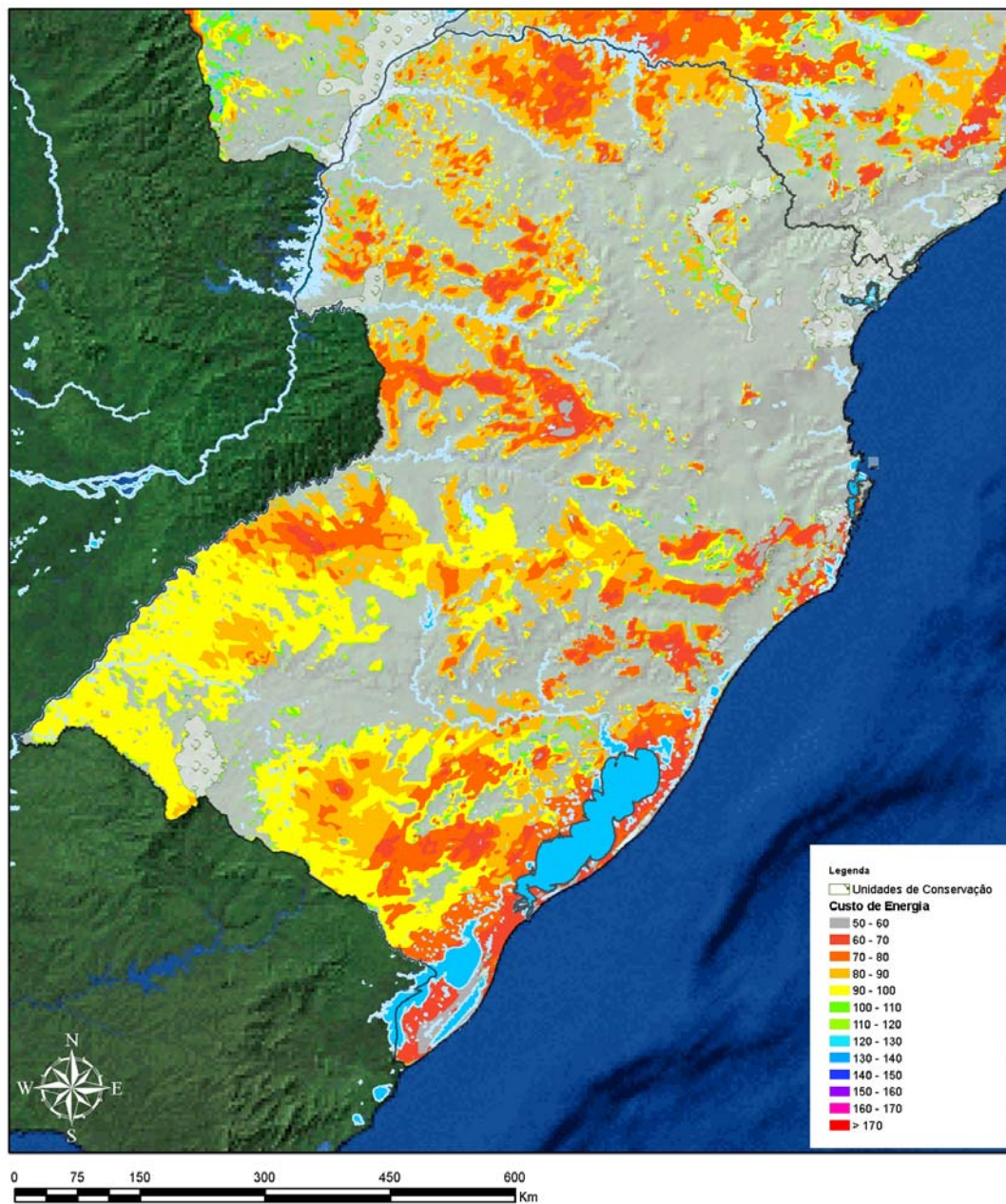


Figura 20 - Mapa da distribuição do custo da energia na Região Sul