

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**Energia Eólica: uma análise dos
incentivos à produção (2002-2009)**

Natália Azevedo Gavino

DRE: 108138670

Orientador: Prof. Edmar Luiz F. de Almeida

Abril 2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

Energia Eólica: uma análise dos incentivos à produção (2002-2009)

Natália Azevedo Gavino

DRE: 108138670

Orientador: Prof. Edmar Luiz F. de Almeida

Abril 2011

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos ao Professor Edmar Luiz Fagundes de Almeida pela orientação deste trabalho e por todo o incentivo que me foi dado. Agradeço também pelos valiosos ensinamentos transmitidos, que tanto contribuíram para a minha formação acadêmica.

Agradeço ao Instituto de Economia da UFRJ e aos seus docentes pelo excelente ensino, o que me possibilitou um grande aprendizado.

Agradeço à minha família, em especial aos meus pais Elane e Márvio, pelo carinho e pela grande motivação nessa importante fase da minha vida. Ao Felipe, pela compreensão e por todo o apoio nesse período. E, finalmente, agradeço aos meus amigos também pelo apoio e motivação dirigidos a mim.

RESUMO

Com o aumento da preocupação com as questões ambientais e a segurança energética, as fontes renováveis de energia têm assumido um papel cada vez mais importante na matriz energética dos países. Em meio a essas fontes, a energia eólica se destaca por seu grande crescimento nos últimos anos e pela ampla existência de incentivos ao seu uso no mundo.

No Brasil, o setor eólico ainda é muito recente e as políticas de incentivo ainda estão sendo definidas. Surge, então, uma possibilidade de aprendizado, por meio das experiências internacionais, visando à criação de um ambiente favorável ao desenvolvimento do setor eólico no país.

Tendo isso em vista, o presente trabalho objetiva analisar quais as características das políticas internacionais de incentivos ao setor eólico são interessantes para o desenvolvimento do setor eólico brasileiro. Para isso, o trabalho estuda quatro casos de sucesso no setor: EUA, Alemanha, Espanha e Dinamarca.

Como principal resultado, foi encontrado que o maior desafio a ser enfrentado pelo setor eólico brasileiro no curto prazo é com relação ao estabelecimento de uma política de incentivos à produção de longo prazo, que reduza a incerteza dos retornos para o produtor e o investidor.

Por outro lado, também foi concluído que as barreiras ao desenvolvimento do setor eólico vão além da ausência de uma política de incentivos estável, a exemplo do caso brasileiro. Na realidade, fatores como falta de infraestrutura da rede elétrica, a restrição de crédito e a escassez de oferta de equipamentos como turbinas eólicas, seja pelo baixo desenvolvimento da indústria eólica local ou pela restrição às importações, são determinantes para a decisão de investimento no setor.

ABREVIATURAS E SIGLAS

AEE - Asociación Empresarial Eólica
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCVE - Contratos de Compra e Venda de Energia
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
COP – Conferência das Partes
CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo brito
DEWI - Deutsches Windenergie Institut
DOE – U.S. Department of Energy
EEG - Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIA – U.S. Energy Information Administration
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EWEA - European Wind Energy Association
GEE – Gases de Efeito Estufa
GWEC - Global Wind Energy Council
ICMS - Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IEA - International Energy Agency
IEM – Interferência Eletromagnética
ITC - Investment Tax Credit
LCOE – Levelized Cost of Electricity
MME – Ministério de Minas e Energia
NREL - National Renewable Energy Laboratory
O&M – Operação e Manutenção
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PCH – Pequenas Centrais Elétricas
PD&D – Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração
PTC - Production Tax Credit
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RPS - Renewable Portfolio Standards
SIN – Sistema Interligado Nacional
TRM – Tarifa Elétrica Média de Referência

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	12
CAPÍTULO 1. O SETOR EÓLICO – ASPECTOS GERAIS.....	15
1.1. Breve história: da agricultura à segurança energética	16
1.2. Aspectos técnicos da energia eólica	23
1.2.1. Pontos positivos e negativos do uso da energia eólica como fonte de eletricidade.....	23
1.2.2. Funcionamento e tipos de aerogeradores.....	26
1.3. Aspectos ambientais da energia eólica	30
1.4. Aspectos econômicos da energia eólica.....	35
1.4.1. Estrutura de custos da produção de eletricidade por fonte eólica.....	35
1.4.2. Comparação dos custos de geração de eletricidade por fonte eólica e fontes convencionais.....	38
1.4.3. Custo da energia eólica e a necessidade de incentivos à produção.....	40
1.4.4. Integração com o sistema elétrico: impactos na rede elétrica e smart grids...	43
1.5. Desenvolvimento industrial do setor eólico	47
CAPÍTULO 2. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL DE INCENTIVOS À ENERGIA EÓLICA	49
2.1. Estados Unidos.....	49
2.1.1. Políticas de incentivos	50
2.1.2. Análise do desenvolvimento do setor eólico	53
2.2. Alemanha.....	56
2.2.1. Políticas de incentivos.....	58

2.2.2. Análise do desenvolvimento do setor eólico.....	61
2.3. Espanha.....	64
2.3.1. Políticas de incentivos.....	66
2.3.2. Análise do desenvolvimento do setor eólico.....	69
2.4. Dinamarca.....	72
2.4.1. Políticas de incentivos.....	73
2.4.2. Análise do desenvolvimento do setor eólico.....	77
CAPÍTULO 3. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.....	82
3.1. História do setor eólico no país.....	83
3.2. Peculiaridades do caso brasileiro.....	87
3.3. Histórico de políticas de incentivos ao setor eólico no Brasil.....	91
3.4. Análise do desenvolvimento do setor eólico.....	97
CONCLUSÃO.....	101
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Moinho de Vento Holandês.....	17
Figura 1.2 - Moinho de Brush.....	18
Figura 1.3 - Turbina Jacobs.....	19
Figura 1.4 - Turbina Balaclava.....	19
Figura 1.5 - Turbina da Ilha de Gedser.....	20
Figura 1.6 - Turbina Mod-0A (Novo México).....	21
Figura 1.7 - Turbina Mod-5B (Havaí).....	21
Figura 1.8 - Evolução da Capacidade dos Aerogeradores (1985-2005).....	27
Figura 1.9 - Aerogerador de Eixo Vertical.....	28
Figura 1.10 - Aerogerador de Eixo Horizontal.....	28
Figura 1.11 - Principais Componentes de um Aerogerador de Eixo Horizontal.....	28
Figura 3.1 - Turbina Folkcenter (Fernando de Noronha).....	84
Figura 3.2 - Turbina no Morro do Camelinho (MG).....	84
Figura 3.3 - Sistema Híbrido na Ilha de Marajó (PA).....	85
Figura 3.4 - Parque Eólico de Mucuripe (CE).....	86
Figura 3.5 - Usina Eólica de Prainha (CE).....	86
Figura 3.6 - Usina da Praia da Taíba (CE).....	86
Figura 3.7 - Usina eólica de Palmas (PR).....	87
Figura 3.8 - Vazão do Rio São Francisco e Comportamento dos Ventos na Região Nordeste.....	89
Figura 3.9 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s a 50 m de altura.....	90

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 - Cronologia do Preço Nominal do Petróleo 1970-2009.....	21
Gráfico 1.2 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Eólica Mundial (1996-2009).....	22
Gráfico 1.3 - Média dos Custos de O&M para Turbinas na Alemanha (1997-2001).....	37
Gráfico 1.4 - Comparação dos Custos de Geração de Energia entre Plantas Convencionais e a Planta Eólica para o Ano de 2010 (€/MWh).....	39
Gráfico 1.5 - Efeito da Utilização da Capacidade de uma Planta no Custo Unitário de Produção de Eletricidade.....	41
Gráfico 1.6 - Relação entre o aumento da capacidade instalada e o fator de capacidade da fonte eólica.....	43
Gráfico 1.7 - Custo total de energia eólica por unidade de produção, por tamanho da turbina (c€/kWh, preço constante 2006).....	48
Gráfico 2.1 - Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica no EUA (2002-09).....	54
Gráfico 2.2 - Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica na Alemanha (2002-09).....	61
Gráfico 2.3 - Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica na Espanha (2002-09).....	69
Gráfico 2.4 - Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica na Dinamarca (2002-09).....	78
Gráfico 2.5 - Faturamento do Setor Eólico na Dinamarca (2002-09).....	79
Gráfico 3.1 - Oferta Interna de Energia Elétrica do Brasil em 2009.....	88
Gráfico 3.2 - Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica no Brasil (2002-09).....	97

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 - Estrutura de custos para uma típica turbina eólica de médio porte (850 kW – 1500kW).....	36
Tabela 1.2 - Custo Unitário de Investimento e Fator de capacidade das Fontes Renováveis de Energia.....	42
Tabela 2.1 - Participação da Energia Eólica na Produção de Eletricidade dos EUA (2002-09).....	55
Tabela 2.2 - Quantidade e Capacidade das Turbinas Instaladas na Alemanha (2002-09).....	62
Tabela 2.3 - Produção e Participação da Energia Eólica na Produção de Eletricidade da Alemanha (2002-09).....	63
Tabela 2.4 - Produção e Participação da Energia Eólica na Produção de Eletricidade da Espanha (2002-09).....	70
Tabela 2.5 - Produção e Participação da Energia Eólica na Produção de Eletricidade da Dinamarca (2002-09).....	79
Tabela 3.1 - Resultado do Leilão de Reserva de 2009: distribuição da potência instalada.....	96
Tabela 3.2 - Empreendimentos e capacidade instalada acumulada de energia eólica (2002-09).....	98

INTRODUÇÃO

As tendências no padrão atual de consumo e de produção de energia têm se mostrado cada vez mais insustentáveis. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), se nenhuma atitude mais concreta for tomada por parte dos países, as emissões de CO₂ irão mais do que dobrar até 2050 e o aumento da demanda por petróleo irá agravar as preocupações com o suprimento de energia.

Em meio a essas perspectivas, governos e populações despertam para os desafios que surgem em torno do setor energético, com relação às questões de segurança energética e de preservação do meio ambiente. A história mostra, a exemplo dos choques do petróleo ocorridos na década de 1970, a importância estratégica da capacidade de um país gerar energia para suprir sua demanda interna. Além disso, nos últimos anos, diversos estudos têm chamado a atenção para as mudanças climáticas causadas pela grande emissão de gases poluentes na atmosfera.

Sendo assim, os governos têm investido na diversificação da sua matriz energética, englobando fontes alternativas de energia a fim de diminuir a dependência por combustíveis fósseis (associados a uma alta volatilidade de preços e incerteza com relação à oferta) e alcançar as metas de redução de emissões estabelecidas nos acordos internacionais sobre o meio ambiente.

Nesse contexto, a energia eólica possui um papel importante por ser uma das fontes renováveis de energia mais avançadas em termos tecnológicos e de aplicação. Além de não emitir gases poluentes em sua operação, utiliza um combustível inesgotável e sem custos. A construção de fazendas eólicas é relativamente mais rápida quando comparada, por exemplo, com uma hidrelétrica. Além disso, a energia eólica é uma tecnologia que pode ser empregada em sistemas isolados ou de rede. Também pode ser aplicada em países desenvolvidos, tendo como destaque EUA, Alemanha e Espanha, ou em processo de desenvolvimento, com destaque para a China, a Índia e o Brasil.

Entretanto, o setor eólico ainda apresenta certa imaturidade e necessita de incentivos para se desenvolver. O seu custo de produção vem se reduzindo, mas ainda é mais alto do que o das fontes convencionais de geração de eletricidade devido aos

custos de investimento e de conexão com a rede elétrica. Nesse ponto, o papel do governo é fundamental para o desenvolvimento do setor, ao criar um ambiente propício para os investidores, por meio do estabelecimento de leis e incentivos financeiros e investimentos diretos em setores estratégicos como P&D.

No Brasil esse cenário é ainda mais real, uma vez que os incentivos ao setor eólico são muito recentes, datando do início da década de 2000. O marco inicial para o setor eólico foi o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) instituído em 2002. O programa foi promovido com o objetivo de aumentar a participação das fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) na produção de energia elétrica para o Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

Assim, considerando o grande potencial eólico do país, a sua disposição para uma matriz energética mais limpa e a capacidade de exploração da complementaridade entre as fontes hídrica e eólica, o Brasil possui grandes razões para investir no setor e grandes chances de ser bem-sucedido.

Tendo em vista esse contexto, o presente trabalho tem como objetivo analisar o desenvolvimento do setor eólico no Brasil, à luz das experiências internacionais. Mais especificamente, pretende-se definir ações que possibilitem a criação de um ambiente favorável ao desenvolvimento dessa fonte de energia no país. Para isso, o trabalho estuda a experiência de quatro países destaque no setor, EUA, Alemanha, Espanha e Dinamarca, e a partir de então, traz para o caso brasileiro as medidas que podem ser tomadas em favor do desenvolvimento do setor eólico.

A escolha dos EUA, Alemanha e Espanha se deu pelo fato de terem ocupado os três dos quatro primeiros lugares no ranking de capacidade instalada de energia eólica em 2009. A Dinamarca foi escolhida por ser o país com a maior participação da energia eólica na própria matriz energética no mundo. Além disso, com exceção dos EUA, os outros três países possuem uma história de sucesso no setor devido à política de incentivos adotada. Com relação ao período analisado, o ano de 2002 foi escolhido como inicial em função do estabelecimento de um marco regulatório brasileiro para o setor eólico.

Seguindo essa linha, a monografia está dividida em três capítulos. O primeiro capítulo estudará os aspectos históricos, técnicos, econômicos e ambientais da energia eólica como fonte de eletricidade. O segundo capítulo tratará da análise das experiências internacionais, focando nas políticas de incentivos adotadas por alguns países e nos elementos que possibilitaram o desenvolvimento do setor eólico em cada um deles. O terceiro capítulo discutirá o caso do Brasil, a história da política de incentivos ao setor eólico e a situação atual. Finalmente, a conclusão apresentará quais as lições que podem ser aprendidas para a construção de um conjunto de políticas de incentivos ao setor eólico brasileiro.

1. O Setor Eólico – Aspectos Gerais

Frente às modernas preocupações dos governos com a segurança energética de seus países e com os impactos ambientais do setor de energia, a decisão de investimento dentro desse setor exige a análise e comparação dos aspectos técnicos, econômicos e ambientais das fontes de energia disponíveis para uso. Nesse contexto, o presente capítulo tem como objetivo explicar a importância da energia eólica para a matriz energética dos países, por meio da análise das características, impactos, vantagens e desvantagens dessa fonte.

A primeira seção apresenta uma breve história do setor eólico, com o objetivo de demonstrar como este se desenvolveu desde os primeiros usos na agricultura até os dias atuais com a geração de eletricidade e ganhou importância frente às demais fontes de energia elétrica, sobretudo a partir da segunda metade do séc. XX.

Na segunda seção, são detalhadas as características técnicas da energia eólica, desde seu conceito até suas vantagens e desvantagens, bem como o mecanismo de funcionamento das turbinas eólicas e sua evolução tecnológica ao longo dos anos. Esses aspectos são importantes para entender porque a energia eólica se destaca como fonte de energia e para a análise dos custos de seu uso na produção de eletricidade.

A terceira seção trata da evolução da preocupação com as questões ambientais ao longo da segunda metade do séc. XX e do aumento da importância das fontes renováveis na matriz energética mundial, focando nos impactos ambientais do uso da energia eólica.

Na quarta seção, são discutidos os fatores relevantes para a composição dos custos do uso da energia eólica como fonte geradora de eletricidade. É, então, feita uma análise da estrutura de custos dessa fonte, uma comparação entre os custos de produção por fonte eólica e por fontes convencionais, bem como uma análise dos impactos da conexão de plantas eólicas em grande escala na rede elétrica.

Finalmente, a quinta seção apresenta uma discussão sobre a importância da política industrial para o desenvolvimento do setor eólico, o que influencia os custos de investimento do projeto eólico.

1.1. Breve história: da agricultura á segurança energética

A energia eólica é captada pelos moinhos de vento para trabalhos mecânicos há milhares de anos. Entretanto, a sua utilização na geração elétrica é muito recente, datando do final do séc. XIX. Com o choque do petróleo na década de 1970, a energia eólica ganhou maior importância, devido à preocupação com a segurança energética dos países. Assim, a escassez de oferta e alta do preço do petróleo tornaram a fonte eólica relativamente barata e abundante nesse período, possibilitando o seu desenvolvimento, sobretudo nos países desenvolvidos. Posteriormente, a crescente atenção dada às questões ambientais reforçou as vantagens dessa fonte.

O catavento, tipo de moinho com eixo vertical, tem seu primeiro registro histórico por volta do ano 200 A.C. na Pérsia. Embora, se acredite que ele substitua a força motriz humana ou animal nas atividades agrícolas desde o ano 2.000 A.C. na China e o ano 1.700 A.C. no Império Babilônico. A primeira grande inovação encontrada no catavento foi a incorporação de velas de sustentação em eixo horizontal, em modelos das Ilhas Gregas (DUTRA, 2001).

No século XI, época das Cruzadas, o catavento foi levado para a Europa. Mesmo com a baixa eficiência houve uma rápida difusão do produto, que apresentava muitas vantagens quando utilizado nas atividades de moagem de grãos e bombeamento de água. No século seguinte, essa tecnologia foi aprimorada, dando lugar ao moinho holandês de eixo horizontal e mais eficiente (Figura 1.1). Entre os séculos XVII e XIX, seu uso em larga escala exerceu forte influência sobre a competitividade da economia agrícola europeia.

Por meio de inovações incrementais nas pás, no sistema de controle e no eixo, o moinho holandês aumentou a produtividade de várias atividades na região como a produção de óleos vegetais, drenagem de terrenos alagados e fabricação de papel com o desenvolvimento da imprensa. Em meados do séc. XIX existiam, aproximadamente, dez mil moinhos de vento em funcionamento na Inglaterra, nove mil na Holanda e três mil na Bélgica, demonstrando a importância do produto para a região (DUTRA, 2001).



FIGURA 1.1 – Moinho de vento holandês
Fonte: CRESESB (2010)

Com a Revolução Industrial no séc. XIX, a máquina a vapor, de competitividade técnica e econômica muito maior, passou a substituir o moinho. As grandes reservas de petróleo, a economia de escala no processamento dos combustíveis e a utilização de motores de combustão interna fizeram do petróleo uma fonte de energia muito eficiente e de custos acessíveis (FRATE, 2006).

A partir de então, a utilização do catavento mereceu destaque apenas no bombeamento de água nas regiões rurais devido à sua fácil operação e manutenção. O catavento tinha múltiplas pás e sua estrutura era de metal. O sistema de bombeamento era feito por meio de bombas e pistões e o alto torque fornecido pelo grande número de pás favorecia o resultado. Até hoje esse sistema é utilizado para o bombeamento de água em algumas regiões, a exemplo da região do Pampa na Argentina, onde havia 600 mil moinhos em 2009 (ASOCIACIÓN ARGENTINA DE ENERGÍA EÓLICA, 2009).

No final do século XIX foram feitas as primeiras experiências de utilização da energia eólica para a produção de eletricidade por meio das turbinas eólicas. Em 1888, Charles F. Brush, um industrial ligado ao setor de eletrificação no campo, instalou o primeiro catavento gerador de eletricidade na cidade de Cleveland, em Ohio (Figura 1.2). O catavento fornecia 12 kW de energia em corrente contínua para o carregamento de baterias responsáveis pela alimentação de 350 lâmpadas incandescentes. Sua estrutura era constituída por uma roda principal de 17 m de diâmetro com 144 pás e uma torre de 18 m. O sistema era sustentado por um tubo metálico central de 36 cm que possibilitava o giro da estrutura, acompanhando o vento predominante.

Este invento foi fundamental para o desenvolvimento do novo paradigma do uso da energia eólica para a produção de eletricidade. Primeiro porque a altura desse moinho encontrava-se dentro das categorias de moinho já existentes, facilitando a sua produção e difusão. Segundo, foi introduzido um mecanismo de multiplicação da rotação das pás que possibilitava o aproveitamento máximo do dinamo, aumentando a eficiência da produção de energia. Ainda, esta foi a tentativa pioneira de combinar a tecnologia dos moinhos de vento com as inovações da recente indústria elétrica (CRESESB, 2010).

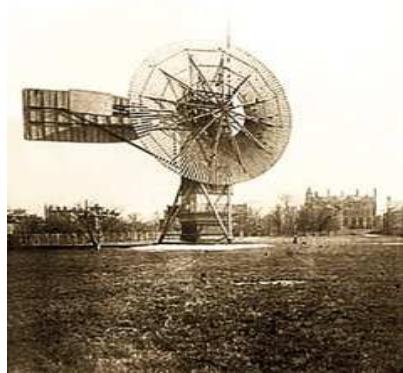


FIGURA 1.2 – Moinho de Brush

Fonte: Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2007)

Apesar do declínio no setor, países com reservas de petróleo muito pequenas e sem grandes rios para geração de energia elétrica, investiram na energia eólica. Esse foi o exemplo da Dinamarca, que iniciou um programa em 1890 para o desenvolvimento e utilização em larga escala de aerogeradores. Em 1918, já haviam 120 modelos entre 5 e 25 kW em operação (DUTRA, 2001).

O período do início do séc. XX até a Segunda Guerra Mundial caracterizou-se pelo desenvolvimento e utilização de turbinas eólicas de pequeno porte para o suprimento de energia de áreas isoladas, principal função até os choques de petróleo na década de 1970. Simultaneamente, houve a participação de vários países em pesquisas de aerogeradores de grande porte.

Desde a década de 1930, foram utilizados em larga escala aerogeradores de pequeno porte, geralmente de duas ou três pás. Estas moviam um gerador de corrente contínua através de uma caixa de multiplicação. O diferencial era a armazenagem da

energia em baterias, que racionalizava a sua utilização independente das flutuações de regime de vento. Um exemplo bem sucedido é a turbina de Jacob, com 4,27 metros de diâmetro e pás de madeira tipo hélice, o qual fornecia 1 kW na velocidade de 5,5m/s (Figura 1.3). Isso significava que a turbina era capaz de tornar uma residencia típica auto-suficiente em energia, considerando a velocidade média do vento conhecida na época (IOWA ENERGY CENTER, 2003 e DUTRA, 2001).

No setor de aerogeradores de grande porte, a Rússia destacou-se com a primeira ligação bem-sucedida entre um aerogerador de corrente alternada e uma usina termelétrica, em 1931. O modelo Balaclava, com potência de 100 kW, tinha uma torre de 30m de altura e era conectado a uma usina de 20 kW por uma linha de transmissão de 30 km e 6,3 kV (Figura 1.4). O fator médio de utilização do aerogerador foi de 32%, alcançando a produção de 280 mil kWh por ano (CRESESB, 2010).



FIGURA 1.3 – Turbina Jacobs
Fonte: DUTRA (2001)



FIGURA 1.4 – Turbina Balaclava

Durante a Segunda Guerra Mundial, foram necessários grandes esforços no sentido de economizar combustíveis fósseis, contribuindo para o desenvolvimento do setor eólico. Esse incentivo desapareceu com o fim da guerra e o retorno do comércio internacional. O petróleo e as grandes hidrelétricas tornaram-se dominantes, reduzindo o aproveitamento da energia eólica a fins de pesquisa.

A Dinamarca, ainda em evidência, foi um dos países com o maior crescimento do setor eólico no período da Segunda Guerra Mundial. Nesse período, o país foi pioneiro no desenvolvimento de modelos de turbinas de pequeno porte em torno de 45 kW, que ainda operavam em corrente contínua.

Na década de cinquenta, o país avançou na tecnologia com o projeto de Johannes Juul, um aerogerador de 200 kW com 24 m de diâmetro de rotor, tres pás e sustentado por uma torre de concreto (Figura 1.5). Ele entrou em operação, fornecendo energia em corrente alternada para a companhia elétrica da região, no período entre 1958 até 1967, quando o fator de capacidade atingiu a meta de 20% em alguns dos anos de operação (DUTRA, 2001).



FIGURA 1.5 – Turbina da Ilha de Gedser
Fonte: DUTRA (2001)

Com os choques do petróleo da década de setenta, o problema da segurança energética ressurgiu, provocando uma forte busca por fontes alternativas de energia. A partir de então, as pesquisas voltaram-se para a fabricação de aerogeradores conectados a redes operadas por termelétricas.

Dutra (2001) ainda descreve o exemplo dos Estados Unidos, que iniciaram o Programa Federal de Energia Eólica em 1971 e, a partir de então, modelos cada vez mais modernos e eficientes foram fabricados. Um projeto importante, que contou com a cooperação entre a NASA (*National Aeronautics and Space Administration*) e o DOE (*U.S. Department of Energy*), foi o Mod-0, de 1975. Este era um aerogerador de 100 kW de potência nominal (com ventos, no eixo do rotor, a 8 m/s), uma torre com 30,5 m e um rotor de 38,1 m de diâmetro. Em 1979, o Mod-0A de 200 kW e 38,1 m de diâmetro foi instalado em quatro lugares e chegou a um fator de capacidade de 48% (Figura 1.6). As turbinas foram evoluindo até modelos de mega-watts de potência como o Mod-2 (2,5 MW de potência e diâmetro de 91,4 m) e o Mod-5B (3,5 MW de potência e diâmetro de 100 m) implementado no Havaí em 1987 (Figura 1.7).



**FIGURA 1.6 – Turbina Mod-0A
(Novo México)**
Fonte: DODGE (2005)



**FIGURA 1.7 – Turbina Mod-5B
(Havaí)**
Fonte: DUTRA (2001)

A alta volatilidade do preço do petróleo foi um incentivo adicional a essa diversificação da matriz energética. O Gráfico 1.1 apresenta o preço nominal e o preço ajustado pela inflação de março de 2009, em dólares, para o período de janeiro de 1970 a março de 2009. Nele podemos destacar alguns dos fatos que contribuíram para a incerteza da segurança energética mundial, tais como os picos dos dois choques do petróleo em 1973 e 1979, a invasão do Kuwait pelo Iraque em 1990 e uma série de cortes da oferta do produto, por parte da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e por problemas naturais, a partir do início de 2007.

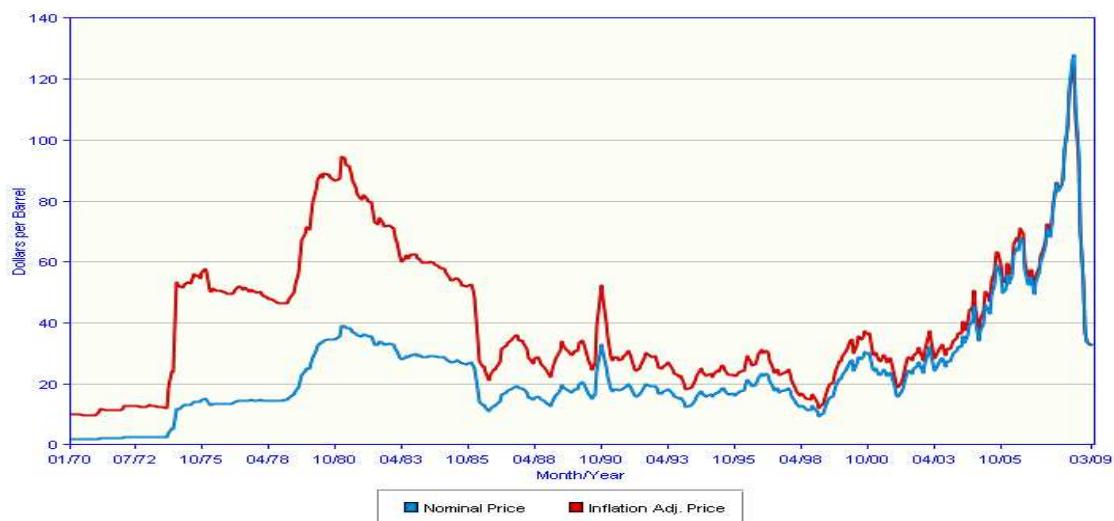


GRÁFICO 1.1 - Cronologia do Preço Nominal do Petróleo 1970-2009
Fonte: HART ENERGY (2009)

Podemos observar, também, uma crescente preocupação com as questões ambientais desde a década de 1990. Os investimentos e incentivos à produção de fontes alternativas de energia foram reforçados, sobretudo pelos governos, estimulando o crescimento do setor. O Protocolo de Kyoto, em vigor desde 2005, teve um papel importante nessa questão. Com ele foram traçadas as linhas gerais do rumo que o mundo deve tomar para reduzir as emissões de gases do efeito estufa e diversas nações e empresas puderam concretizar nas leis suas metas de redução.

Além disso, a questão do consumo de energia elétrica, que tem crescido nas áreas industriais, comerciais e residenciais nos últimos anos também deve ser ressaltada. Esse crescimento tem levado os governos de todo o mundo a traçarem uma estratégia de fornecimento de energia a curto e longo prazos, incentivando a inclusão de fontes renováveis.

A consequência destes episódios foi a rápida expansão, desde a década de 1990, da produção de energia por meio de fontes alternativas como a eólica. O Gráfico 1.2 demonstra a evolução da capacidade instalada mundial de energia eólica entre 1996 e 2009.

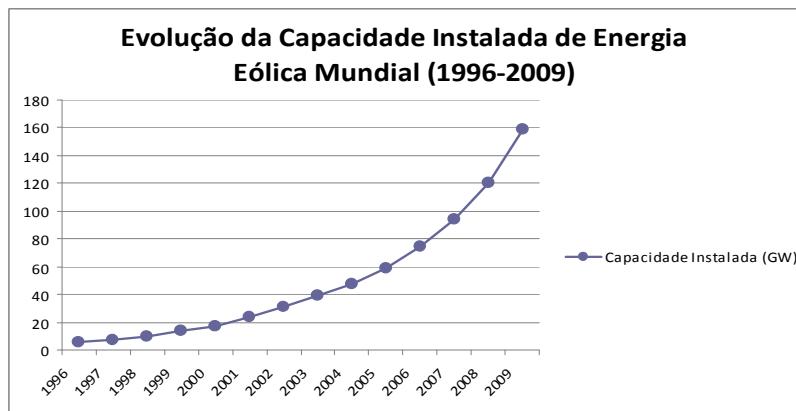


GRÁFICO 1.2 - Evolução da Capacidade Instalada de Energia Eólica Mundial (1996-2009)
Dados: Global Wind Energy Council (2009)

O setor eólico vem demonstrando um crescimento exponencial desde a década de 1990. Em 1996, a capacidade instalada mundial era de apenas 6,1 GW. Em 2006, este número passou para 74,1 GW. E apenas três anos depois, em 2009, este índice

dobrou, alcançando 158,51 GW. Neste ano foram adicionados 38,34 GW, de acordo com o Global Wind Energy Council (GWEC, 2009).

1.2. Aspectos técnicos da energia eólica

A forma como a energia eólica é captada e transformada em eletricidade, bem como as características do vento, define as vantagens e desvantagens do uso dessa fonte e a estrutura de custos de instalação de uma fazenda produtora de energia elétrica. Por esse motivo é fundamental entender quais as características do vento influenciam na produção de energia e como um aerogerador funciona, e esta seção discute esses aspectos.

A energia eólica é definida como a energia cinética contida nos ventos. Os ventos se formam na medida em que as regiões tropicais esquentam mais, por receberem os raios solares quase que perpendicularmente, enquanto as regiões polares ficam mais frias. O ar quente tende a subir para os polos, criando as correntes de vento.

Para trabalhos mecânicos, o moinho de vento converte a energia cinética do vento em energia mecânica. Para produzir energia elétrica, o aerogerador converte a energia cinética em energia mecânica através da rotação das pás. Essa energia mecânica ativa um eixo ligado a um gerador elétrico, que a transforma em energia elétrica.

Mais especificamente, a potência do vento é convertida em potência mecânica do rotor da turbina pela redução da velocidade do vento. Assim, a velocidade do vento atrás da área de varredura da turbina é menor do que a velocidade do vento que bate na frente da turbina. Porém, a turbina eólica não pode extrair toda a potência disponível do vento por questões físicas. A máxima extração possível da energia do vento é dada pelo Coeficiente de Potência (C_p), que possui o valor aproximado de 0,593 ou 59,3% (MARQUES, 2004).

1.2.1. Pontos positivos e negativos do uso da energia eólica como fonte de eletricidade

A energia eólica se destaca como fonte de energia por diversos motivos. Primeiramente, com respeito ao combustível, este é inesgotável. O vento também é

sazonal. Essa característica implica em uma grande vantagem, sobretudo no Brasil, uma vez que os meses com maior intensidade de ventos são os de menor intensidade de chuvas e vice-versa. Isto possibilita a complementaridade entre a produção por fontes eólica e hidráulica no país.

Por outro lado, o vento é inconstante e imprevisível. Sendo assim, não há garantia de que a quantidade planejada de produção de energia seja efetivada. Isso implica na obrigatoriedade de instalação de capacidade adicional (geralmente usinas termelétricas) que funcionam de *backup*, garantindo o fornecimento programado de energia. Outra medida paralela é a produção de mapas eólicos e sua repetição de tempos em tempos para criar um histórico do regime dos ventos.

Além disso, o vento não pode ser estocado, ao contrário da água que pode ser armazenada nos reservatórios das hidrelétricas nos rios de maior porte, aumentando a segurança do fornecimento de energia em períodos de secas prolongadas. As duas últimas características constituem em uma desvantagem para a energia eólica, pois aumentam o problema de coordenação da produção de eletricidade.

A respeito da produção de eletricidade por fonte eólica, podemos destacar que ela é totalmente livre de emissões de gases poluentes, embora uma pequena parcela de resíduos seja emitida na fabricação dos aerogeradores. Outra vantagem é a possibilidade da geração e utilização de energia elétrica em áreas isoladas, eliminando os custos com as redes de transmissão e distribuição. Sem contar que os aerogeradores são relativamente fáceis de transportar e manusear, fazendo com que a instalação das fazendas eólicas seja rápida, em torno de 18 a 24 meses para entrar em operação, enquanto que as hidrelétricas necessitam de cerca de 5 anos para entrarem em operação.

Um grande problema do uso da fonte eólica é o seu baixo fator de capacidade, ou seja, uma planta eólica não produz uma maior parte do tempo porque nem sempre está ventando. Além disso, a sazonalidade dos ventos faz com que a produção oscile acentuadamente durante o dia e ao longo do ano.

Aplicações do sistema eólico

Um das vantagens do sistema eólico é que ele pode ser utilizado em sistemas isolados, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede. O uso nos sistemas isolados é de fundamental importância, por viabilizar o uso da energia elétrica em lugares antes improváveis ou reduzir consideravelmente o custo em outros lugares isolados, que necessitariam de um sistema de transmissão e distribuição de energia para atender a uma quantidade muito pequena de consumidores.

Os sistemas isolados, em geral, utilizam alguma forma de armazenamento de energia. Alguns exemplos de armazenamentos são as baterias, que alimentam aparelhos elétricos e a forma de energia gravitacional, para armazenar a água bombeada em reservatórios para posterior utilização. Outros sistemas, como o de irrigação, onde a água é imediatamente consumida, não necessitam desse armazenamento.

Os sistemas híbridos são os compostos por várias fontes de geração de energia como, por exemplo, turbinas eólicas, geração diesel, módulos fotovoltaicos, entre outras. Esses sistemas são mais complexos, exigindo uma maior coordenação para que haja a otimização do uso de cada fonte. São utilizados para atender a um maior número de usuários.

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. Uma consequência desse sistema e da imprevisibilidade e sazonalidade da energia eólica, é que quanto maior for a produção de energia despachada na rede, maior a necessidade de interligação das plantas eólicas com o sistema de coordenação e gestão de produção da rede elétrica local a fim de evitar problemas de estabilidade do sistema excesso de produção (CRESESB, 2010).

Há, ainda, um promissor uso do sistema eólico: o sistema *offshore*. Sem dúvida, os maiores avanços no setor eólico serão nesse campo. Além de reduzir os impactos visual e sonoro, esse tipo de fazenda é mais eficiente, por aproveitar os ventos de alta velocidade e constantes característicos do mar. Um parque eólico *onshore* produz, geralmente, durante 2.000-2.500 horas por ano, ao passo que em um típico parque *offshore* esse índice sobe para 4.000 horas por ano, dependendo do parque. O

grande desafio desses projetos é o alto custo, derivado da construção das fundações e da grande extensão dos cabos de energia necessários para ligar as fazendas eólicas e o sistema elétrico (EWEA, 2009 e PEREIRA, 2004).

A indústria eólica tem investido no desenvolvimento tecnológico da adaptação das turbinas eólicas convencionais para uso no mar. Os projetos *offshore* também necessitam de estratégias especiais quanto ao tipo de transporte das máquinas, sua instalação e operação. Além disso, todo o projeto deve ser coordenado de forma a utilizarem os períodos onde as condições marítimas propiciem um deslocamento e uma instalação com segurança.

1.2.2. Funcionamento e tipos de aerogeradores

Os mecanismos básicos de um moinho de vento são idênticos ao de um aerogerador: o vento atinge uma hélice que ao movimentar-se gira um eixo que impulsiona uma bomba, uma moenda ou, em tempos mais modernos, um gerador de eletricidade. As hélices de um aerogerador são diferentes das lâminas dos antigos moinhos porque são mais aerodinâmicas e eficientes. Seu movimento ativa um eixo que está conectado ao gerador de eletricidade.

As turbinas elétricas funcionam dentro de uma determinada faixa de velocidade do vento. Abaixo do piso, não é interessante produzir porque a potência do vento e, consequentemente, a sua energia cinética é muito baixa. Acima do teto da faixa de velocidade, a operação passa a comprometer fisicamente a turbina. Dentro desta faixa, há a chamada velocidade nominal, velocidade a qual a turbina opera com potência máxima (potência nominal).

Aerogeradores que podem operar com velocidades acima do teto requerem uma estrutura mais resistente. Isso implica em custos muito altos, que não são compensados pela produção porque os ventos muito fortes ocorrem por períodos muito pequenos do dia. Logicamente, a faixa de velocidade ideal de operação da turbina dependerá do regime de ventos da região que abrigará o parque eólico (CASTRO, 2009).

É interessante observar a evolução das turbinas eólicas. Houve um rápido desenvolvimento tecnológico no setor, sobretudo a partir de 1995. Como já discutido, o aumento dos incentivos à produção de energia eólica desde a década de noventa, contribuiu para esse resultado. A Figura 1.8 demonstra a evolução das turbinas entre 1985 e 2005:

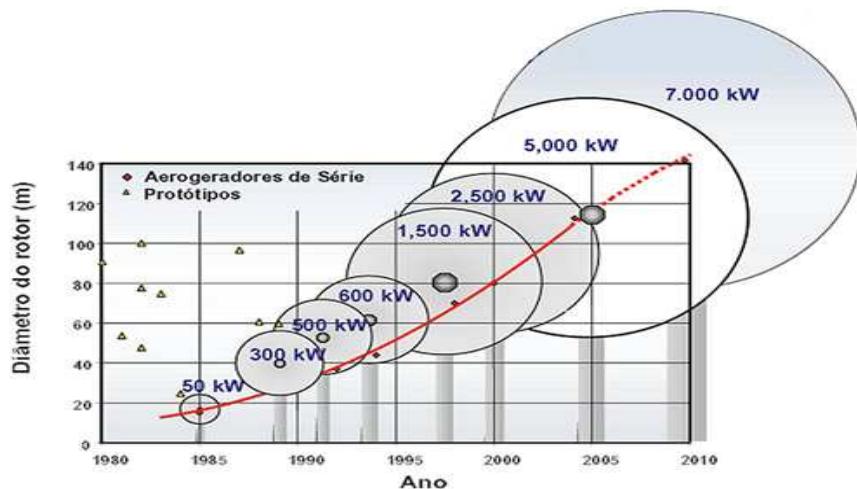


FIGURA 1.8 – Evolução da capacidade dos aerogeradores (1985-2005)
Fonte: CRESESB (2010)

O aumento do tamanho das turbinas é vantajoso do ponto de vista econômico e ambiental. Por um lado, quanto maior for a potência unitária melhor aproveitadas são as infraestruturas elétricas e de construção civil e mais energia é produzida. Por outro, a redução do número de rotores em movimento diminui o impacto visual (CASTRO, 2009).

Podemos classificar os aerogeradores, quanto ao eixo, em dois tipos: o de eixo vertical (Figura 1.9) e o de eixo horizontal (Figura 1.10). O primeiro não necessita de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto. O de eixo horizontal é o mais comum, deve possuir mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento e é predominantemente movido por forças de sustentação.

As forças de sustentação são as que atuam perpendicularmente ao escoamento sobre um corpo que impede o movimento do vento e forças de arrasto são as que atuam na direção do escoamento. Os rotores que giram predominantemente sob o efeito de forças de sustentação permitem liberar muito mais potência do que aqueles que giram

sob o efeito de forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento. Sendo assim, os aerogeradores de eixo horizontal são mais eficientes (CRESESB, 2010).



FIGURA 1.9 - Aerogerador de eixo vertical
Fonte: CRESESB (2010)



FIGURA 1.10 - Aerogerador de eixo horizontal

Os principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal moderno são a torre, a nacelle e o rotor. Os aerogeradores são diferenciados pelo tamanho e formato da nacelle, pela presença ou não de uma caixa de engrenagens e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos). Os componentes principais de uma turbina eólica são os detalhados na Figura 1.11.

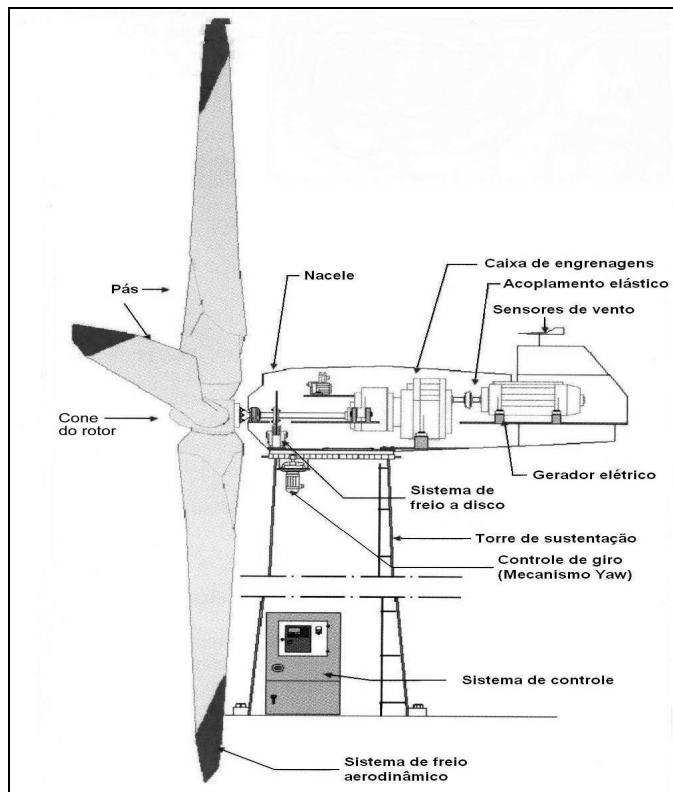


FIGURA 1.11 - Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal
Fonte: Pereira (2004) e CRESESB (2010)

- a) Nacelle: a carcaça montada sobre a torre, composta pelo gerador, caixa de engrenagens, todo o sistema de controle, medição do vento e motores para rotação do sistema para o melhor posicionamento em relação ao vento;
- b) Pás do rotor: responsáveis por capturar a energia cinética do vento e transformá-la em trabalho mecânico. As pás são fixadas no cubo do rotor. Inicialmente, as pás eram feitas de alumínio, mas atualmente, são fabricadas com fibras de vidro e reforçadas com epóxi;
- c) Cubo ou cone do rotor: estrutura metálica situada à frente do aerogerador, constituída de aço ou liga de alta resistência. É montado e transportado como uma peça única a fim de evitar a montagem no local de instalação;
- d) Eixo: responsável pela conexão do cubo ao gerador, transferindo energia mecânica da turbina. Também constituído de aço ou liga de alta resistência;
- e) Caixa de engrenagens ou multiplicadora: responsável por adaptar a baixa velocidade do rotor à elevada velocidade de rotação dos geradores. Em máquinas de 600 a 750kW, por exemplo, a relação de engrenagens é de aproximadamente 1:50;

Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram com sucesso aerogeradores sem a caixa multiplicadora e abandonaram a forma tradicional de construí-los. 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 multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões;

- f) Gerador elétrico: responsável pela transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica. Atualmente, existem diversos tipos de geradores: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos, geradores de comutador de corrente alternada. O mais utilizado nas turbinas modernas é o gerador de indução.
- g) Torre: sustenta a nacelle e o rotor. É vantajoso ter uma torre alta por que a velocidade do vento cresce à medida que se afasta do solo. Em aerogeradores modernos as torres podem atingir a altura de 40m a 60m. A torre é uma estrutura de grande porte e de elevada participação nos custos

- do sistema. As torres mais modernas são de metal tubular ou de concreto e podem ser sustentadas ou não por cabos tensores;
- h) Controle de giro (mecanismo yaw): é conhecido também como mecanismo de orientação e utiliza motores elétricos para girar a nacelle juntamente com o rotor contra o vento. Este mecanismo é operado por um controlador eletrônico que monitora a direção do vento, fazendo o aerogerador girar alguns graus para o melhor aproveitamento do vento.
 - i) Sistema de controle: contém um microprocessador que monitora, continuamente, as condições do aerogerador. Em caso de um mau funcionamento (sobrecarga, excesso de calor na caixa de engrenagens, etc.) ele automaticamente dispara o processo de parada da turbina eólica;
 - j) Sensores de vento: basicamente o anemômetro e a veleta. O primeiro mede a velocidade do vento e o segundo monitora a direção do vento. Os sinais do anemômetro são usados pelo sistema de controle para partir o aerogerador quando a velocidade do vento está em torno de 3,5 m/s a 5 m/s. Quando esta velocidade é superior a 25 m/s, o sistema de controle dispara o processo de parada do aerogerador de forma a preservá-lo mecanicamente. Já o sinal da veleta é usado para girar o aerogerador contra o vento, por meio do mecanismo de orientação.

Existem diversos tipos de aerogeradores na atualidade e o que irá determinar qual o mais adequado são as características do local de instalação da turbina, incluindo o regime de ventos, e as preferências do comprador.

1.3. Aspectos ambientais da energia eólica

A história demonstra que a energia é peça fundamental no crescimento e desenvolvimento dos países, uma vez que crescimento implica em mais indústrias, equipamentos e máquinas e maior uso de meios de transporte. Sendo assim, com o desenvolvimento dos países, estes tendem a demandar mais energia e, consequentemente, a emitir mais gases poluentes na atmosfera.

Somente na segunda metade do séc. XX a preocupação com o meio ambiente e com a segurança energética dos países se sobressaiu, abrindo espaço para as fontes renováveis de energia. A energia eólica se destacou nesse contexto por não poluir o

meio ambiente e possuir impactos que vêm sendo minimizados com o avanço tecnológico das turbinas, ou seja, por apresentar um dos melhores custos-benefício para a sociedade.

A preocupação com a sustentabilidade do crescimento ganhou maior proporção após o primeiro choque do petróleo na década de 1970. Este episódio trouxe um questionamento sobre o futuro da economia dos países caso os combustíveis fósseis, e os recursos naturais em geral, acabassem. A partir de então, conferências mundiais foram organizadas com o objetivo de unir as nações por meio de acordos que contivessem medidas de contenção do impacto humano sobre a natureza, sem prejudicar o desenvolvimento econômico.

Na década de 1980, foi acrescentada à discussão a questão da emissão de gases poluentes. A discussão parte da simples poluição do ar nas cidades e da queda na qualidade de vida da população, que sofre com problemas respiratórios e se complementa com o impacto mundial do aquecimento global e da mudança climática.

Em 1987, a Comissão Mundial sobre Ambiente e Desenvolvimento divulgou o documento “O Nosso Futuro Comum”, no qual explicitava a preocupação em conciliar desenvolvimento humano e econômico com a preservação do meio-ambiente para as gerações futuras. A partir de então esse conceito de “desenvolvimento sustentável” foi popularizado (BARBOSA, 2008).

Com base neste documento, foi realizada a conferencia conhecida como “Cúpula da Terra”, no Rio de Janeiro em 1992. De seus resultados, destacam-se a Agenda 21, com propostas de metas como a erradicação da pobreza, conservação do patrimônio ecológico e as sugeridas formas de desenvolvimento sustentável, além da Convenção sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC). Esta última tem o objetivo de estabelecer metas e regras a serem cumpridas pelos signatários para enfrentar os desafios das mudanças climáticas. Esta responsabilidade ficou a cargo do órgão supremo da Convenção, a Conferência das Partes (COP).

A COP-3, realizada em Kyoto em 1997, estabeleceu as metas de redução de emissão dos gases de efeito estufa (GEE). O Protocolo de Kyoto, resultante da conferência, entrou em vigor em fevereiro de 2005, com o conceito de “responsabilidade comum, porém diferenciada”. Foi estabelecido que os países

desenvolvidos arcassem com as metas de redução da emissão dos GEE, já que esta é diretamente relacionada ao processo de industrialização. A meta estipulada foi a redução, no período entre 2008 e 2012, de 5%, em média, em relação aos níveis de emissão de 1990. Entretanto, sem a assinatura dos Estados Unidos, o acordo perdeu grande credibilidade e até os dias atuais pouca coisa vem sendo feita.

Impactos ambientais da energia eólica

A fonte eólica se encaixa neste contexto de forma positiva por ser uma fonte renovável e não emitir GEE em todo o processo de operação. Por exemplo, uma turbina de 600 kW, instalada em uma região de bons ventos, poderá evitar a emissão de 20.000 a 36.000 toneladas de CO₂, dependendo do regime de vento e do fator de capacidade, durante seus 20 anos de vida útil estimado (DUTRA, 2001).

Entretanto, algumas considerações devem ser feitas. Primeiro, como citado anteriormente, há emissão de gases poluentes no processo de produção dos aerogeradores. Porém, esse efeito é compensado com poucos meses de operação das turbinas e a sua economia de emissões. Também há o problema da destinação dos aerogeradores após sua vida útil, uma vez que são produzidos com fibras de vidro (material não biodegradável) e resina epóxi (material de difícil reciclagem).

A segunda consideração a ser feita é com respeito a distúrbios na fauna, principalmente, a morte dos pássaros por colisão com as turbinas eólicas, dada sua difícil visualização. Contudo, estudos realizados em diversos locais demonstram que, quando há uma preocupação com a instalação de parques eólicos em lugares estratégicos, distante das rotas migratórias dos pássaros, estes são, raramente, incomodados pelas turbinas eólicas.

Terciote (2002) indica três estudos sobre o assunto: na Alemanha, nos Países Baixos e na Dinamarca. Na Alemanha foi registrado um total de 32 pássaros mortos por turbinas eólicas entre os anos de 1989 e 1990, em todos os parques eólicos do país. Enquanto que, em 1989, um total de 287 pássaros foi morto por colisão com torres de telecomunicação.

Nos Países Baixos, estimativas de mortes de pássaros, causadas por várias ações diretas e indiretas do homem, demonstram que o tráfego de veículos é responsável

por 44,2% do total de pássaros mortos, a caça 33,2%, os impactos com as linhas de transmissão foram responsáveis por 22,1% e os impactos com turbinas eólicas de 1GW foram responsáveis por 0,4% das mortes.

Na Dinamarca, estudos com radares mostram que no local onde foi instalada uma turbina eólica de 2 MW, com 60 m de diâmetro, os pássaros tendem a mudar sua rota de voo entre 100 a 200 m, passando por cima ou ao redor da turbina, em distâncias seguras. Esse comportamento tem sido observado tanto durante a noite quanto durante o dia. E, ainda, na Dinamarca é comum encontrar ninhos de falcões nas torres das turbinas eólicas, assinalando que os benefícios da existência de turbinas eólicas podem ser maiores que os impactos negativos (ELLIOT, 2000).

Outra questão discutida é a interferência eletromagnética (IEM) provocada pelo movimento das pás dos aerogeradores. O processo ocorre por reflexão de sinais das pás de modo que um receptor próximo recebe um sinal direto e um refletido. Porém, o material utilizado na maioria das pás modernas, a fibra de vidro reforçada com epóxi, é parcialmente transparente às ondas eletromagnéticas, diminuindo o feito da IEM. Além disso:

Os projetistas de turbinas eólicas consultam as autoridades civis e militares para determinar as interferências e problemas que afetem os links microondas e sistemas de comunicação aérea devem ser evitados. A interferência em um pequeno número de receptores de televisão doméstica é um problema ocasional que normalmente é sanado com uma gama de medidas sem alto custo, como a utilização de uma série de retransmissores e/ou receptores. Turbinas eólicas e sistemas de telecomunicações coexistem em muitos locais da Europa (TERCIOTE, 2002).

Com relação ao uso da terra, não há problemas. As fundações das turbinas, em torno de 10m de diâmetro, são enterradas, possibilitando o uso de quaisquer atividades agrícolas próximas à base. Assim, quase 99% do terreno das fazendas eólicas podem ser aproveitados.

Os maiores desafios com respeito aos problemas ambientais da energia eólica são os impactos visual e sonoro. O primeiro é muito subjetivo e a prova disso é que seus efeitos têm sido minimizados com a conscientização da população local sobre a geração eólica. À medida que se conhecem os efeitos positivos da energia eólica, os índices de

aceitação melhoram consideravelmente. Isso pode ser feito por meio de audiências públicas e seminários, por exemplo.

O impacto sonoro foi um grande obstáculo ao crescimento do setor eólico na década de oitenta e início da década de noventa. Mas as novas exigências de um mercado crescente, juntamente com os avanços tecnológicos dos últimos anos, proporcionaram uma melhora significativa na redução dos níveis de ruído das turbinas.

O ruído das turbinas eólicas tem duas origens: mecânica e aerodinâmica. O primeiro tem sua principal origem na caixa de engrenagens, que transfere a sua vibração para as paredes da nacelle, onde é fixada. A transmissão do ruído mecânico também pode ser ocasionada pela própria torre, através dos contatos desta com a nacelle. Uma solução é o uso de um gerador elétrico multipolo conectado diretamente ao eixo das pás. Esse sistema de geração dispensa o sistema de engrenagens para multiplicação de velocidade, pois o gerador funciona mesmo em baixas rotações. Sem a principal fonte de ruídos, essas turbinas de gerador multipolo ficam bem mais silenciosas.

O ruído aerodinâmico é função da velocidade do vento incidente sobre a turbina. Apesar dos avanços na tecnologia da aerodinâmica das pás nos últimos anos, ainda existem vários aspectos a serem pesquisados e testados tanto nas formas das pás quanto na própria torre para a redução desse ruído. Uma alternativa para reduzir os impactos visual e o sonoro é a instalação de parques *offshore*, pois as turbinas ficam mais distantes.

O importante a ser percebido é que nenhuma fonte de energia é totalmente livre dos impactos ambientais. A fonte eólica merece destaque porque os seus impactos são, em sua maioria, reduzidos a níveis insignificantes ou até mesmo eliminados com algumas medidas apresentadas nessa seção. E, com os avanços tecnológicos, a tendência é de redução desses impactos, sobretudo o sonoro, com a melhora da aerodinâmica das turbinas, e visual, com o avanço das técnicas *offshore*. Nesse cenário, de necessidade de promoção de inovações, se encaixa a importância dos investimentos em P&D e dos sistemas de incentivos à produção de energia eólica, objeto de estudo desse trabalho.

1.4. Aspectos econômicos da energia eólica

Esta seção tem como objetivo discutir os principais fatores que influenciam o custo da produção de eletricidade por fonte eólica, destacando que esses fatores podem ser econômicos, geográficos e institucionais. Nesse sentido, existem dois aspectos que devem ser considerados pelos governos na avaliação econômica da energia eólica. O primeiro é o custo da energia eólica frente às demais fontes de eletricidade e a necessidade de incentivos ao uso dessa fonte. O segundo é a capacidade de penetração dessa fonte no mercado de energia local, levando-se em consideração as consequências da integração da energia eólica na rede elétrica.

Seguindo esse pensamento, esta seção apresenta, primeiramente, a estrutura de custo da geração de eletricidade por fonte eólica. Depois, é feita uma comparação de custos entre a fonte eólica e as fontes convencionais de energia. A terceira parte da seção analisa porque a energia eólica possui custos mais elevados e porque o setor eólico necessita de incentivos. Finalmente, a última parte da seção trata da integração da energia eólica na rede elétrica e suas consequências e da importância das redes inteligentes (*smart grids*) para o aumento da penetração das energias renováveis na matriz energética dos países.

1.4.1. Estrutura de custos da produção de eletricidade por fonte eólica

O custo total da produção de eletricidade é composto dos seguintes componentes: custo de investimento, custo com combustível, custo de operação e manutenção (O&M) e custo com as emissões de CO₂ (para países que fazem parte de acordos de emissão).

No caso de uma planta de energia eólica, os custos de investimento são os mais significativos, representando aproximadamente 75% dos custos totais. Ela é capital intensiva comparada com outras, como a planta de gás natural, na qual 40-70% dos custos totais são referentes à O&M. E, como é conhecido, no caso da energia eólica não há despesas com o combustível (vento) e nem com emissões. Ao contrário, as empresas podem lucrar por meio da venda de créditos de emissão (EWEA, 2003).

A Tabela 1.1 apresenta uma estrutura de custos de investimento para uma

turbina típica de médio porte em um parque *onshore*. A maior parte do custo de investimento de um projeto de energia eólica é referente à compra da turbina eólica (considerando apenas o custo com a turbina e seu transporte até o local de instalação). Dos demais custos destacam-se as despesas com fundações, instalação elétrica e conexão com a rede.

TABELA 1.1
Estrutura de custos para uma típica turbina eólica de
médio porte (850 kW – 1500 kW)

	Participação no custo total (%)	Participação típica nos demais custos (excluindo os custos com a turbina) (%)
Turbina (<i>ex works</i>)	74-82	-
Fundação	1-6	20-25
Instalação elétrica	1-9	10-15
Conexão com a rede	2-9	35-45
Consultoria	1-3	5-10
Terreno	1-3	5-10
Custos com financiamento	1-5	5-10
Construção de estradas	1-5	5-10

Dados da Alemanha, Dinamarca, Espanha e Reino Unido (2001/200).

Fonte: EWEA, 2003.

Os custos com O&M ficam em torno de 20-25% do custo total por quilowatt-hora produzido por uma turbina durante o seu período de vida. Eles incluem itens como manutenção regular, reparo, peças de reposição, seguro e gerência, ou seja, componentes de difícil previsão. Esses custos dependem, principalmente, da idade da turbina.

O Gráfico 1.3 apresenta a estrutura dos custos de O&M para turbinas na Alemanha como uma média do período 1997 a 2001. Os custos com reposição de peças e com a gerência da planta se destacam. Cabe assinalar que, no país, os custos com aluguel de terras é considerado com um custo de operação.

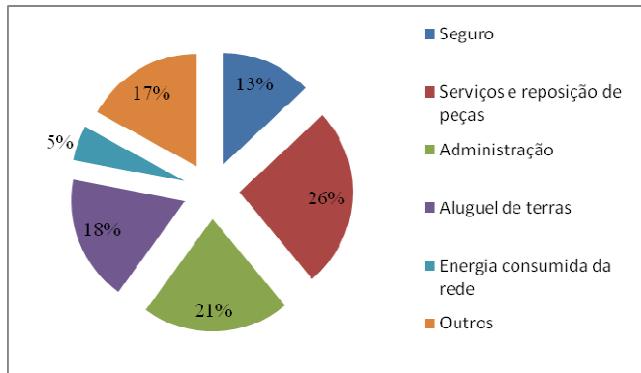


GRÁFICO 1.3 – Média dos custos de O&M para turbinas na Alemanha (1997-2001)

Fonte: EWEA, 2003

Os custos de implantação de uma fazenda eólica dependem de uma série de fatores tais como, o regime de ventos da região, o número de turbinas instaladas e sua potência, as dificuldades locais quanto ao tipo de terreno e propriedade de terras, a política ambiental do local, os tipos de incentivos existentes para o setor, dentre outros. Sendo assim, cada projeto terá um custo próprio e a margem entre os projetos mais baratos e os mais onerosos podem ser significantes.

Por exemplo, quanto maior a velocidade do vento maior o custo com as turbinas, que deverão ter maior capacidade de produção, aumentando o custo de investimento do projeto. Por outro lado, o retorno real do investimento será maior, pois a produção será maior (DUTRA, 2001).

O custo médio ou unitário de produção é calculado por meio do desconto dos custos de investimento e O&M de acordo com o período de vida de uma turbina, dividido pela produção anual de eletricidade. Esse custo é altamente dependente dos níveis de produção, devido ao alto custo fixo e baixo custo variável. Por isso fazendas instaladas em locais de ventos mais intensos possuem um custo unitário menor. Por outro lado, quanto maior as taxas de desconto de investimento, maior será o custo de produção, com tudo o mais constante (EWEA, 2003).

Os custos de uma planta eólica também dependem se ela é em terra ou no mar, uma vez que as instalações *offshore* são mais complexas de serem realizadas, exigem materiais mais resistentes e resultam em um custo maior. A instalação de capacidade *offshore* é ainda 50% mais cara do que a capacidade *onshore*.

Contudo, apesar destes altos custos de instalação de uma planta eólica, vem sendo observada uma tendência de queda dos custos de produção ao longo dos anos, para parques *onshore* e *offshore*. Os principais motivos são o aumento no tamanho das turbinas eólicas, em altura (fazendo com que a velocidade dos ventos captados pela turbina seja maior) e capacidade; melhor conhecimento da tecnologia e melhoria nos métodos de produção; melhoria na eficiência e disponibilidade de novos campos e a queda nos custos de O&M.

1.4.2. Comparação dos custos de geração de eletricidade por fonte eólica e fontes convencionais

Tendo em vista que as energias renováveis possuem externalidades positivas, ao compará-las com as demais fontes convencionais, é preciso levar em consideração custos privados e sociais. Os custos privados incluem o custo total de produção de eletricidade, discutido seção anterior, e os incentivos destinados aos produtores de energias renováveis. Os custos sociais estão associados principalmente aos custos com a mudança climática, e a uma pequena parcela de custos com a qualidade de vida da população (desconsiderada nessa análise).

HEAL (2009), leva em consideração o custo nivelado de eletricidade (*Levelized Cost of Electricity – LCOE*) na comparação entre a energia eólica e as demais fontes elétricas no mercado norte-americano. O *LCOE* indica qual o nível de preços necessário, durante a vida útil da planta, para cobrir todas as despesas e custos (fixos e variáveis). Ele é calculado como o valor presente do custo total do ciclo de vida de uma planta dividido pela quantidade de energia produzida por toda a vida útil da planta, podendo ser apresentado em cents/kWh, por exemplo.

Segundo este trabalho, que considera preços e incentivos para o ano de 2008, o *LCOE* de uma planta eólica *onshore* varia entre 8–10 cents/kWh, o do carvão encontra-se abaixo de 7 cents/kWh (desconsiderando-se o custo com emissões de carbono), enquanto o custo da energia nuclear é estimado, na melhor das hipóteses, entre 8–10 cents/kWh. Os custos do gás natural e do diesel são ainda maiores que o do carvão e também estão sujeitos ao preço das emissões de carbono. Sendo assim, a energia eólica, pelo menos a *onshore*, tem condições de competir com as demais fontes não renováveis

em um ambiente de restrição de emissões de carbono.

Entretanto, o estudo não leva em consideração os custos com a transmissão da energia produzida até os consumidores. Esse fator é particularmente importante para os EUA, uma vez que as regiões de maior potencial eólico encontram-se distante dos mercados consumidores de eletricidade, mas também deve ser considerado para os países em geral. Esse fator eleva o custo de produção da energia eólica, tornando-a menos competitiva frente às demais fontes.

Em outro estudo publicado pela *European Wind Energy Association (EWEA)*, é feita uma comparação entre os custos da geração de energia elétrica por fontes convencionais (carvão e gás natural) e eólica (fazendas no litoral e fazendas no interior). As conclusões são apresentadas no Gráfico 1.4, no qual são considerados os custos básicos de produção (fixos e variáveis), os custos com emissão de carbonos e os custos regulatórios (no caso, a conexão das plantas com a rede elétrica local). Foi considerado o preço do petróleo de \$59/barril, o preço do carvão em 1,6 €/GJ e o preço da emissão de CO₂ de 25 €/t (EWEA, 2009).

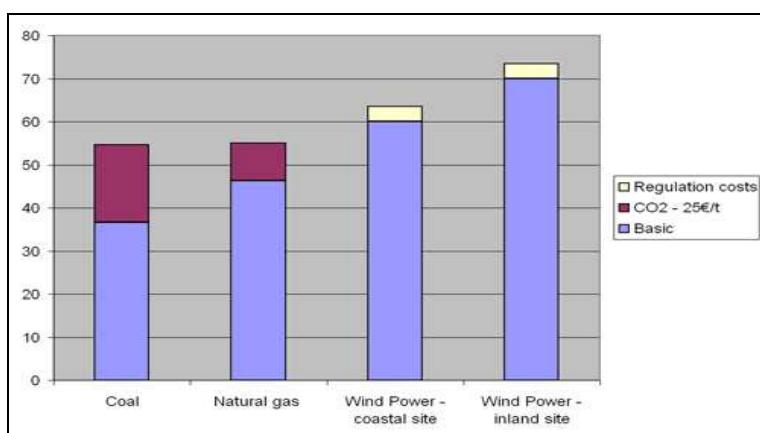


GRÁFICO 1.4 – Comparação dos custos de geração de energia entre plantas convencionais e a planta eólica para o ano de 2010 (€/MWh)
Fonte: EWEA, 2009.

Considerando estes preços, a produção de energia elétrica por fonte eólica é menos competitiva que por plantas de carvão e gás natural, justamente porque os custos básicos (custos de capital mais O&M) são altos. Entretanto, a média do preço do petróleo no período entre janeiro de 2006 e dezembro de 2010, indicado pelo *WTI* (*West Texas Intermediate Crude Oil*), foi de \$75,89/barril, com a média anual variando entre

\$61,95 e \$99,67. Neste caso, a diferença entre esses custos de produção diminui, tornando a fonte eólica mais competitiva (Dados: EIA, 2011).

Ambos os estudos demonstram que, apesar dos maiores custos de produção da energia eólica, esta já demonstra capacidade de competição com as fontes convencionais de eletricidade, uma vez que se incorporem os custos sociais. Esse fato pode ser um indicativo do sucesso dos grandes incentivos e investimentos feitos no setor nos últimos anos. Uma análise dessa afirmação será feita no Capítulo 2 desse trabalho.

1.4.3. Custo da energia eólica e a necessidade de incentivos à produção

Como analisado na seção anterior, o custo de produção elétrica eólica ainda é mais alto quando comparado com as demais fontes convencionais de geração de eletricidade, não obstante sua queda nos últimos anos, como citado anteriormente. Diversos fatores contribuem para esse elevado custo de produção, sendo os principais o alto custo de investimento de um projeto eólico, o baixo fator de capacidade dessa fonte, que ainda tende a diminuir com o aumento da capacidade instalada local, e os custos de integração dessa fonte na rede elétrica.

O elevado custo de investimento provém do alto custo da turbina eólica, como apresentado na seção anterior. Isso ainda é reflexo da certa imaturidade do setor, não obstante as inovações em termos de tamanho e operação das duas últimas décadas. Sendo assim, esse alto custo da turbina tende a ser consideravelmente minimizado com investimentos em P&D e inovações nos materiais utilizados e no tamanho das turbinas.

O fator de capacidade de uma planta de geração elétrica é um indicador da quantidade de energia que uma determinada turbina produz em um determinado lugar. O seu cálculo é feito por meio da razão entre a quantidade de energia produzida pela planta em determinado período de tempo e a sua produção máxima possível, levando-se em consideração o seu funcionamento em tempo integral. (UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS, 2011).

Em geral, uma planta fica parada devido a problemas com equipamentos ou a uma manutenção programada. Isso é válido, sobretudo, para plantas da base de geração,

como as hidrelétricas e nucleares. No caso de uma planta eólica, o fator de capacidade encontra-se no intervalo entre 25 e 40%, enquanto que o das plantas convencionais encontra-se entre 40 e 80%. Essa discrepância se deve ao fato de que, além do tempo destinado à manutenção programada e não programada da planta, as turbinas eólicas ficam desligadas por certo período por não haver ventos adequados à produção (SALLES, 2004).

Sendo assim, quando afirmamos que uma planta eólica possui um baixo fator de capacidade, significa que ela produz muito menos do que poderia, caso os ventos fossem mais constantes. Essa baixa produção implica em um alto custo médio de produção, uma vez que os mesmos custos fixos de investimento e O&M estão sendo empregados na turbina (ou planta) esteja ela produzindo ou não. Essa peculiaridade torna a energia eólica menos competitiva quando comparada com as fontes convencionais e até outras fontes renováveis. O Gráfico 1.5 demonstra a relação geral entre o custo unitário de produção e o fator de capacidade da planta.

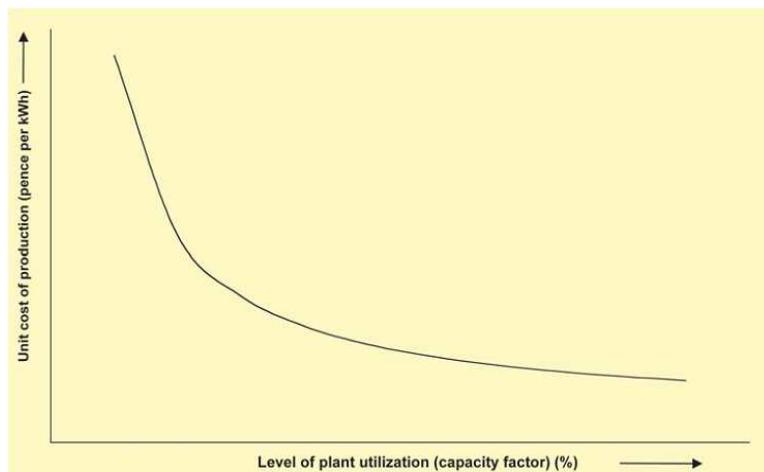


GRÁFICO 1.5 – Efeito da Utilização da Capacidade de uma Planta no Custo Unitário de Produção de Eletricidade

Fonte: THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING (2004).

Para efeitos de comparação, a Tabela 1.2 apresenta o custo do quilowatt de capacidade instalada de diversas fontes alternativas de energia, bem como o respectivo fator de capacidade de cada fonte. Os dados informam que, apesar do custo de investimento unitário da capacidade eólica ser um pouco menor do que de outras fontes renováveis, o fator de capacidade dessa fonte é muito baixo inclusive quando

comparado com os biocombustíveis e pequenas centrais elétricas, que não são tão afetados por fatores climáticos quanto à fonte eólica.

TABELA 1.2
Custo Unitário de Investimento e Fator de capacidade das Fontes Renováveis de Energia

Fonte	Custo Instalado (US\$/KW)	Fator de Capacidade (%)
Biomassa	1.000 – 2.000	45 – 85
Eólica	900 – 1.400	25- 40
PCH	1.000 – 3.000	40 – 70
Solar PV	6.000 – 10.000	18 – 22

Fonte: SALLES (2004)

Além disso, se por um lado, a utilização do vento como fonte de energia implica em custos zero com o combustível, por outro lado, a sua distribuição espacial desigual implica em custos de produção adicionais com o aumento do número de projetos eólicos. Em outras palavras, as primeiras plantas eólicas instaladas em determinado país aproveitam as regiões com o regime de ventos mais intenso e menos variável possível. E, conforme aumenta o número de projetos eólicos, estes são obrigados a utilizarem regiões de ventos menos intensos, como um desdobramento da teoria ricardiana da renda da terra.

Desta forma, com a maior exploração do potencial eólico de um país, e do mundo como um todo, os novos projetos eólicos possuem um fator de capacidade cada vez menor, pois ventos menos regulares e intensos implicarão em turbinas paradas por um maior período de tempo. A relação geral entre o aumento da capacidade instalada de uma região e o fator de capacidade de novos projetos é apresentada no Gráfico 1.6.

A conseqüência dessa relação é o aumento relativo dos custos de produção de eletricidade por fonte eólica, exigindo incentivos cada vez mais altos ao uso dessa fonte. Somente o avanço da tecnologia, trazendo turbinas maiores e que captam ventos a alturas maiores (e, portanto, ventos mais fortes) pode minimizar essa tendência de alta dos custos de produção.

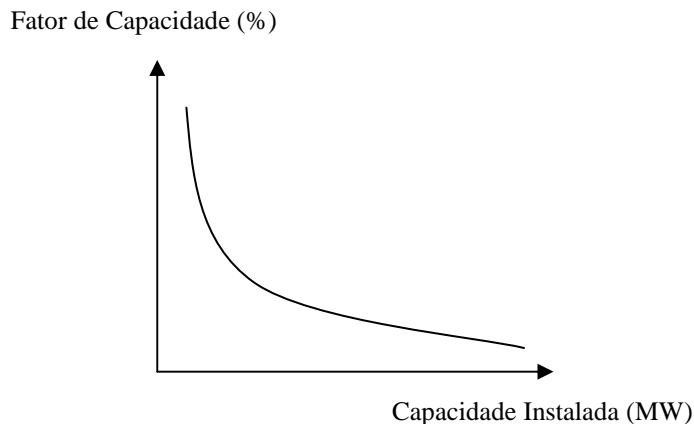


GRÁFICO 1.6 – Relação entre o aumento da capacidade instalada e o fator de capacidade da fonte eólica
 Fonte: Elaboração própria

Em resumo, quando consideramos o alto custo de capital e o baixo fator de capacidade de uma planta eólica, temos que o seu custo médio, que depende de uma alta produção para ser minimizado, é maior quando comparado com as fontes convencionais de geração de eletricidade. Portanto, para que o setor eólico se desenvolva, é fundamental a existência de incentivos ao uso desta fonte.

1.4.4. Integração com o sistema elétrico: impactos na rede, custos adicionais e as *smart grids*.

Devido às características do setor elétrico e a consequente necessidade de coordenação do sistema, é preciso fazer ajustes na produção e aumento da infraestrutura da rede quando há uma conexão de nova capacidade de produção à rede. Quanto maior for a nova capacidade, maiores serão as adaptações necessárias, implicando em custos adicionais na geração de eletricidade.

E quando uma grande quantidade de plantas eólicas, e plantas de fontes renováveis em geral, são conectadas à rede elétrica, a imprevisibilidade e variabilidade dessa fonte provocam impactos adicionais significativos na rede. Esse fato possui duas implicações. Primeiramente, há a necessidade de instalação de capacidade adicional de eletricidade que funcione como um *backup* à produção eólica. Em segundo lugar, o aumento do *share* dessa fonte na matriz energética dos países implica, obrigatoriamente, em uma evolução do sistema atual de controle de gestão da produção e distribuição da eletricidade na rede.

O fonte eólica exige a reconfiguração e reprogramação da escala de produção de outros geradores a fim de lidar com as variações não planejadas entre a oferta e demanda. Do ponto de vista operacional, uma capacidade de geração ociosa é necessária a fim de manter a estabilidade do sistema elétrico caso não haja produção eólica suficiente. Do ponto de vista do planejamento, uma capacidade instalada de geração disponível é necessária para que a demanda seja atendida mesmo na pior das previsões climáticas (THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING, 2004).

Ou seja, dado que a produção da turbina eólica varia de hora em hora, assim como a demanda por energia elétrica, é necessário que outros produtores, conectados à rede, estejam disponíveis para produzir à curto prazo e ajustar as discrepâncias entre a oferta e demanda na rede. É necessária uma capacidade instalada adicional para suprir a demanda no longo prazo, caso a produção eólica fique abaixo do esperado. Em geral, dada a confiabilidade de plantas como termelétricas à base de carvão e gás natural, estas são utilizadas para suprir a demanda local, caso não haja vento em uma velocidade adequada ao funcionamento das turbinas.

Além disso, conforme o fator de capacidade das plantas eólicas vai diminuindo com o aumento da capacidade instalada de uma região, maior é a necessidade de instalação de plantas de geração de *backup* para garantir o atendimento da demanda no momento desejado. Consequentemente são cada vez maiores os custos de instalação dessa capacidade adicional e de conexão com a rede elétrica, custos que devem ser incorporados na produção de energia eólica.

Contudo, a questão da gestão da rede elétrica também deve ser destacada. Na realidade, somente o elevado nível de demanda de energia do séc. XXI, por si só exige uma maior eficiência na coordenação do sistema elétrico atual. Isso porque que ele desencadeia duas necessidades: a de diversificação da matriz energética dos países e do mundo para atender a essa crescente demanda e a da maior coordenação do sistema elétrico, devido ao aumento do volume de eletricidade conectado à rede e à diversificação de características técnicas das diversas fontes utilizadas. Sendo assim, o aumento desejado do share das fontes renováveis apenas fortalece essa necessidade de uma maior coordenação.

Por outro lado, melhorias na infraestrutura e aumento da capacidade de transmissão e distribuição são essenciais para garantir a conexão da capacidade adicional e o transporte do fluxo de energia. Mas, em casos de grande adição de energia eólica, dependendo das características dos fluxos de energia, a rede também precisa ser adaptada a fim de melhorar o gerenciamento de sua voltagem.

Porém, limitadas interconexões da capacidade produtiva fazem com que os benefícios da energia eólica e das renováveis, em geral, sejam perdidos. As melhorias na infraestrutura não resultarão em benefícios e os custos não recairão somente sobre a geração de energia eólica.

Estudos realizados pelo NorPool, mercado de energia do norte europeu, mostram que o custo de integração da energia eólica na Dinamarca, que possui 20% da produção de eletricidade desta fonte, é cerca de 3-4 €/MWh da geração de energia eólica. E que estes custos são compatíveis com a experiência dos demais países. Para sistemas com participação maior que 20% da energia eólica na produção de eletricidade, esse custo fica entre 1-4 €/MWh (EWEA, 2009).

Nesse contexto, surgem as *smart grids* como solução dos desafios a serem enfrentados no presente século. As *smart grids* são, segundo definição da IEA (2010a):

Uma *smart grid* é uma rede elétrica que utiliza tecnologia digital para monitorar e gerenciar o transporte de eletricidade de todas as fontes geradoras a fim de atender à variável demanda por eletricidade dos consumidores finais. Essas redes serão responsáveis por coordenar as necessidades e capacidades de todos os geradores, operadores da rede, consumidores finais e *stakeholders* do mercado elétrico de modo a otimizar a utilização e operação dos ativos e, no processo, minimizar custos e impactos ambientais, ao mesmo tempo em que mantém a confiabilidade, flexibilidade e estabilidade do sistema. (Tradução própria)

Esse sistema ainda encontra-se em fase de pesquisa, pequenas implementações de projetos piloto e mudanças graduais na rede elétrica dos países a fim de suportarem a implantação das redes inteligentes. Porém, dada a importância das *smart grids* para o futuro da rede elétrica, esse tema tem sido cada vez mais discutido em congressos e órgãos específicos do governo. Grandes exemplos de investimentos em pesquisa e

projetos nessa área são os Estados Unidos e Itália. Países como Canadá, Dinamarca, Alemanha e Espanha também possuem projetos em fase de teste e se destacam no setor (SMART GRIDS FOR INDIA, 2010).

DOE (2011), destaca as principais benefícios trazidos pela implantação das *smart grids*:

- Capacidade de diagnosticar e resolver problemas referentes à eventuais distúrbios de produção com rapidez;
- Otimização dos ativos, usos (por exemplo, redução de perdas) e infraestrutura do sistema, com operação mais eficiente;
- Fornecimento de informações ao consumidor e possibilidade de participação ativa deste na resposta à variações no preço (o consumidor tem flexibilidade para escolher a fonte de energia e o quanto de eletricidade quer consumir), permitindo que ele faça parte da otimização da operação da rede;
- Flexibilidade na operação contra ataques físicos e virtuais na rede elétrica, provenientes de erros humanos e desastres naturais;
- Aumento, ou ao menos manutenção, dos altos níveis de confiabilidade, qualidade e segurança na oferta da rede, possibilitando a provisão de energia que atenda às necessidades do novo século;
- Possibilidade de incorporação de todas as fontes renováveis na rede, em conjunto com um sistema de armazenamento de energia;
- Redução significativa dos impactos ambientais do sistema elétrico;
- Abertura para a criação de novos produtos, serviços e mercados elétricos.

Para o caso da energia eólica, esse sistema inteligente se destaca por minimizar os problemas decorrentes da imprevisibilidade e variabilidade dessa fonte, por meio da gestão eficiente dos geradores de energia conectados à rede. Isso implica em uma redução dos custos de conexão da plantas ao sistema, tornando a fonte eólica mais competitiva na comparação com as demais fontes convencionais de eletricidade.

Como se pode observar, a integração da produção de energia por fonte eólica no sistema elétrico é um dos fatores que limita a expansão desse setor. Nesse sentido, é essencial um plano de implementação de um sistema elétrico mais adequado à

penetração dessa fonte, paralelamente a um conjunto de incentivos à produção.

1.5. Desenvolvimento industrial do setor eólico

As políticas de incentivos voltadas ao setor eólico devem também englobar a indústria eólica, uma vez que o desenvolvimento desta possui um grande potencial na redução dos custos de investimento de um projeto eólico, além de promover emprego e renda para o país que a incentiva.

O estabelecimento da política industrial de incentivos é fundamental para a operação e difusão da produção de eletricidade por energia eólica. É preciso não só superar o desafio econômico do alto custo de produção atual, como estimular os processos de inovação e futuras quedas de custo.

Para isso, as economias de escala devem ser exploradas, implicando na necessidade de inovações no setor de turbinas eólicas. As economias de escala ocorrem quando há custos médios decrescentes, ou seja, quando os custos diminuem à medida que a produção aumenta. Elas ocorrem, geralmente, por diluição dos custos fixos de produção (KUPFER e HASENCLEVER, 2002).

Consequentemente, turbinas maiores em capacidade e altura significam parques eólicos de extensão menores ou maiores volumes de produção para a mesma extensão do parque, ou seja, aumento da produção e redução do custo unitário de produção, como discutido na seção passada. O Gráfico 1.7 apresenta a evolução do custo unitário de produção, para turbinas com diferentes capacidades ao longo dos anos, na Dinamarca. No cálculo, foi assumido o período de 20 anos de vida para a turbina e uma taxa de desconto de 7,5% ao ano.

Fica clara a correlação negativa existente entre a capacidade da turbina eólica e o custo unitário de produção, seja para fazendas no litoral, seja para fazendas no interior. O ponto de partida do gráfico é a década de 1980 com turbinas de 95 kW e custo de 9,2 c€/kWh para parques no litoral, chegando ao ano de 2006 com turbinas de 2000 MW e custo de 5,3 c€/kWh, aproximadamente, para o mesmo regime de ventos. Uma queda nos custos de 40% (considerando os preços de 2006).

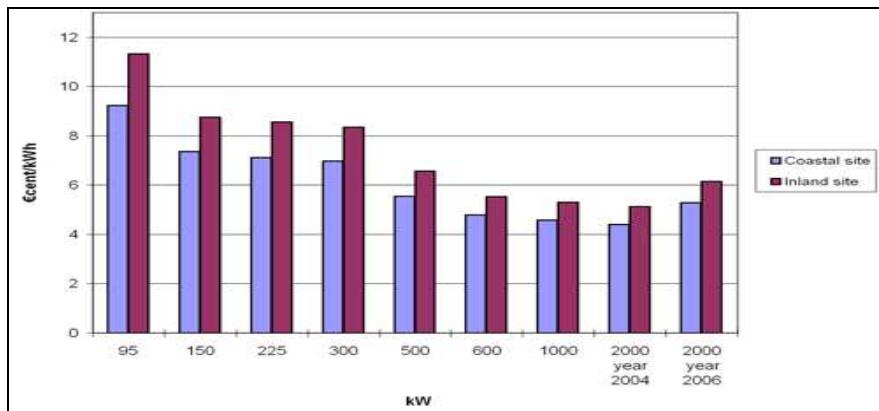


GRÁFICO 1.7 – Custo total de energia eólica por unidade de produção, por tamanho da turbina (c€/kWh, preço constante 2006)
Fonte: EWEA (2009)

O processo de aprendizado também se destaca no desenvolvimento do setor. O aprendizado surge quando um novo processo ou produto é lançado. Conforme a produção aumenta, os métodos e técnicas são executados com maior perfeição, assim como novos métodos e técnicas vão sendo criados pelo indivíduo ou pela empresa. Os ajustamentos na produção, por conta do aperfeiçoamento de sua execução, implicam em redução de custos.

A curva de aprendizado, desenvolvida pelo Boston Consulting Group, na década de 1970, demonstra essa relação entre aumento da produção e queda dos custos. Utilizando os mesmos dados do Gráfico 1.7, foi estimada a taxa de aprendizado, que passou de 0,17 para 0,09. Isso significa que quando a capacidade total instalada de energia eólica dobra o custo unitário de produção para as turbinas novas é reduzido entre 9 e 17% (EWEA, 2009).

Com relação à geração de empregos, apenas na União Europeia, o setor eólico empregava diretamente 108.600 pessoas em 2007, enquanto que o número de empregos indiretos era de 45.400 pessoas. Segundo o GWEC, o setor empregava mais de 350 mil pessoas direta e indiretamente, no mesmo ano (EWEA, 2008 e GWEC, 2008).

Sendo assim, a política industrial é apenas uma parte da política de incentivos voltada para o setor eólico. Parte fundamental no desenvolvimento do setor, devido ao seu potencial de redução dos custos, e que complementa os incentivos à produção. Os próximos dois capítulos analisarão as políticas implementadas no setor eólico dos cinco países escolhidos neste trabalho.

2. Experiência internacional de incentivos à energia eólica

Como discutido no capítulo anterior, a energia elétrica eólica possui custos de produção altos quando comparados com outras fontes de eletricidade. Nos mercados de energia liberalizados, como é o caso de diversos países no mundo, inclusive os analisados nesse trabalho, há ainda o problema da competição direta com fontes poluidoras, de larga escala e que muitas vezes recebem subsídios diretos como o carvão e a energia nuclear. Essas falhas de mercado prejudicam o setor eólico, e para que este tenha condições de competir no mercado liberalizado torna-se necessária uma forte política de incentivos focada no desenvolvimento de longo prazo do setor.

Sendo assim, o presente capítulo visa avaliar as políticas de incentivos de quatro casos de sucesso no setor eólico, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Dinamarca, entre 2002 e 2009. Em cada seção, será apresentado um panorama das principais políticas implementadas no setor eólico nesse período, seguido de uma análise do crescimento do setor, focando nos elementos que propiciaram o seu desenvolvimento e nas restrições de cada país.

Na Alemanha, Espanha e Dinamarca a tarifa *feed-in* é o principal instrumento de incentivo utilizado, enquanto nos EUA, há um uso conjunto do *PTC (production tax credit)* e do suporte de políticas estaduais. A tarifa *feed-in* consiste no pagamento por cada quilowatt-hora de produção por fontes renováveis ao produtor, por um preço acima do mercado e estipulado por lei. Esse sistema é pago pelo consumidor final, por meio de um acréscimo na conta de luz proporcional ao consumo de energia. O *PTC* é um crédito também baseado na produção de energia e concedido pelo governo, por meio de descontos no imposto de renda.

2.1. Estados Unidos

O governo norte-americano possui um longo histórico de incentivos federais e estaduais ao setor eólico. Por outro lado, este só adotou uma política mais forte na década de 1990. Entretanto, dado o seu grande potencial eólico e o porte de sua demanda por energia, os EUA foram responsáveis pelo maior crescimento de capacidade eólica instalada do mundo nessa década. De acordo com o mapa eólico americano, o potencial eólico *onshore* para áreas com fator de capacidade maior ou

igual a 30% chega a quase 10,5 TW para ventos a 80 metros de altura e 12 TW a 100 metros de altura (NREL, 2010).

Para efeitos de comparação, o país era líder do setor em 2009, com uma capacidade instalada adicionada de 10 GW, naquele ano, e uma capacidade acumulada de 35 GW. E com essa capacidade já era possível suprir o equivalente a 9,7 milhões de casas americanas. Além disso, essa capacidade instalada respondia por 3,3% da capacidade total de produção de energia do país e por 1,9% da geração total de eletricidade (um aumento de 33,5% com relação a 2008).

Apesar da baixa participação da energia eólica na produção de energia elétrica, os EUA possuíam 22% da capacidade instalada mundial em 2009. Os maiores estados produtores são Texas (9.4 GW), Iowa (3.4 GW), California (2.7 GW), e Washington (2.0 GW). Estes estados que contém o equivalente a 51% da capacidade instalada total de energia eólica do país (GWEC, 2009 e IEA, 2010).

Sendo assim, o setor eólico americano encontra-se em ampla expansão. Entretanto, a participação da fonte eólica na matriz energética ainda é baixa e este se encontra bem distante de problemas com disponibilidade de terrenos para fazendas eólicas, pois há um vasto potencial eólico a ser explorado, sobretudo nas regiões centrais do país.

Por outro lado, apesar do custo de produção dessas regiões centrais ser menor devido ao maior fator de capacidade, os custos com capacidade de transmissão e conexão das plantas eólicas à rede elétrica podem inibir essa vantagem, uma vez que os maiores centros consumidores de energia encontram-se no litoral. Essas limitações podem se tornar problemas maiores com a maior exploração do potencial eólico das regiões litorâneas e, portanto, necessitam de maior atenção.

2.1.1. Políticas de incentivos

A política de incentivos voltada para o setor eólico nos EUA é uma combinação de incentivos federais, estaduais e locais. Os incentivos federais são os financiamentos a P&D e incentivos fiscais. Os estaduais são, principalmente, os programas de compra compulsória de energia renovável e de incentivos à compra

voluntária de geração de energia eólica. Outros programas estaduais incluem concessões para a produção, oferta de crédito e gerenciamento da produção.

Na década de 1980, o principal instrumento federal utilizado era o *ITC* (*investment tax credit*), uma forma de crédito fornecido para a instalação de fazendas eólicas. Somente em 1992, o governo estabeleceu um incentivo à produção de energia eólica, o *PTC* (*production tax credit*). No âmbito estadual, vários estados adotaram também o sistema de *RPS* (*Renewable Portfolio Standards*) no final dos anos 1990. Esses são os principais incentivos ao setor eólico utilizados no país atualmente (CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, 2008).

Dos programas estaduais destacam-se o *RPS* e o *Green Power*. O primeiro exige, por meio de legislação, dos produtores de energia elétrica que uma porcentagem de sua oferta seja proveniente de energias renováveis. Esse é um importante instrumento de estabelecimento de metas de expansão das energias renováveis e de criação de um ambiente de competição entre as fontes renováveis, induzindo à redução dos preços. No ano de 2009, 28 dos 51 estados americanos adotavam esse instrumento. O *Green Power* é composto de incentivos à compra voluntária de eletricidade por fonte renovável. Um exemplo é o *Green Pricing*, pelo qual o consumidor paga um bônus fixo sobre a taxa de eletricidade a fim de financiar o custo adicional da produção de energia por fonte renovável.

Os incentivos fiscais federais são os chamados *ITC* e *PTC*. O primeiro permite que 30% do investimento sejam reembolsados por meio de desconto no imposto de renda. Alternativamente, pode ser retirado na forma de concessão inicial equivalente a 30% do valor total do projeto. O *PTC* fornece um crédito baseado na produção de eletricidade por fonte eólica, reduzindo o imposto de renda devido e incentivando investimentos em novas plantas eólicas (LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY, 2010).

O *PTC* vai para o dono do projeto de geração de energia renovável e é reduzido se o projeto já recebe outro benefício federal como financiamento de energia subsidiado e o *tax-exempt bonds* (títulos emitidos pelo governo sem obrigações tributárias federais). Além disso, apenas projetos localizados no país que comercializam

seu produto podem ser qualificados para receber este incentivo. Em 2002, o *PTC* era de 1,8 centavos de dólar por quilowatt-hora (cUSD/kWh) produzido pelo período de 10 anos a partir do início da operação da turbina, e ajustada periodicamente pela inflação. Em 2009 o *PTC* estava em 2,1 cUSD/kWh (IEA, 2003 e 2010).

Desde 2002, quando o *PTC* completava dez anos de existência, este foi renovado ou estendido em seis ocasiões: março de 2002, outubro de 2004, agosto de 2005, dezembro de 2006 e outubro de 2008 e fevereiro de 2009 (LBNL, 2007 e IEA, 2009). Em outubro de 2008, o Congresso aprovou o *The Emergency Economic Stabilization Act*, com uma extensão de um ano a taxa de créditos federal (*PTC* e *ITC*) e adicionou outros benefícios ao desenvolvimento do setor eólico. Em fevereiro de 2009, o *American Recovery and Reinvestment Act (ARRA)* expandiu e prorrogou os incentivos federais até 2012. Essas medidas fornecem um cenário mais confiável e transparente aos investidores, uma vez que garantem a remuneração dos produtores.

Com a legislação de 2009, os donos das plantas podem reivindicar o *ITC* ao invés do *PTC*, possibilitando que as plantas sejam alugadas ou submetidas ao contrato de *leaseback* (operação em que uma empresa vende determinado bem para outra empresa e imediatamente aluga esse bem) sem a perda do benefício. Foram incluídos, também, créditos para investimentos em novos equipamentos de produção de energia e uma extensão do programa de garantia de empréstimo para energias renováveis.

Os programas de P&D no setor eólico são, em sua maioria, financiados pelo DOE, por meio do *Wind Program*. Este contém uma ampla variedade de pesquisas, tais como em tecnologia de turbinas de grande porte, na difusão de tecnologia de turbinas de pequeno porte a fim de atender à crescente demanda observada, no incentivo ao aumento da produção de energia por fonte eólica e trabalhos referentes à aceitação da tecnologia por parte da população (IEA, 2009).

O apoio com relação à tecnologia de turbinas de grande porte atende a pesquisas internas em laboratórios nacionais e pesquisas em parceria com universidades e com o setor industrial eólico que visam à redução dos custos de produção de eletricidade por fonte eólica. Destacam-se programas com respeito ao aumento da produção e da confiabilidade de componentes como as caixas de engrenagens, as pás, os

geradores e as torres. Por exemplo, pesquisas que objetivam aumentar a velocidade de fabricação das pás, por meio de inovações como a automação da produção. Ou pesquisas que visam inovações nas caixas de engrenagem, potenciais redutores de custos, uma vez que a substituição e lubrificação destas correspondem a 30% dos custos totais de uma turbina.

As pesquisas relativas às pás da turbina focam nas vantagens dos materiais utilizados, nos processos de produção e no design destas, a fim de aumentar sua performance e a durabilidade e, ao mesmo tempo reduzir os custos de produção. O DOE também possui programas de pesquisa de modelos de previsão do regime de ventos para camadas mais inferiores da atmosfera, com o objetivo de melhorar as projeções de produção de energia por fonte eólica e da receita gerada. Além disso, são promovidos programas de testes de turbinas de grande porte e de melhorias nos sistemas de controle da produção e nos códigos de design (documento que define normas e diretrizes ao design de um produto) para acelerar o desenvolvimento do setor.

Há também as atividades de pesquisa para incentivar a implantação e expansão da produção de energia por fonte eólica em instalações do governo, como nas dependências do Departamento de Energia Americano, das universidades e das forças armadas e bases militares, bem como em locais onde existem comunidades tribais. Outro destaque é a parceria com laboratórios para a realização de pesquisas referentes à resolução de problemas surgidos com o aumento da penetração da energia eólica na rede de distribuição. Este último ramo de pesquisa é essencial, pois a variabilidade da oferta de energia eólica provoca oscilações na rede e aumento de custos.

2.1.2. Análise do desenvolvimento do setor eólico

A capacidade instalada de energia eólica nos EUA encontra-se em ampla expansão desde meados da década de 2000. Em 2006, o país alcançou o terceiro lugar no total da capacidade instalada, passando para segundo lugar em 2007 e tornando-se o líder mundial em 2008. Mesmo com a crise financeira deste último ano, a capacidade instalada cresceu 50% em 2008 e 39,3% em 2009. E em apenas três anos a capacidade instalada triplicou, alcançando 35.159 MW em 2009. O Gráfico 2.1 ilustra a evolução das capacidades instalada acumulada e adicionada de energia eólica nos EUA entre

2002 e 2009. Nele é possível identificar um crescimento exponencial, de acordo com a trajetória mundial.

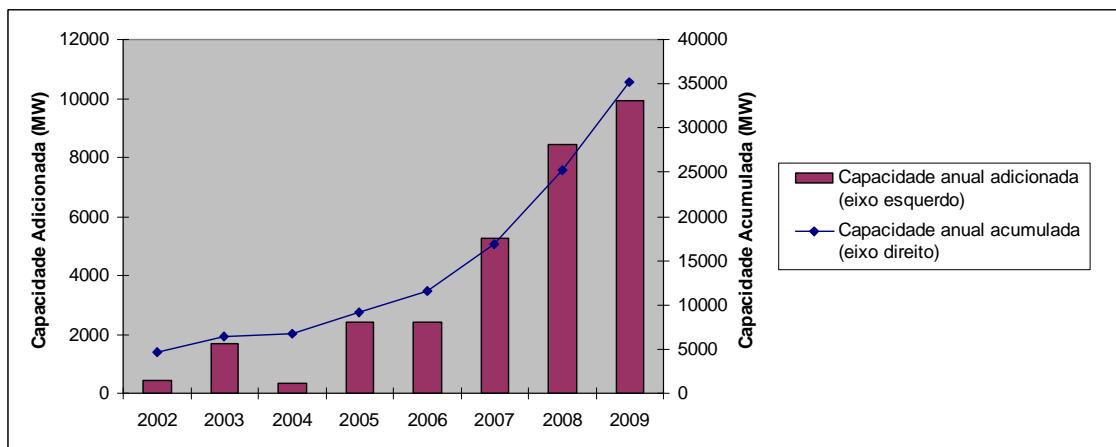


GRÁFICO 2.1 – Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica no EUA (2002-09)

Dados: Global Wind Energy Council (2009)

Não obstante esse crescimento há uma flutuação na capacidade adicionada nos cinco primeiros anos do período. Isso se deve à fase de incerteza dos últimos anos quanto às políticas referentes ao setor eólico no país. O PTC, quando renovado, se dava por períodos curtos, de no máximo dois anos, causando oscilações no investimento do setor. Além disso, houve casos em que a renovação do benefício não ocorreu logo após o vencimento da lei anterior. Nos anos de 2002 e 2004 estes espaços de tempo foram de dois e nove meses, respectivamente. Em todos os casos, esse fato refletiu diretamente na capacidade instalada adicional, demonstrando a importância do PTC para o setor (LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY, 2007).

Estudos como o de LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY (2007), demonstram que a descontinuidade desse incentivo ao longo dos anos fez que com que a eficiência na redução dos custos fosse efetivamente menor do que a esperada caso o incentivo fosse de longo prazo. Problemas como a desaceleração no desenvolvimento do setor eólico, aumento nos custos dos equipamentos necessários para a produção de energia, maior dependência de produtos importados, dificuldades na previsão da expansão necessária na distribuição de energia e redução dos investimentos privados em P&D são consequências dessa descontinuidade das políticas de incentivo. Sem a certeza da renovação do benefício, os produtores de energia não ampliam sua

produção, reduzindo a demanda por equipamentos do setor. Com isso, os produtores de equipamentos eólicos não ampliam sua produção e não investem em pesquisas. Não há crescimento do setor, nem redução dos custos de produção. Esse efeito ocorre a cada aproximação do vencimento da lei em vigência.

Entretanto, a participação da fonte eólica na geração de eletricidade indica que o setor tem um grande potencial de expansão nos EUA. Apesar do alto crescimento desde 2006, a energia eólica responde por apenas 1,97% do total da eletricidade gerada no país. Por outro lado, essa rápida expansão dos últimos anos comprova que a maior estabilidade das políticas de incentivos, sobretudo do *PTC*, está fornecendo maior confiança ao investidor. E, mais importante, que a combinação de incentivos federais com incentivos estaduais e mistura de fornecimento de créditos, incentivos fiscais e econômicos à produção e ao consumo de energia elétrica provinda de fontes renováveis produz resultados favoráveis.

A Tabela 2.1 sintetiza a participação da energia eólica na geração de eletricidade nos EUA entre 2002 e 2009. A fonte eólica foi responsável por apenas 17,4% da produção de eletricidade por fontes renováveis em 2009. E, apesar do crescimento de 11,3 pontos percentuais com relação ao ano anterior, essa participação ainda é muito baixa comparada a outros países como Alemanha (40%).

TABELA 2.1
Participação da Energia Eólica na Produção de Eletricidade
dos EUA (2002-09)

Ano	Eletricidade Produzida (GWh)	Participação da energia eólica no consumo de eletricidade (%)	Participação da energia eólica na geração de eletricidade por renováveis (%)
2002	10.354	0,29	2,90
2003	11.187	0,31	3,03
2004	14.144	0,38	3,87
2005	17.811	0,47	4,81
2006	26.589	0,70	6,67
2007	34.450	0,88	9,44
2008	55.363	1,42	14,10
2009	73.886	1,97	17,41

Fonte: U.S. Energy Information Administration (2010a e 2010b)

Nesse sentido, um padrão nacional de energia desempenha um importante papel na provisão de estabilidade ao sistema de incentivos e certeza aos investidores. Um padrão de eletricidade existe em 28 estados norte-americanos, mas não nacionalmente. Com o padrão nacional, seria possível estabelecer um sistema de incentivos de longo prazo para a energia eólica e outras renováveis, estimulando a demanda por essas fontes e o desenvolvimento do setor (GWEC, 2009).

Torna-se necessário, também, programas de expansão da rede de transmissão a fim de suportar a conexão da produção por fonte eólica na rede elétrica local. No caso dos EUA este obstáculo deve ser enfrentado desde a legislação, que, atualmente, torna muito difícil e dispendioso o processo de planejamento, financiamento e permissão de novas redes de transmissão.

2.2. Alemanha

Os programas de incentivos à energia eólica, e às fontes renováveis em geral, na Alemanha iniciaram-se após o primeiro choque do petróleo de 1974. Entretanto, somente na década de 1990 foram introduzidas políticas mais agressivas, tornando o país um dos líderes em capacidade instalada de geração de eletricidade por fonte eólica até os dias atuais. As tarifas *feed-in* são o melhor exemplo dessas políticas, por caracterizarem o sistema de incentivos alemão à energia eólica e por terem sido o principal motivador do aumento de capacidade instalada dessa fonte.

Na década de 1980, a promoção da energia eólica se deu principalmente pelos programas de pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D), visando o aprimoramento das turbinas. Em 1989, foi introduzido o Programa 100/250 MW de estímulo à implantação da energia eólica em larga escala, no qual os produtores recebiam concessões em dinheiro para a instalação e operação de turbinas, ou um subsídio por quilowatt-hora de eletricidade produzida. Em 1991, entrou e vigor o *Electricity Feed-in Act*, primeiro programa implementando a tarifa *feed-in* paga aos operadores das plantas de fontes renováveis e garantindo o acesso à rede elétrica dessa produção. Desde então, o país se tornou um modelo internacional de promoção de fontes renováveis de energia (IEA, 2011 e RAGWITZ e HUBER, 2005).

Assim, o país tem destaque no setor eólico por seu considerável histórico de

políticas de incentivos, que possibilitaram que o país se tornasse um dos maiores produtores de energia elétrica eólica e que montasse uma indústria específica de ponta com grandes contribuições à economia local.

Em 2009, a Alemanha ocupou a terceira posição no ranking do total da capacidade instalada de energia eólica, ficando atrás apenas dos EUA e da China, a mais nova grande potência do setor. Nesse ano foram gerados 38 TWh de energia elétrica por fonte eólica, o equivalente a quase 7% do consumo total de eletricidade no país. O tamanho médio das turbinas instaladas durante o período foi de 2 MW. Os maiores estados produtores são Niedersachsen, Brandenburg e Sachsen-Anhalt, todos localizados ao norte do país, com respectivamente 6,4 GW, 4,2 GW e 3,4 GW de capacidade instalada em 2009 (DEUTSCHES WINDENERGIE INSTITUT, 2010).

Do mesmo modo, a indústria de turbinas eólicas destaca-se no país por seu forte perfil exportador e seu alto lucro. Em 2009, novas instalações, incluindo exportações, serviços de instalação, operação e manutenção na Alemanha, renderam um faturamento de aproximadamente € 2,9 bilhões. Cerca de 30% das turbinas instaladas no mundo eram de empresas alemãs, enquanto que a exportação alcançava 80% da produção dessas grandes empresas. Entre elas, destacam-se a Enercon com o *market-share* de 60,4%, acompanhada da Vestas com 19,5% e a REpower Systems com 8,8% do mercado (GWEC, 2009).

O setor eólico alemão encontra-se em uma fase de crescimento linear, onde a participação da reposição de turbinas aumenta frente à nova capacidade instalada. A implicação desse fato é que, tendo em vista a escassez da disponibilidade de novos campos *onshore*, essa reposição de turbinas antigas e menores por turbinas novas e maiores tem o poder de aumentar a capacidade instalada de cada fazenda e, consequentemente, do país como um todo. Além disso, com a escassez de áreas *onshore*, as políticas de incentivos passaram a dar maior atenção às áreas *offshore*, devido ao maior crescimento potencial. Isso pode ser observado ao longo da década de 2000, como será analisado a seguir.

2.2.1. Políticas de incentivos

Em 2000, entrou em vigor a Lei da Energia por Fontes Renováveis (*Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG*), a qual concedia prioridade à produção de eletricidade por fontes renováveis na conexão e acesso à transmissão e distribuição da rede elétrica. Assim, os operadores de rede passaram a ser obrigados a dar prioridade à produção de eletricidade por fontes renováveis e a conectá-la à rede elétrica, inclusive sendo responsáveis por expandir a rede a fim de incorporar esse produto com segurança. Neste caso, os custos incorridos podem ser repassados aos usuários da rede por meio do aumento dos preços de uso da rede. O operador com a rede mais próxima à nova planta deve comprar a produção e remunerar o produtor com uma tarifa estipulada pela lei. Entretanto, os produtores que devem arcar com os custos de conexão na rede. Os operadores de rede, por sua vez, repassam a produção aos operadores das linhas de transmissão e distribuição diretamente ligadas aos consumidores, que são obrigados a comprar essa produção e remunerar os operadores de rede (ALEMANHA, 2000).

A tarifa mínima recebida pelos produtores e pagas pelos operadores de rede variava entre 6,19 centavos de Euro por quilowatt-hora (c€/kWh) e 9,1 c€/kWh, por um período de até 20 anos após o início da operação da planta. O nível da tarifa, bem como a sua duração, era definido com base na capacidade de produção (pela velocidade dos ventos e tipo da turbina) de cada fazenda eólica. Plantas com produção de 150% do modelo de referência recebiam a tarifa mais baixa, por um período de 5 anos. Enquanto as demais recebiam a tarifa mais alta pelo mesmo período mais o acréscimo de 2 meses a cada 0,75% de produção inferior aos 150% da referência. Por exemplo, plantas costeiras recebiam uma tarifa menor do que plantas em terra, enquanto as plantas *offshore* em operação até 2006 recebiam pelo menos 9,1 c€/kWh por 9 anos, a fim de compensar os desafios referentes às instalações e conexões com a rede de fazendas no mar. Além disso, a partir de 2002, a tarifa básica era reduzida 1,5% anualmente para os novos projetos, como um incentivo maior à queda dos custos de produção (ALEMANHA, 2006).

Outra medida do EEG foi a implementação de um esquema de equalização nacional. Com ele, cada transmissor da rede elétrica transmite a mesma percentagem de energia por fontes renováveis do total da eletricidade transmitida por eles aos

distribuidores ligados à sua rede. Caso o transmissor compre uma quantidade de eletricidade maior do que essa percentagem, este deve vender o excedente aos transmissores que compraram uma quantidade menor do que a que lhe cabiam. Esse balanceamento é feito anualmente e o valor recebido pelo transmissor vendedor deve ser o mesmo da compra da energia dos produtores.

Com a emenda do EEG em 2004, a tarifa *feed-in* inicial para fazendas *onshore* era de 8,7 c€/kWh por 5 anos, que passava para 5,5 c€/kWh para o período posterior, por até 20 anos. Para as plantas menos eficientes, o período inicial de 5 anos com a tarifa mais alta deveria ser estendido em 2 meses a cada 0,75% abaixo dos 150% da produção do modelo de referência (ALEMANHA, 2004).

Havia também uma especificação para fazendas *offshore*, as quais recebiam a tarifa de 9,1 c€/kWh por 12 anos e 6,19 c€/kWh para os posteriores 8 anos. E, para plantas localizadas a pelo menos 12 milhas (19,31 km) de distância da costa e em águas de pelo menos 20 metros de profundidade, os 12 anos eram estendidos em 0,5 meses para cada milha (1,61 km) mais distante da costa e em 1,7 meses para cada metro de profundidade a mais do que o parâmetro. Essas tarifas devem ser reduzidas em 2% anualmente para novos projetos *onshore* em operação a partir de 1 de janeiro de 2005 e projetos *offshore* em operação a partir de 1 de janeiro de 2008.

Outra alteração com relação à lei anterior é a não obrigatoriedade do pagamento dos benefícios aos operadores de plantas que não alcançam ao menos 60% da produção do modelo de referência. Além disso, para projetos de modernização ou remanejamento de plantas com início da operação em até 31 de dezembro de 1995, bem como plantas que pelo menos triplicaram sua capacidade com reposição de turbinas, o período inicial de 5 anos com a tarifa mais alta deveria ser estendido em 2 meses a cada 0,6% abaixo dos 150% da produção do modelo de referência.

Em 1º de janeiro de 2009, entrou em vigor a terceira emenda do EEG com o objetivo de se contrapor ao aumento do preço da energia nos últimos anos e estimular a produção eólica *offshore*. Com essa emenda, a remuneração inicial do produtor de fazendas *onshore* passou a ser de 9,2 c€/kWh para um período mínimo de 5 anos. Para as plantas menos eficientes, esse período era estendido em 2 meses a cada 0,75% abaixo

dos 150% da produção do modelo de referência. Após esse período inicial, a tarifa passa para 5,02 c€/kWh (chamada tarifa básica) até completar o prazo máximo de 20 anos de pagamento de tarifas. A tarifa é reduzida em 1% a cada ano para novas instalações (IEA, 2009).

No caso de fazendas *offshore*, para projetos em operação até 2015, a remuneração inicial é de 15 c€/kWh por 12 anos. Esse período é estendido, para plantas localizadas a pelo menos 12 milhas (19,31 km) de distância da costa e em águas de pelo menos 20 metros de profundidade, em 0,5 meses para cada milha (1,61 km) mais distante da costa e em 1,7 meses para cada metro de profundidade a mais do que o parâmetro. Após esse período, a tarifa cai para 3,5 c€/kWh até completar 20 anos de benefícios. A redução anual da tarifa para projetos em operação a partir de 2015 é de 5%. A não obrigatoriedade do pagamento dos benefícios aos operadores de plantas que não alcançam ao menos 60% da produção do modelo de referência permaneceu.

Existe também uma remuneração extra de 0,5 c€/kWh para plantas com início da operação até 2013 para casos de reposição de turbinas com pelo menos 10 anos por turbinas com o dobro de capacidade da reposta. Outra novidade é a possibilidade da troca da remuneração da Lei pela venda da energia produzida diretamente para terceiros, desde que o operador da rede a qual a planta está ligada seja informado antes do início do calendário mensal de base. Mensalmente, operadores das plantas podem sair e entrar no mercado de eletricidade e comercializar sua produção.

No setor eólico alemão, o P&D é caracterizado pelo grande número de instituições descentralizadas. Entre 1996 e 2004, as pesquisas foram gerenciadas pelo *Fourth Programme on Energy Research and Energy Technologies*. O principal objetivo desse programa era dar suporte às políticas energéticas, ao desenvolvimento industrial e ao crescimento econômico. Entretanto, ao longo dos anos os recursos destinados às pesquisas foram gradativamente diminuindo, apesar da sua importância. Em 2005, entrou em vigor o *Fifth Programme on Innovation and New Energy Technologies*, agora focado nos problemas tecnológicos específicos do desenvolvimento do setor eólico *offshore*, bem como no aumento da aceitação pública e da compatibilidade do setor com o meio-ambiente (ALEMANHA, 2005).

2.2.2. Análise de desenvolvimento do setor eólico

O setor eólico alemão obteve um crescimento sustentado ao longo da década de 2000, que se deveu em grande medida à continuação e constante adequação da tarifa *feed-in* ao desenvolvimento do setor. Na última década, o *EEG* passou a especificar remunerações nos casos de reposição de turbinas antigas e de instalações *offshore*. Com isso, houve um grande aumento da reposição de turbinas.

Com relação ao desenvolvimento de áreas *offshore*, em agosto de 2009, o *Alpha Ventus*, primeiro parque eólico alemão desse tipo, composto de 12 turbinas, começou a alimentar a rede elétrica. Essa planta também funciona como uma planta teste, na qual o Ministério do Meio Ambiente alemão implantou um programa de pesquisa visando absorver a experiência e o conhecimento para futuros projetos *offshore* (IEA, 2010b).

O Gráfico 2.2 demonstra a evolução da capacidade de energia eólica instalada no país entre 2002 e 2009. O crescimento do setor nesse período foi acentuado, com uma média de 14,4% ao ano. Ou seja, a capacidade instalada mais que dobrou em apenas 7 anos, passando de 11.994 MW em 2002 para 25.777 MW em 2009. A crise financeira de 2008 também não teve um impacto visível no setor, uma vez que a capacidade adicional anual subiu de 2008 (1.656 MW) para 2009 (1.874 MW).

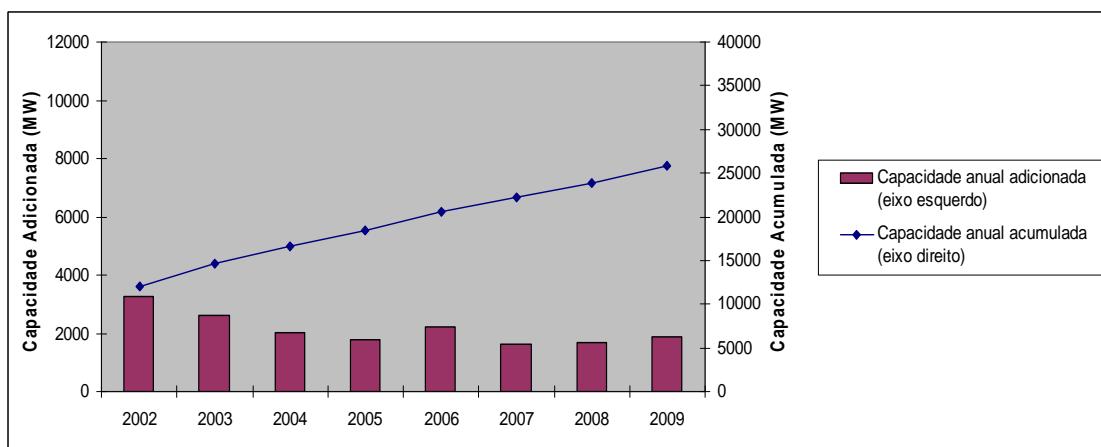


GRÁFICO 2.2 – Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica na Alemanha (2002-09)

Dados: Global Wind Energy Council (2009)

Pode-se observar, também, uma ligeira queda da capacidade adicionada de

energia eólica (que considera a reposição de turbinas) ao longo do período, que acompanhada pelo aumento da reposição de capacidade instalada, indica a maturidade do setor na Alemanha. Em 2002, apenas 12,7 MW da capacidade total instalada eram provenientes de reposição. Em 2009, esse número alcançou 653,2 MW. Não obstante essa tendência de queda na capacidade adicional há um crescimento sustentado no setor, com ausência de grandes variações no investimento em novas plantas, indicando que a política de incentivos adotada fornece confiança ao investidor, sendo adequada ao desenvolvimento de longo prazo do setor (DEWI, 2010).

A Tabela 2.2 demonstra a evolução do montante das turbinas instaladas na Alemanha entre 2002 e 2009, bem como a evolução da capacidade de produção dessas turbinas. Em 2009, foi instalado menos da metade do número de turbinas instaladas em 2002. Entretanto, as turbinas de 2009 tinham uma capacidade média 44,4% maior do que as turbinas instaladas em 2002. O resultado foi um aumento relativo da capacidade média das turbinas ao longo dos anos, chegando a 1,22 MW em 2009.

TABELA 2.2
Quantidade e Capacidade das Turbinas Instaladas na Alemanha (2002-09)

Ano	Nº de Turbinas (acumulado)	Capacidade média acumulada das turbinas (kW)	Nº de Turbinas (no ano)	Capacidade média das turbinas instaladas no ano (kW)
2002	13.759	872,25	2.328	1.394,74
2003	15.387	949,44	1.703	1.552,87
2004	16.543	1.005,18	1.201	1.696,00
2005	17.574	1.048,57	1.049	1.723,33
2006	18.685	1.103,66	1.208	1.848,62
2007	19.460	1.143,24	883	1.887,67
2008	20.301	1.177,42	866	1.922,77
2009	21.164	1.217,96	952	2.013,45

Fonte: DEWI (2010).

A relação entre a produção de energia por fonte eólica e a produção de eletricidade por renováveis, outro importante indicador, sugere não só um crescimento ao longo da década de 2000, mas um alto nível de participação dessa fonte na oferta de eletricidade ao país. Isso comprova a maturidade do setor eólico e sua importância para a segurança energética na Alemanha. Em 2002, a energia eólica contribuía com 34,5% da eletricidade gerada por fontes renováveis, participação que cresceu até 2007 com

45% e fechou 2009 com 40% da produção de eletricidade.

A Tabela 2.3 sintetiza os indicadores de produção de eletricidade por fonte eólica, com destaque para o crescimento de 3,82 pontos percentuais na participação da energia eólica no consumo de eletricidade no país, valor que alcançou 6,5% em 2009.

TABELA 2.3
Produção e Participação da Energia Eólica na Produção de Eletricidade
da Alemanha (2002-09)

Ano	Produção de eletricidade (GWh)	Participação da energia eólica no consumo de eletricidade (%)	Participação da energia eólica na geração de eletricidade por renováveis (%)
2002	15.786	2,69	34,50
2003	18.859	3,06	38,76
2004	25.509	4,12	44,34
2005	27.229	4,46	42,98
2006	30.710	5,01	43,60
2007	39.500	6,41	45,14
2008	40.300	6,48	42,38
2009	38.638	6,51	39,96

Fonte: Volker Quaschning, 2010.

Em 2007, foram feitos investimentos de € 2,2 bilhões no setor eólico alemão. Em 2009, foram investidos € 2,65 bilhões no setor eólico alemão, mesmo com a crise econômica tendo provocado uma redução de 12,5% no investimento no país. A receita de vendas do setor eólico alemão foi estimada em mais de € 3,5 bilhões em 2002. Em 2005, esse número alcançou € 7,3 bilhões. Em 2009, a receita foi de € 5,8 bilhões (IEA 2003, 2006 e 2010).

Outros benefícios, como a geração de emprego, também devem ser considerados. Em 2005, em torno de 64.000 pessoas estavam empregadas no setor eólico alemão. Em 2007 eram 84.300 pessoas empregadas e em 2009, em torno de 87.000 pessoas. Com relação à redução de CO₂, esta foi de 24,6 milhões de toneladas em 2005, de 26,1 milhões em 2006 e de 30 milhões em 2009 (IEA, 2006 e 2007).

Os dados demonstram que o sistema implantado em 2000 provê maior

segurança ao investimento, dadas as condições de mercado. A legislação de 2000 também foi importante porque acabou com a limitação da produção de energia por fonte renovável beneficiada de até 5% do produto total do *Electricity Feed Act (1991)*. Em seu lugar, foi implantado o mecanismo de rateamento dos custos em nível nacional, como explicado na seção anterior. Outra questão importante é a da equalização das remunerações dos diversos níveis de capacidade de produção das regiões. Dado que algumas regiões possuem ventos mais fortes, projetos nesses locais rendem mais. Isso provoca uma concentração de projetos nessas regiões no caso de políticas que tratam igualmente todas as regiões. Isso sobrecarrega a rede elétrica local, além de resultar em um maior custo para o consumidor local. Neste ponto, a legislação de 2000 foi fundamental, pois passou a considerar cada sítio, com base em uma medida padrão (produto de um modelo de referência tecnologicamente neutro).

Em 2004, a especificação mais importante foi a da tarifa para plantas *offshore*, permitindo novos projetos com mais de 12 milhas da costa. E com a legislação de 2009, os produtores podem optar por vender sua produção no mercado de eletricidade.

Após uma década, a limitação temporal do recebimento das compensações, o estabelecimento de taxas de custos orientadas, a diferenciação das tarifas por fonte de energia, tamanho e localização das plantas, bem como a introdução de uma estrutura de incentivos decrescente provaram sua eficiência, possibilitando o sucesso do EEG.

2.3. Espanha

O suporte às energias renováveis iniciou-se na década de 1980 na Espanha com a Lei para a Conservação da Energia. Desde então, leis e suportes financeiros vêm incentivando o setor eólico no país. O principal incentivo dado ao setor é a tarifa *feed-in* (preço fixo pago por quilowatt-hora de produção), estabelecida pela primeira vez em 1997. Nessa mesma lei de 1997, também foi introduzida a liberalização nas atividades de geração e comercialização do setor energético espanhol (GWEC, 2007).

A partir de então, a lei foi modificada três vezes: em 1998, 2004 e 2007. E duas importantes medidas foram estabelecidas em 2006 e 2009. Em 2006, um novo código de rede foi instalado na rede elétrica a fim de conectar todas as plantas eólicas ao sistema e aumentar o poder de gestão de energia do operador. Em 2009, foi estipulado

que todos os projetos eólicos deveriam passar pela aprovação do Ministério da Indústria Espanhol, para que este pudesse guiar o desenvolvimento do setor de renováveis de modo mais eficiente.

A Espanha é um destaque no setor uma vez que possui uma das maiores produções de eletricidade por fonte eólica do mundo, condição alcançada graças a sua política de incentivos. O país possuía a quarta maior capacidade instalada de energia eólica do mundo em 2009, com 19,2 GW. Além disso, a fonte eólica é a terceira maior fonte no total de eletricidade consumida no país (14%), ficando atrás apenas do ciclo-combinado de gás natural (31%) e da energia nuclear (21%). E como o país possuiu uma forte dependência externa de energia, pois não há campos de petróleo e gás em seu território, o desenvolvimento do setor eólico tem uma importância estratégica ainda maior (IEA, 2010b).

A indústria eólica também se destaca no país como uma das maiores contribuidoras para o PIB espanhol. Em 2008, o setor contribuiu com € 3,8 bilhões para o PIB, gerando 41 mil empregos e exportando o equivalente a € 2,9 bilhões. Em 2009, foram investidos € 2,25 bilhões no setor eólico e 50% da produção de equipamentos para o setor eólico foi destinado à exportação (GWEC, 2009 e IEA, 2010b).

A Espanha é dividida em 17 comunidades autônomas, responsáveis por suas próprias leis no âmbito do setor energético. Até 2009, apenas duas dessas comunidades, Extremadura e Madrid, ainda não haviam instalado plantas eólicas, porém já tinham legislação específica e projetos em estado avançado. As comunidades líderes do setor eólico são Castilla–Leon com 3,9 GW, Castilla-La Mancha com 3,7 GW e Galícia com 3,2 GW (IEA, 2010b).

O setor eólico espanhol passou por uma fase de grande crescimento nessa década em função de seu desenvolvimento relativamente recente. E, apesar da participação da fonte eólica no consumo do país ser de 14%, o país ainda possui um vasto potencial eólico a ser explorado, sobretudo no campo *offshore*, que não foi iniciado. Além disso, a política de incentivos do setor evoluiu rapidamente, garantindo segurança ao produtor.

Por outro lado, algumas limitações devem ser vencidas tais como a

necessidade de aumento das linhas de transmissão a fim de incorporarem uma maior produção por partes das fazendas eólicas e o aprimoramento da legislação visando a redução do custo da eletricidade para o consumidor final.

2.3.1. Políticas de incentivos

O principal incentivo dado ao setor eólico é o pagamento da tarifa *feed-in* aos produtores de energia, por parte dos distribuidores da rede elétrica. A Lei nº 54 de 1997 que regula o setor elétrico espanhol, estabelece que, além do direito de recebimento da tarifa, a energia produzida por fontes renováveis tem prioridade de conexão e despacho na rede, e os custos de conexão ficam a cargo dos donos das plantas eólicas. As tarifas eram recebidas por pelo menos 5 anos, período que passou para 20 anos com a legislação de 2004 (IEA, 2003).

Na legislação vigente em 2002, o *Real Decreto 2818* de 1998, apenas as plantas que utilizavam energias renováveis e que possuíam a capacidade instalada menor ou igual a 50 MW eram incluídas nesse esquema de incentivo. O produtor de energia podia optar pela venda direta ao distribuidor e o recebimento da tarifa *feed-in* por cinco anos ou pela venda no mercado elétrico ou por contratos bilaterais e o recebimento de uma tarifa variável baseada na média do preço de mercado da eletricidade mais um prêmio por quilowatt-hora produzido. A escolha era válida por um ano, quando o produtor deveria fazer a escolha novamente. A tarifa e o prêmio eram ajustados anualmente de acordo com o preço de mercado da eletricidade. Uma peculiaridade da legislação espanhola é o reconhecimento de autoprodutores que consomem ao menos 30% de sua energia produzida para o recebimento do benefício.

Em 2002, o prêmio para plantas eólicas foi 2,89 c€/kWh e a tarifa *feed-in* era de 6,28 c€/kWh, enquanto que em 2003 esses preços ficaram 2,66 c€/kWh e 6,21 c€/kWh respectivamente. Nesse período, o prêmio dava um retorno maior ao produtor, sendo mais popular que a tarifa *feed-in* (IEA, 2004).

A legislação foi atualizada com o *Real Decreto 436* de 2004, o qual estabelecia que os donos de plantas eólicas com capacidade superior a 50 MW deviam vender sua produção no mercado de eletricidade, enquanto que para plantas até 50 MW, formaram-se três casos de remuneração da produção eólica. No primeiro caso, o produtor poderia

vender a energia diretamente ao distribuidor, recebendo uma tarifa *feed-in* de 90% da Tarifa Elétrica Média de Referência (TRM) pelos cinco primeiros anos de operação, 85% da TRM entre os anos seis e dez e 80% da TRM pelo período restante de vida útil da turbina. No segundo caso, o produtor poderia vender a energia no mercado elétrico, sujeitos às regras destes, e receberiam o preço de mercado mais um prêmio de 40% da TRM e um incentivo de 10% da TRM por participar do mercado elétrico. O terceiro caso de remuneração se dava para as plantas já existentes, que recebiam uma tarifa *feed-in* de 2,75 c€/kWh em 2004 e ajustada nos anos posteriores pela TRM. A TRM é uma tarifa publicada em lei e baseada nos custos médios de produção de eletricidade por fontes renováveis e não-renováveis. A TRM publicada em 2004 foi de 7,21 c€/kWh (ESPAÑHA, 2002 E 2004).

Assim, para o ano de 2004, a tarifa *feed-in* era de 6,48 c€/kWh, enquanto que o prêmio mais o incentivo pela participação no mercado elétrico (adicional em cima do preço de mercado) eram de 3,60 c€/kWh.

Com a legislação de 2004, a atualização anual da tarifa passou a ser ligada a parâmetros como a tarifa elétrica média de referência e não mais a uma decisão administrativa. Além disso, as plantas eólicas regidas pela legislação de 2004 não poderiam ter sua remuneração alterada por uma legislação posterior. Essas medidas garantiram estabilidade à remuneração e confiança ao investidor e produtor, que a partir de então podiam prever melhor a remuneração da produção. Enquanto que o consumidor também foi beneficiado, pois passou a conhecer a formação do prêmio contido na sua conta de luz destinado aos produtores de energias renováveis.

O *Real Decreto 1634* de 2006 estabeleceu como compulsória a conexão de todas as fazendas eólicas ligadas à rede a um Centro de Controle do setor elétrico, que por sua vez, seria ligado ao Centro de Despacho das Energias Renováveis (*Cecre*). Esse Centro faz parte do Centro de Controle Elétrico (*Cecoel*), que é dirigido pela operadora do sistema elétrico espanhol *Red Eléctrica de España*. Essa conexão das fazendas eólicas permite que a produção por fonte eólica seja regulada de acordo com a demanda da rede, prevenindo as situações de risco de estabilidade do sistema e de excesso de geração, por exemplo. Em 2009, o processo de instalação do código de rede P.O. 12.3, referente à conexão das plantas eólicas à rede, foi finalizado. Com isso, o impacto da

energia eólica na rede elétrica foi muito menor do que o estimado e o controle da produção vem sendo otimizado com custos baixos (IEA, 2010 e GWEC, 2006).

Em 2007, entrou em vigor o *Real Decreto 661*, que pela primeira vez estabelecia uma remuneração específica às plantas *offshore* e à reposição de turbinas antigas, bem como um teto para os benefícios recebidos pelos produtores de eletricidade por fonte renovável. A tarifa *feed-in* para as plantas eólicas era 7,32 c€/kWh para os 20 primeiros anos de operação e 6,12 c€/kWh a partir de então, com ajuste baseado no índice de preços ao consumidor, enquanto que o prêmio era de 2,93 c€/kWh. O valor mínimo de remuneração dos produtores pelo mercado era 7,13 c€/kWh e o teto era 8,49 c€/kWh. No caso das fazendas *offshore*, só eram admitidas instalações de no mínimo 50 MW e, portanto, a produção só poderia ser vendida no mercado de eletricidade. Nesse caso, a remuneração era de 9,10 c€/kWh, com o teto de 16,40 c€/kWh e um teto de 8,43 c€/kWh para o prêmio (ESPAÑHA, 2007).

A tarifa *feed-in* para as plantas eólicas era 7,57 c€/kWh em 2008, enquanto que o prêmio era de 3,03 c€/kWh. O valor mínimo de remuneração dos produtores pelo mercado era 7,37 c€/kWh e o teto era 8,78 c€/kWh. No caso das fazendas *offshore*, a remuneração era de no máximo 16,40 c€/kWh, com um teto de 8,43 c€/kWh para o prêmio. A remuneração para a reposição de turbinas permaneceu a mesma. Em 2009, os valores da tarifa *feed-in* e do prêmio foram respectivamente 7,82 c€/kWh e 3,13 c€/kWh. A base e o teto da remuneração pelo mercado foram 7,61 c€/kWh e 9,07 c€/kWh (IEA, 2008 e 2009).

Em 2009, uma nova lei foi publicada exigindo que todos os projetos de plantas eólicas fossem cadastrados por seus donos no novo *Pre-Assignment Register* para a submissão de aprovação do Ministério da Indústria Espanhol. O objetivo do registro é possibilitar a avaliação do progresso adequado das energias renováveis, levando-se em consideração o preço da energia, a capacidade da rede e o déficit da tarifa de eletricidade. Entretanto, isso significou mais uma etapa burocrática no processo de instalação de uma planta eólica, aumentando-o em até sete meses. A consequência foi o atraso dos novos projetos e a queda no crescimento da capacidade instalada de energia eólica em 2009 e 2010 (GWEC, 2009).

2.3.2. Análise do desenvolvimento do setor eólico

Não obstante a alta capacidade eólica instalada na Espanha (19.160 MW em 2009), o setor ainda encontra-se em rápida expansão. Não há grandes restrições de campos *onshore* e a exploração *offshore* nem foi iniciada. Esse cenário se deve ao fato do sistema de tarifa *feed-in* ser relativamente recente e, consequentemente, as melhorias nos incentivos, como especificações para campos *offshore* e estabelecimento de teto para o valor recebido pelos produtores, também foram implementadas mais tarde.

O Gráfico 2.3 demonstra a evolução da capacidade instalada na Espanha entre 2002 e 2009, período em que passou de 5.033 MW para 19.160 MW. O crescimento do setor no período foi oscilante, porém alto, com uma média anual de 35% ao ano.

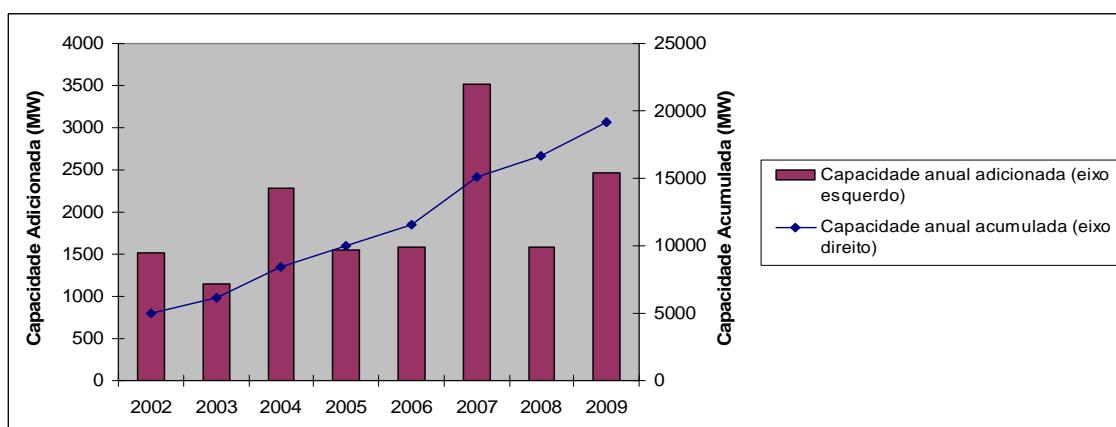


GRÁFICO 2.3 – Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica na Espanha (2002-09)
Dados: Asociación Empresarial Eólica (2011)

Outra peculiaridade da legislação espanhola que favorece a confiança do investidor é a possibilidade de escolha entre a venda de energia pelo preço de mercado e a venda mediante recebimento da tarifa *feed-in*. Além disso, os anos de maior crescimento da capacidade instalada dentro do período analisado foram justamente os anos em que houve modificação na legislação da tarifa *feed-in* e do prêmio destinado aos produtores de energias renováveis, os anos de 2004 e 2007. Em ambos os casos, foram feitas importantes modificações nos incentivos, tais como a inclusão de projetos maiores do que 50 MW no âmbito da lei e a especificação de tarifas para plantas *offshore* e reposição de turbinas antigas. Isso reforça o argumento sobre o impacto dos incentivos adotados.

Contudo, é preciso destacar que a política de incentivos espanhola foi bem sucedida no fornecimento de confiança ao produtor e investidor por ter sido constante, ou seja, não existiram buracos entre uma lei e outra que fornecessem dúvidas quanto à remuneração dos produtores. Em 2002, o perfil do investidor no setor eólico era de uma grande empresa com alta capacidade de crescimento. Ao longo da década houve um forte movimento de compra de fazendas eólicas espanholas por grandes investidores externos, provando que a legislação vem contribuindo para o desenvolvimento do setor (IEA, 2004 e 2007).

O grande aumento da produção de energia por fonte eólica, bem como do *share* da energia eólica no consumo de eletricidade no país reforçam essa análise. A Tabela 2.4 apresenta esses dados para o período entre 2002 e 2009. A fonte eólica quadruplicou sua produção de energia em apenas sete anos, alcançando 36 TWh em 2009. Consequentemente, a sua participação no consumo de eletricidade aumentou 10,6 pontos percentuais, chegando a 14,4% no mesmo ano.

TABELA 2.4
Produção e Participação da Energia Eólica na Produção de Eletricidade
da Espanha (2002-09)

Ano	Eletricidade Produzida (GWh)	Participação da energia eólica no consumo de eletricidade (%)
2002	9.603	3,8
2003	11.370	4,8
2004	15.744	6,7
2005	20.520	8,3
2006	22.684	8,9
2007	27.169	10,3
2008	31.136	11,8
2009	36.188	14,4

Fonte: AEE (2011), IEA (2004).

Por outro lado, esse crescimento oscilou bastante, como um reflexo de dificuldades ainda existentes no sistema elétrico espanhol. A principal restrição ao desenvolvimento do setor eólico no país é a baixa capacidade de transmissão da rede elétrica nacional, dado que as fazendas eólicas são localizadas em área pouco povoadas geralmente. Sendo assim, a energia produzida necessita de uma ampla rede para chegar até os pontos de consumo.

Entretanto, a alta burocracia com relação à aprovação de projetos eólicos também provoca atrasos e criam dificuldades ao desenvolvimento do setor. Em geral, é necessário um período de quatro anos para que todas as permissões para a construção da planta, conexão com a rede elétrica e início da operação sejam emitidas (IEA, 2004).

A desaceleração no crescimento da capacidade instalada ocorrida nos anos 2003, 2005 e 2006 foi devido a esses dois problemas apresentados. Nesses períodos um grande número conexões de plantas eólicas na rede foi postergado em função de atrasos na construção de linhas de transmissão e subestações de alta voltagem (IEA, 2007).

Com relação ao custo da energia, um estudo da AEE demonstrou que o custo de instalação de capacidade de energia eólica em uma típica fazenda eólica no país era de 936 €/kW na média, variando entre 830 e 1.100 €/kW até 2004. Em 2006 e 2007, essa média dos custos era de 1.110 €/kW e 1.250 €/kW respectivamente. Em 2008 e 2009, o custo médio por quilowatt instalado foi 1.400 €/kW e 1.250 €/kW respectivamente. Essa tendência de ligeira alta nos custos de produção se deve ao aumento do tamanho das turbinas ao longo do tempo, mas também ao excesso de demanda por turbinas eólicas, à alta dos preços das matérias-primas utilizadas na fabricação dos aerogeradores e à falta de materiais (IEA, 2006, 2007 e 2008).

Por outro lado, a energia eólica já é integrada à rede elétrica espanhola e a sua produção possui uma regulação mais eficaz, de modo que, em períodos de ventos fortes e baixo consumo de energia como no natal, a produção das plantas eólicas é reduzida a fim de não prejudicar a rede. Isso tende a reduzir os custos de operação da rede elétrica, tornando a fonte eólica mais competitiva (IEA, 2004).

Os benefícios trazidos pelo setor eólico para a economia espanhola e para o meio ambiente também devem ser destacados. Em 2006, a produção de energia eólica ajudou o país a economizar em torno de € 730 milhões com importações de combustíveis fósseis, sobretudo carvão e gás natural e em torno de 18 milhões de toneladas de CO₂. Em 2009, as emissões de CO₂ foram reduzidas em 22 milhões de toneladas. Além disso, a receita de vendas do setor eólico espanhol foi de € 20 bilhões em 2005 (IEA, 2006, 2007 e 2010b).

Em resumo, o caso espanhol demonstrou sucesso, com um crescimento rápido

da capacidade instalada de energia eólica, bem como da participação dessa fonte na produção de eletricidade. Sua legislação evoluiu rapidamente, fornecendo escolhas ao produtor, que busca uma maior remuneração. Entretanto, até o momento, não foi totalmente sucedida no objetivo de reduzir os incentivos gradativamente, ao longo dos anos, a fim de incentivar a redução dos custos e reduzir o preço da eletricidade para o consumidor final. Além disso, a falta de infraestrutura de transmissão atrasa o desenvolvimento do setor eólico no país.

2.4. Dinamarca

O setor eólico na Dinamarca recebe atenção desde os choques do petróleo na década de 1970 em função da sua quase total dependência pelo produto. Desde então, o país foi obrigado a mudar radicalmente a composição de sua matriz energética e para isso fez planos com ambiciosas metas para as energias renováveis. Para isso, uma combinação de suportes a P&D e financiamentos ao setor eólico foi instituída desde o final da década, possibilitando o precoce desenvolvimento do setor.

Na década de 1980, o governo cobria 30% dos custos de investimentos de um projeto eólico e depois passou a fornecer garantias de empréstimos para projetos de exportação de turbinas eólicas. Além disso, desde 1979, implantou a obrigação da compra de toda a produção eólica, por parte dos operadores da rede, por meio do mercado de eletricidade. Paralelamente, foram dados fortes suportes à pesquisa, desenvolvimento e demonstração de projetos eólicos. Entre meados da década de 1980 e final da década de 1990, a tarifa *feed-in* exerceu um importante papel estimulador do setor. Na década de 2000, com a liberalização do mercado elétrico, essa tarifa foi substituída por um prêmio dado ao produtor, em cima do preço de mercado (THE BREAKTHROUGH INSTITUTE, 2009).

Assim, o país se destaca no setor eólico por sua longa história de políticas e incentivos, o que possibilitou um desenvolvimento pioneiro, no qual a energia eólica possui a maior participação na produção de eletricidade no mundo (19,3% em 2009). Em 2009, as turbinas eólicas geraram 6,7 TWh de energia elétrica. O país também possui a segunda maior capacidade eólica *offshore* instalada do mundo (661 MW em 2009), ficando atrás apenas do Reino Unido (883 MW em 2009) (GWEC, 2009).

A indústria eólica é outro destaque do país que é sede de duas das maiores empresas produtoras de turbinas eólicas no mundo: a líder de mercado Vestas Wind Systems e a Siemens Wind Power. Em 2009, a receita de exportação dessa indústria, que é uma das mais importantes exportadoras locais, foi de € 5,6 bilhões. Isso foi o equivalente a 8,5% do total das exportações no ano.

A Dinamarca é a pioneira no desenvolvimento eólico europeu e mundial e, portanto, já passou da fase de grande expansão inicial da década de 1990, bem como da fase de crescimento linear. Entre 2004 e 2007, o setor enfrentou uma forte estagnação, seguida de uma nova fase de expansão decorrente do novo conjunto de incentivos estabelecidos em 2008 e da maior confiança do investidor com relação à liberalização do mercado de eletricidade desde 2003. Sendo assim, o setor encontra-se em uma fase onde a escassez de disponibilidade de terras para novos projetos *onshore*, a reposição da capacidade instalada antiga e a crescente importância das plantas *offshore* se destacam.

2.4.1. Políticas de incentivos

O setor eólico da Dinamarca sofreu uma forte mudança em 2003, quando o mercado de eletricidade foi definitivamente liberalizado e a antiga tarifa *feed-in* foi modificada pelo sistema de preços de mercado, no qual o produtor eólico recebe o preço de mercado mais um subsídio.

O governo dinamarquês promoveu, até 2002, uma mistura de instrumentos políticos, tanto por parte da demanda (*demand-pull*), como incentivos para a reposição de turbinas antigas, quanto da oferta (*technology push*), como programas de P&D. Os donos da rede elétrica eram obrigados, por lei, a conectar as plantas eólicas à sua rede e a comprar a energia desses produtores. O preço recebido pelos produtores eólicos para turbinas compradas até 1999 era de 8,1 c€/kWh até o final do contrato vigente e 5,8 c€/kWh a partir do novo contrato, com compra obrigatória por parte dos donos da rede. Para turbinas compradas a partir de 2000, a tarifa era de 5,8 c€/kWh, com compra obrigatória das primeiras 22 mil horas de produção. Após esse período, a energia seria vendida no mercado de eletricidade pelo preço de mercado mais um suporte financeiro de 1,3 c€/kWh, referente à taxa de dióxido de carbono para eletricidade. Porém, o preço recebido pelos donos das plantas eólicas teria um teto de 4,8 c€/kWh (IEA, 2003).

Com o programa de reposição da capacidade instalada antiga e com turbinas de até 150 kW entre 2002 e 2003, as novas turbinas recebiam ainda um suporte adicional de 2,3 c€/kWh pelas primeiras 12 mil horas de produção. Para turbinas com capacidade menor que 100 kW, a reposição deveria ser de pelo menos 3 vezes a capacidade da turbina e para turbinas entre 100 kW e 150 kW, 2 vezes a capacidade inicial. O resultado foi a reposição de 1.200 por 300 turbinas no período de vigência do programa. Turbinas pequenas com até 25 kW recebem 8,1 c€/kWh alimentados na rede elétrica. Além disso, as turbinas instaladas no país devem se submeter ao sistema dinamarquês de aprovação de projetos eólicos, administrado pela Autoridade Dinamarquesa de Energia. Esse sistema certifica a produção e instalação das turbinas (IEA, 2004).

Em 2003, com o processo de liberalização do mercado elétrico dinamarquês finalizado, os incentivos *technology push* do governo foram sendo consideravelmente reduzidos. O novo sistema de preços de mercado entrou em vigor definitivamente para turbinas compradas a partir deste ano. Entretanto, para o preço de mercado mais o suporte financeiro de 1,3 c€/kWh havia um teto de 48 c€/kWh a ser recebido pelos produtores das plantas eólicas. Em consequência, o investimento privado em turbinas eólicas foi reduzido à zero, com exceção da reposição de turbinas antigas.

Em 2004, entrou em vigor uma nova regulação especificando os custos de acesso e conexão das plantas eólicas à rede elétrica e o prêmio pago aos produtores além do preço de mercado. Para as turbinas instaladas a partir de 2005, o preço, agora sem teto, era composto do preço de mercado, mais a tarifa de 1,3 c€/kWh por 20 anos e a compensação de 0,3 c€/kWh pelo pagamento obrigatório da comercialização da produção e do balanceamento da rede elétrica. No caso de reposição de turbinas antigas de até 450 kW com capacidade reposta de 175 MW, havia um prêmio adicional de 1,6 c€/kWh, pelas primeiras 12 mil horas de produção, para as novas turbinas instaladas que tivessem ao menos o dobro da capacidade das turbinas repostas. O teto para o caso de reposição era de 6,5 c€/kWh para o preço de mercado mais os prêmios (IEA, 2005).

Para as turbinas instaladas entre 2003-04, a tarifa recebida era composta do preço de mercado, mais os 1,3 c€/kWh por 20 anos e a compensação de 0,3 c€/kWh, com o teto de 4,8 c€/kWh. Para a reposição de turbinas, o prêmio adicional era de 2,3 c€/kWh pelas primeiras 12 mil horas de produção, com o teto de 8,1 c€/kWh. Para

receber o benefício, as turbinas antigas de até 100 kW deveriam ser substituídas por pelo menos três vezes a sua capacidade e as turbinas entre 100 e 150 kW por pelo menos o dobro da sua capacidade.

Para as turbinas instaladas entre 2000-02, a tarifa era composta do preço de mercado mais uma diferença entre esse preço e 4,4 c€/kWh, por 22 mil horas para turbinas *onshore* e por 10 anos para turbinas *offshore*. E ainda, o prêmio de 1,3 c€/kWh por 20 anos. Para a reposição de turbinas, a diferença entre o preço de mercado e 4,4 c€/kWh e o prêmio adicional de 2,3 c€/kWh eram recebidos pelas primeiras 12 mil horas de produção e havia um teto de 8,1 c€/kWh para a tarifa total.

No caso das turbinas das companhias elétricas, a tarifa recebida é composta pelo prêmio de 1,3 c€/kWh por 20 anos e pelo preço de mercado e a diferença entre este e 4,8 c€/kWh por 10 anos para turbinas *onshore* e por 42 mil horas para turbinas *offshore*. Enquanto que no caso das turbinas menores do que 25 kW, os produtores recebem o preço de mercado e a diferença entre este e 8,1 c€/kWh, uma vez que o operador do sistema é obrigado a vender a produção destas turbinas no mercado à vista.

Neste ano também houve uma mudança do esquema de aprovação dos projetos eólicos pela Autoridade de Energia Dinamarquesa. O novo sistema, IEC system, possui um maior nível de reconhecimento entre os países, facilitando o comércio internacional de turbinas eólicas.

O preço de mercado mais os prêmios variaram entre 3,6 e 4,8 c€/kWh em 2005, chegando ao teto estabelecido pela lei. Em 2006, o preço de mercado mais o prêmio variaram entre 4,4 e 5,8 c€/kWh, reduzindo o prêmio a zero a partir de 4,8 c€/kWh (IEA, 2006 e 2007).

Desde 2006, a política energética da Dinamarca, baseada no plano “Energia Estratégica 2025”, publicado em 2005, e na proposta “Uma Visionária Política Energética Dinamarquesa”, publicada em 2007, foca na globalização do setor e na melhoria do uso das fontes renováveis de energia, incluindo o aumento do suporte à Pesquisa, Desenvolvimento e Demonstração (PD&D) (IEA, 2007).

Em fevereiro de 2008, um novo Acordo sobre a Política Energética da

Dinamarca foi feito. Nele o subsídio para as novas turbinas instaladas seria de 3,4 c€/kWh pelas primeiras 22 mil horas de produção mais os 0,3 c€/kWh pelos custos de balanceamento da rede. No caso de reposição das turbinas, havia uma tarifa adicional de 1,07 c€/kWh para as primeiras 12 mil horas de produção. Além disso, os donos das turbinas agora devem remunerar os vizinhos pela perda de valor de suas propriedades causada pelas instalações eólicas (IEA, 2009).

Para efeitos de comparação, foi utilizada a taxa de câmbio para a conversão entre a coroa Dinamarquesa (DKK) e o Euro, com base na média anual registrada no website do Banco Central Europeu. As taxas foram: 1 Euro = 7,43 DKK para os anos 2002-04 e 1 Euro = 7,46 DKK para os anos 2005-09 (Europa, 2010).

O governo dinamarquês possui, por lei, o direito de explorar a energia eólica nas regiões marítimas de até 200 milhas náuticas (aproximadamente 370 km) em torno do país. Sendo assim, grande parte das plantas *offshore* foi instalada com base em um acordo entre o governo e as companhias elétricas, onde estas eram convocadas a instalar novas fazendas. Nesse acordo, um pagamento inicial era estabelecido, e após o período estipulado, a remuneração era feita de acordo com a lei vigente. Os projetos de demonstração *Horns Rev* (2002) e *Nysted* (2003) com 80 turbinas de 2 MW e 72 turbinas de 2,3 MW respectivamente são exemplos desse esquema. A remuneração da produção desses projetos foi de 6,1 c€/kWh, incluindo a compensação pelo balanceamento de 0,3 c€/kWh, pelas primeiras 42 milhoras; depois a remuneração era a equivalente ao preço de mercado mais o prêmio de 1,3 c€/kWh e a compensação de 0,3 c€/kWh até a planta completar 20 anos; após esse período a remuneração seria apenas do preço de mercado (EWEA, 2009).

Entretanto, passada a fase de projetos testes, a Autoridade Dinamarquesa de Energia promoveu dois concursos referentes à concessão de exploração de duas fazendas eólicas *offshore* com capacidade de produção de 200 MW cada uma em 2004. O critério de escolha das empresas ganhadoras incluía o preço por quilowatt-hora, a localização e o desenho do projeto, bem como o cronograma do projeto. O resultado foram as plantas eólicas *Horns Rev II* (2009) com 91 turbinas e capacidade de produção de 209 MW e a *Nysted II* (2010) com 90 turbinas e capacidade de 207 MW. Com esse modelo, os riscos dos investidores com a não aprovação do projeto e os custos com

avaliação técnica das fazendas disponíveis são minimizados. Aos investidores cabe apenas determinar o tamanho das turbinas instaladas, possibilitando o avanço tecnológico.

2.4.2. Análise do desenvolvimento do setor eólico

A Dinamarca é um país densamente povoado e a disponibilidade de terrenos para plantas eólicas *onshore* já era reduzida em 2002, dificultando o planejamento espacial de novos projetos. Por isso, o foco das políticas era a expansão *offshore* do setor eólico. Além disso, dada a maturidade do setor no país, este se encontra em uma fase na qual a reposição de turbinas antigas e menores por novas turbinas de maior capacidade de produção é crescente.

O Gráfico 2.4 demonstra a evolução da capacidade de energia eólica instalada no país entre 2002 e 2009. O nível maior de capacidade adicionada nos dois primeiros anos se deve ao programa de reposição das turbinas e do desenvolvimento *offshore* do setor. A reposição de turbinas antigas foi responsável por uma queda de 383 no número de turbinas instaladas e um aumento de 366 MW na capacidade de produção do país entre 2002 e 2009. Neste último ano havia 4.906 turbinas instaladas com a capacidade de produção de 3.482 MW (DANISH ENERGY AGENCY, 2010a).

A capacidade *offshore* do país acompanhou a mesma trajetória da capacidade total instalada, uma vez que a primeira era a principal fonte de aumento desta última. Em 2002, as plantas *offshore* somavam uma capacidade de 214 MW, passando para 423 MW no ano seguinte e para 661 MW em 2009.

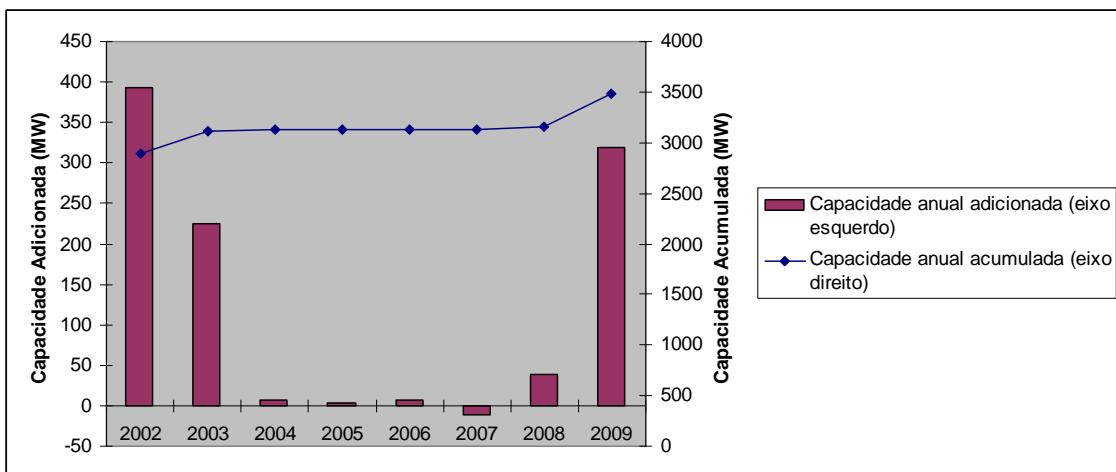


GRÁFICO 2.4 – Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica na Dinamarca (2002-09)

Dados: Danish Energy Agency (2010a)

A partir de 2008, a nova legislação afetou positivamente o setor, fazendo com que este saísse da fase de estagnação. Essa fase de estagnação se deve à incerteza quanto à remuneração da energia eólica com a liberalização do mercado de eletricidade, uma vez que essa fonte não tinha mais prioridade no despacho da rede elétrica.

A capacidade instalada e a eletricidade produzida por fonte eólica não são muito grandes, quando comparadas com países como EUA e Alemanha. Entretanto, a participação desta fonte na produção de eletricidade é a maior do mundo, chegando a 19,7% em 2007 e fechando 2009 com 19,3% (Tabela 2.5). Isso é possível devido à grande interconexão entre as redes elétricas dinamarquesas e os países europeus vizinhos como Alemanha, Noruega e Suécia, que fornecem eletricidade em caso de escassez na Dinamarca e compram o excesso de produção do país.

TABELA 2.5
 Produção e Participação da Energia Eólica na Produção de Eletricidade
 da Dinamarca (2002-09)

Ano	Eletricidade Producida (GWh)	Participação da energia eólica na produção de eletricidade (%)
2002	4.877	13,9
2003	5.561	15,8
2004	6.583	18,5
2005	6.614	18,5
2006	6.108	16,8
2007	7.171	19,7
2008	6.928	19,1
2009	6.721	19,3

Fonte: Danish Energy Agency, 2010a e 2010b

A indústria eólica dinamarquesa é uma das mais dinâmicas do país, sendo fonte de grande receita de exportações. As empresas dinamarquesas produtoras de turbinas eólicas possuíam um *market-share* no mercado mundial de aproximadamente 45% em 2002. Em 2007, esse *market-share* estava em 25% (IEA, 2003 e 2008).

A receita de vendas do setor eólico para o período 2002-09 é apresentada no Gráfico 2.5. Esta demonstrou uma tendência ascendente no período, sobretudo entre 2005 e 2008, quando alcançou € 7,1 bilhões. A queda em 2009, ano em que as receitas somaram € 6,85 bilhões, teve como principal causa a crise financeira internacional e a consequente redução da demanda do mercado europeu (DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2010).

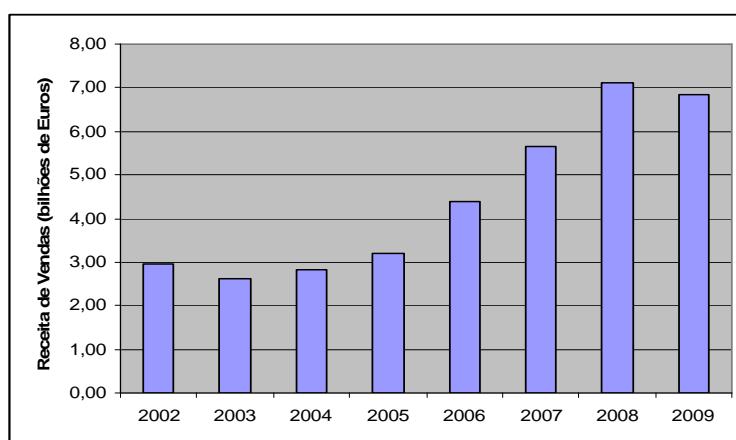


GRÁFICO 2.5 – Faturamento do Setor Eólico na Dinamarca (2002-09)
 Dados: Danish Wind Industry Association (2010)

O emprego no setor eólico também teve uma trajetória crescente entre 2002 e 2009, alcançando 24.700 trabalhadores neste último ano. Isso significou um aumento de 18,7% no número de empregos no setor (DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION, 2010).

Outro importante indicador é o custo de instalação de um projeto. Em 2001, os custos de instalação encontravam-se em torno de 0,87 milhões de €/MW. Em 2009, estes custos eram 1,3 milhões de €/MW. Os custos de instalação *offshore* eram o dobro dos custos *onshore* em 2009. Os custos dependem da produção de energia por unidade de capacidade instalada, índice que aumentou ao longo do período com o aumento do tamanho das turbinas. Sendo assim, o aumento dos custos com a turbina tende a ser compensado pelo aumento da produção de energia e consequente aumento da receita. (IEA, 2004 e 2010).

Segundo estudo da Autoridade Dinamarquesa de Energia e do Risø National Laboratory divulgado em 2001, os custos de O&M eram estimados em uma média de 62,9 €/kW por ano para uma vida útil de 20 anos de uma turbina entre 55-65 kW, enquanto que para turbinas de 210-599 kW, os custos eram de uma média de 25,8 €/kW para 15 anos. Em 2009, esses custos eram de 0,02 €/kW por ano durante a vida útil de uma turbina. Esses custos tiveram uma forte queda ao longo do período devido ao desenvolvimento técnico e do aumento no tamanho das turbinas instaladas.

Uma peculiaridade do sistema elétrico dinamarquês é o fato das redes elétricas da parte leste e da parte oeste do país só terem sido conectadas em 2010. Até então, cada sistema local era interligado a uma rede elétrica européia distinta. Atualmente, ambas as redes fazem parte da operadora do sistema elétrico ENTSO-E (*European Network for Transmission Systems Operators for Electricity*), sendo a parte oeste conectada ao Grupo Regional da Europa Continental (antiga UCTE - *Union for the Co-ordination of Electricity Transmission*) e a parte leste conectada ao Grupo Regional Nórdico (antigo sistema Escandinavo *Nordel*). (Center for Politiske Studier, 2009).

Somado a isso, o país enfrenta um problema com relação ao excesso de oferta de energia devido à alta participação da fonte eólica, e das fontes renováveis em geral, na sua matriz energética e a sazonalidade e imprevisibilidade dos ventos. Em 2002, as

fontes renováveis respondiam por 20% da produção de eletricidade no país. Esse excesso surge como uma forte restrição à expansão do setor, que só é amenizado porque as conexões com os países vizinhos permitem a exportação e importação de eletricidade, garantindo flexibilidade ao sistema. E, também, porque o sistema dinamarquês é muito pequeno quando comparado aos países vizinhos como Alemanha, Noruega e Suécia.

Entretanto, nem sempre é possível vender todo o excesso, como já acontecia no oeste do país nesse período. Cabe ao país avaliar qual a melhor estratégia para resolver o problema. Dependendo do preço no mercado de eletricidade e do valor ambiental da exportação da eletricidade, pode-se reduzir a produção interna de energia com o desligamento de plantas eólicas, por exemplo. De qualquer forma, uma maior flexibilidade na produção de energia é essencial para que se possa responder às oscilações no preço de mercado e na demanda (IEA, 2004).

Em resumo, o setor eólico dinamarquês passou por um período de forte estagnação na década de 2000 devido à busca mudanças de políticas de incentivos voltadas ao setor. A liberalização do mercado de eletricidade levou incerteza aos investidores e produtores quanto à demanda pela energia elétrica de fonte eólica, resultando na paralisação do investimento privado. Além disso, o setor, que já se encontrava em uma fase madura, necessitava de incentivos voltados à reposição da capacidade instalada antiga e aos projetos *offshore*. Após a reforma da lei de 2008, o setor respondeu positivamente, e a capacidade adicionada em 2009 foi a maior desde 2002. Isso comprova a alta correlação entre as políticas de incentivos ao setor eólico e ao seu desenvolvimento.

3. Energia Eólica no Brasil

A energia eólica é utilizada no Brasil há muito tempo em sistemas isolados e em pequena escala por meio de cata-ventos para o bombeamento de água. Mais recentemente, vem crescendo o uso dessa fonte para a geração elétrica de comunidades isoladas não atendidas pela rede elétrica. Entretanto, a produção de energia eólica para uso comercial é muito recente, datando da década de 1990.

O Brasil possui uma matriz energética muito limpa, sobretudo na geração de eletricidade, devido ao seu grande potencial hidráulico. Sendo assim, a questão da necessidade de incentivar essas fontes renováveis visando à redução de emissões não possui a mesma importância quando comparada com os países analisados no capítulo anterior. Entretanto, é preciso ressaltar que o país possui metas de redução de emissões de gases poluentes e tem grande interesse na manutenção e expansão dessa alta participação das fontes renováveis na sua matriz energética.

Por outro lado, a segurança energética merece maior atenção, pois a fonte hidráulica ainda depende, em última instância, de fatores climáticos, não obstante a capacidade de armazenamento das hidrelétricas. O grande blecaute ocorrido em 2001 no país e o racionamento de energia que se seguiu até o ano seguinte comprovam esse fato, ainda que o maior problema tenha sido por parte da gestão de recursos e do planejamento de longo prazo. E o resultado foi o aumento da preocupação com a diversificação da matriz elétrica brasileira e o aumento dos investimentos em fontes renováveis de energia.

Nesse contexto, a energia eólica possui grande vantagem em função da complementaridade entre as fontes eólica e hidráulica. Estudos comprovam que os meses de chuvas menos intensas são os de ventos mais intensos, sobretudo na região nordeste do país. Essa característica também contribui para a melhora no planejamento operacional do sistema elétrico, reduzindo o risco de novos erros de gestão de energia. Portanto, somado ao amplo potencial eólico existente no Brasil, essa complementaridade indica o país como uma grande promessa no setor. Entretanto, para que esse crescimento se concretize, é preciso o suporte de políticas de incentivos voltadas ao setor eólico.

Sendo assim, o presente capítulo visa analisar as políticas voltadas para o setor eólico adotadas no Brasil para que depois, à luz das experiências internacionais, possa tirar lições para o caso brasileiro. Para isso, a primeira seção apresenta uma breve história do setor eólico no Brasil, com ênfase nos projetos mais importantes. A segunda seção apresenta as peculiaridades do caso brasileiro, bem como as decorrentes oportunidades e limitações dessas diferenças. A terceira seção fornece um histórico das políticas de incentivo ao setor eólico. E, finalmente, a quarta seção analisa os impactos dessas políticas no desenvolvimento do setor eólico entre 2002 e 2009.

Importante destacar que a análise do desenvolvimento do setor eólico se dá entre 2002 e 2009, de acordo com o escopo do trabalho. Entretanto, a apresentação das políticas adotadas no Brasil se dá desde a década de 1990, início das instalações das primeiras turbinas com produção comercial no país. Dado que a experiência brasileira de produção e comercialização da energia eólica é mais recente, é interessante observar o histórico de medidas e políticas adotadas desde o princípio a fim de entender a atual situação do país.

3.1. História do setor eólico no país

A história do setor eólico brasileiro é bem recente, embora desde o final do séc. XIX sejam utilizados no país cata-ventos de múltiplas pás para bombeamento de água, principalmente em fazendas e salinas. Entretanto, somente após os choques do petróleo da década de 1970, cresceu o interesse do país nas fontes renováveis e foram iniciados projetos experimentais e de pesquisas de aerogeradores nacionais.

O período entre os choques de petróleo e o final da década de 1980 foi marcado por projetos, de universidades e instituições de pesquisa, voltados para o desenvolvimento de protótipos de cata-ventos e aerogeradores de pequeno porte. Entretanto, esses projetos foram abandonados em pouco tempo por falta de verbas e problemas técnicos com as turbinas, como falta de resistência dos materiais utilizados (DUTRA, 2001).

Na década de 1990, o Brasil foi beneficiado com importantes parcerias estrangeiras, com países como Alemanha, Dinamarca e EUA, na instalação de projetos experimentais no setor de energias renováveis, sobretudo após a Conferência do Rio de

Janeiro em 1992. Esses projetos experimentais contaram com a participação de concessionárias de energia elétrica, governos estaduais, universidades e centros de pesquisas brasileiros.

Uma dessas parcerias, entre a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), o Folkcenter (Dinamarca) e o Grupo de Energia Eólica da UFPE (Universidade Federal de Pernambuco), resultou na instalação da primeira turbina eólica de grande porte em operação comercial na América do Sul (Figura 3.1). A turbina de 75 kW, com uma torre de 23 m de altura e hélices de 17 m de diâmetro foi instalada em Fernando de Noronha em 1992 e operou até 1995. A sua produção custou aproximadamente US\$ 250 mil e possibilitou a economia de cerca de 8% do óleo diesel consumido na geração de energia da Ilha.

Outro projeto, fruto de uma parceria entre o Programa Eldorado (do governo alemão) e a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), é composto por 4 aerogeradores de um total de 1 MW de capacidade e foi instalado no Morro do Camelinho (MG) em 1994, operando até hoje (Figura 3.2). O custo total do projeto foi US\$ 1.540 mil, com 51% pago pelo programa alemão e o restante custeado pela CEMIG. Esta planta recebeu uma importante isenção de impostos como ICMS e Impostos de Importação e AFRMM (Adicional de Frete de Renovação da Marinha Mercante), incentivo que viabilizou o projeto. Além disso, este possibilitou a capacitação da indústria local para a construção de torres para turbinas eólicas, uma vez que a empresa responsável pela construção das torres enviou o projeto de construção para uma empresa mineira, transferindo sua tecnologia (DUTRA, 2001).



FIGURA 3.1 – Turbina Folkcenter
(Fernando de Noronha)
Fonte: DUTRA (2001)



FIGURA 3.2 – Turbina no Morro do
Caminho (MG)

Destaca-se ainda um projeto do *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* em parceria com a CEPEL e a CELPA (Centrais Elétricas do Pará), do primeiro sistema híbrido solar-eólico-diesel do país. As 4 turbinas, de 10 kW cada uma, foram instaladas em 1995 na Ilha de Marajó, no Pará (Figura 3.3). Esse projeto visava reduzir o consumo de óleo diesel na termelétrica da região. (DUTRA, 2001).



FIGURA 3.3 – Sistema Híbrido na Ilha de Marajó (PA)
Fonte: DUTRA (2001)

O Ceará também se destacou com relação aos projetos eólicos na década de 1990. Este estado possui uma grande dependência do fornecimento de energia da CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco), da qual importa quase toda a sua energia consumida. Por esse motivo, o Estado incentivou diversos projetos na área de energias renováveis, por meio de subsídios como redução de ICMS. E, considerando o potencial eólico da região, este foi um dos pioneiros no setor.

O parque eólico de Mucuripe (Figura 3.4), uma parceria entre a COELCE (Centrais Elétricas do Ceará), a CHESF e o Programa Eldorado do Governo Alemão, era composto de 4 turbinas eólicas de 300 kW cada uma, instaladas em 1996. O projeto objetivava demonstrar a viabilidade técnica e econômica da produção de eletricidade por fonte eólica em escala comercial e serviu de grande experiência para futuros projetos na região. Entretanto, as turbinas enfrentaram sérios problemas de corrosão causados pela maresia e foram substituídas por 4 turbinas de 600 kW cada uma, que funcionam até hoje (DUTRA, 2001).



FIGURA 3.4 – Parque Eólico de Mucuripe (CE)
Fonte: DUTRA (2001)

Outro destaque do Ceará foi a instalação de duas usinas eólicas em cima das dunas de areia, correspondendo à primeira experiência desse tipo no mundo. A Usina Eólica de Prainha (Figura 3.5) é composta de 20 aerogeradores com uma potência total de 10 MW. Nessa época, este era o maior parque eólico da América Latina. A Usina da Praia da Taíba (Figura 3.6) é composta por 10 turbinas somando 5 MW de potência. Ambos os projetos foram inaugurados em 1999, operando até hoje, e contam com turbinas da Wobben Windpower (DUTRA, 2001).

Esses projetos foram de suma importância para o setor eólico brasileiro, uma vez que a Enercon transferiu toda a tecnologia de última geração por meio da sua subsidiária Wobben, a custo zero, e ainda criou um programa de treinamento técnico para brasileiros atuantes em serviços de assistência permanente.



FIGURA 3.5 – Usina Eólica de Prainha
Fonte: DUTRA (2001)



FIGURA 3.6 – Usina da Praia da Taíba

A Usina de Palmas, no Paraná, foi inaugurada em 1999 com 5 turbinas de 500 kW cada uma. 70% do projeto foi financiado pela Wobben e sua produção foi vendida

por meio de contrato por R\$ 78,65/MWh, ajustados anualmente pela ANEEL. Essa foi a primeira usina eólica instalada na Região Sul e assumiu o papel de fornecedora de dados para a elaboração do Atlas Eólico do Paraná (Figura 3.7).



FIGURA 3.7 – Usina eólica de Palmas (PR)
Fonte: DUTRA (2001)

Mais recentemente, com os incentivos do PROINFA, destacam-se os projetos maiores como o da maior usina do Ceará, a Usina da Praia Formosa, inaugurada em Camocim em 2009. Ela conta com 50 turbinas de 2,1 MW cada uma, o equivalente a cerca de 7% do total da capacidade de geração de energia do estado (Diário do Nordeste, 2009).

Em resumo, graças às parcerias com empresas e entidades estrangeiras, foi possível o desenvolvimento de diversos projetos experimentais que tiveram grande importância para o crescimento do setor nos anos seguintes, por propiciarem um aprendizado em torno da operação das turbinas e do regime de ventos no país.

3.2. Peculiaridades do caso brasileiro

Devido à grande participação da fonte hídrica na matriz elétrica nacional, o uso da energia eólica possui importantes vantagens econômicas, principalmente em função da complementaridade entre essas duas fontes. Esta seção apresenta essas vantagens a fim de justificar a implementação de incentivos a essa fonte.

A matriz elétrica brasileira é muito limpa, devido ao grande potencial hidráulico do país. Em 2009, essa fonte foi responsável por 76,9% de toda a geração de eletricidade produzida no ano (Gráfico 3.1). Entretanto, apesar dessa configuração da

matriz energética favorecer o meio ambiente, ela faz surgir um grande problema de planejamento operacional de longo prazo porque a sazonalidade da fonte hidráulica é muito grande.

Nesse caso, para garantir a segurança da oferta de energia, é preciso criar uma forma de *backup* dessa geração, que entrará em operação nos períodos de seca, quando a fonte hidráulica é escassa. Historicamente, as termelétricas assumem esse papel de geração de reserva no Brasil. Entretanto, o seu combustível (carvão ou óleo combustível) polui imensamente o meio ambiente.

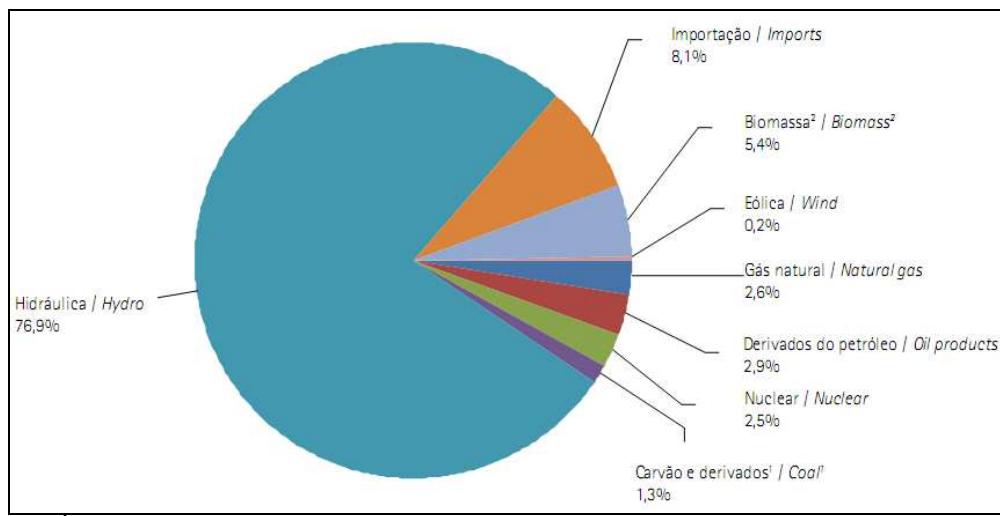


GRÁFICO 3.1 – Oferta Interna de Energia Elétrica do Brasil em 2009
Fonte: EPE (2010)

Sendo assim, a possibilidade de complementaridade entre as fontes hídrica e eólica é uma importante característica do setor elétrico brasileiro. Estudos, como o apresentado por Schultz *et al* (2005), demonstraram essa complementaridade, por meio de análises sobre os níveis médios de vazão dos rios e de produção de energia de algumas usinas eólicas das regiões Nordeste e Sul. A Figura 3.8 demonstra que os períodos com a maior incidência de ventos coincidem com os períodos de menor vazão dos rios, sobretudo para os ventos típicos do litoral.

A fonte eólica pode substituir totalmente a geração térmica ou, em casos de grande instabilidade dos ventos, compor um sistema híbrido com a termelétrica. Além de não emitir gases poluidores, a fonte eólica possui grande capacidade de adaptação a sistemas híbridos com termelétricas, reduzindo o uso de combustíveis fósseis. Além

disso, a substituição da complementaridade de uma termelétrica por uma fonte mais inflexível pode ser vantajosa, por reduzir os custos de produção.

Outra vantagem é que a inserção da fonte eólica na matriz brasileira reduz a sazonalidade da produção de eletricidade, permitindo um maior acúmulo de água nos reservatórios das hidrelétricas e reduzindo os riscos de abastecimento. Schultz *et al* (2005), ainda destaca que os parques eólicos têm a capacidade de atender a demanda de energia de curto prazo, dada a rapidez de sua instalação, minimizando os problemas de planejamento de longo prazo surgidos com a grande exploração do potencial hídrico. Em outras palavras, ela atende ao aumento real da demanda e não a uma projeção de longo prazo, que nem sempre se concretiza, eliminando pesados investimentos nessa área.

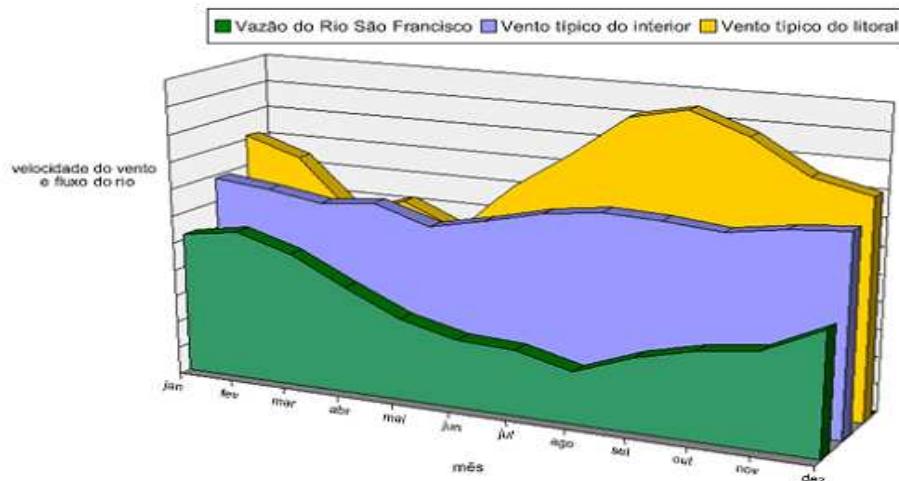


FIGURA 3.8 – Vazão do Rio São Francisco e Comportamento dos Ventos na Região Nordeste

Fonte: DUTRA (2001)

É preciso notar, também, que as regiões com maior incidência de ventos coincidem com os grandes centros consumidores de energia e que ainda há redes de distribuição próximas a essas áreas, sobretudo na Região Nordeste. A Figura 3.9 apresenta o potencial eólico brasileiro. É possível perceber que as áreas mais amareladas e avermelhadas, com ventos mais intensos, encontram-se na Região Nordeste, Sudeste e Sul, inclusive próximas ao litoral, onde há uma grande concentração da população.

Assim, considerando que a necessidade de instalação de redes de transmissão e

distribuição é pequena ou inexistente, há grandes vantagens econômicas na inserção da fonte eólica na matriz energética. Em primeiro lugar, o tempo para a entrada em operação dos parques eólicos e para a sua conexão com o SIN é muito menor, pois não depende de todo o processo de expansão do sistema de transmissão por parte das concessionárias. Em segundo lugar, os custos com a conexão das plantas eólicas também é minimizado. A única preocupação é com relação à expansão das redes elétricas a fim de absorver uma maior produção de eletricidade. Entretanto, este é um custo que existiria independente da fonte utilizada.

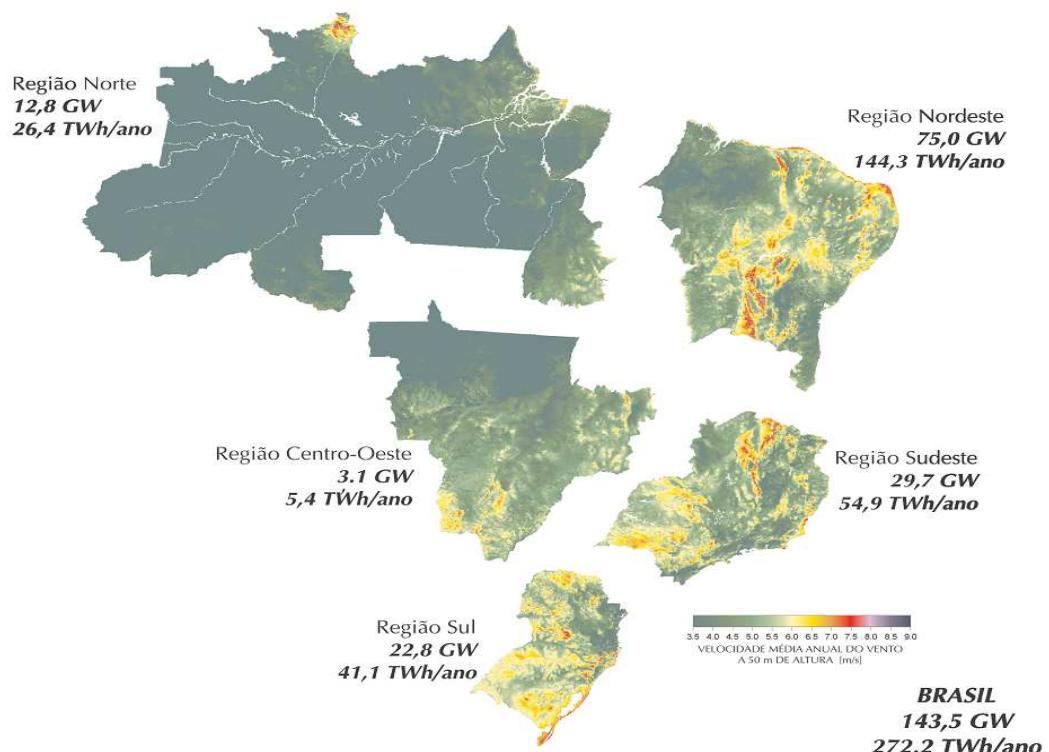


FIGURA 3.9 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s a 50 m de altura
Fonte: CEPEL (2001)

Finalmente, foi possível perceber durante a seção, que a Região Nordeste se destaca frente às demais regiões do país. Isso deve ao seu grande potencial eólico (o maior do país com 75 GW – Figura 3.9), pela possibilidade de complementaridade da produção por esta fonte e pelas hidrelétricas existentes no local e pela proximidade de locais com ventos intensos e os centros consumidores de energia com as redes de distribuição. Essas vantagens que fizeram da Região a pioneira na instalação de energia eólica e que atraem grandes investimentos de empresas estrangeiras, levando renda e

emprego para a região.

Em resumo, considerando a grande participação da fonte hídrica na matriz energética brasileira e essa complementaridade com a fonte eólica, conclui-se que o setor eólico brasileiro possui um grande potencial de crescimento. Entretanto, como concluído das experiências internacionais, o que determina o crescimento efetivo do setor é a evolução das políticas de incentivos específicas. Esse assunto é tratado nas próximas seções desse capítulo.

3.3. Histórico das políticas de incentivos ao setor eólico no Brasil

Até a Conferência do Rio de Janeiro - ECO 1992, apresentada na seção 1.3, o Brasil era palco de vários projetos e protótipos de pequenos aerogeradores desenvolvidos por universidades e instituições de pesquisa, mas sem grande sucesso. A partir de então o interesse na fonte eólica, e nas fontes renováveis em geral, cresceu e iniciaram-se os incentivos ao setor eólico brasileiro. Entretanto, somente na década de 2000, políticas mais concretas de incentivo à instalação e produção de energia eólica em grande escala foram promovidas.

A década de 1990 foi marcada pelo processo de privatização do setor elétrico, sobretudo das distribuidoras, com o Programa Nacional de Desestatização (PND) de 1991. E, apesar de praticamente não terem sido feitas leis específicas para a energia eólica, a nova legislação do setor elétrico formou uma base para o desenvolvimento do setor de energias renováveis, incluindo o setor eólico. Foram definidos os tipos de produtores de energia, autoprodutor e produtor independente, e foi garantido a eles o acesso à rede elétrica. Além disso, foi estabelecido um incentivo financeiro à instalação de plantas de fontes renováveis, por meio da utilização da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para a instalação de plantas eólicas.

Para uma comparação das características entre o modelo antigo de regulação do setor elétrico e o novo modelo ver Vieira, *et al* (2009). Para um detalhamento da legislação sobre o período de liberalização do setor elétrico brasileiro ver Oliveira (2002), Alves (2010) e Dutra (2001).

Assim, na década de 2000 foi possível criar incentivos mais ousados à

produção dessa fonte, dando continuidade ao seu crescimento. Tendo em vista esse contexto, a presente seção visa destacar a legislação e regulação brasileiras de relevância para o setor eólico entre 2002 e 2009, de acordo com o escopo do presente trabalho.

Políticas de incentivo da década de 2000

Com a crise energética brasileira, que culminou com o blecaute de 2001, a questão da segurança da oferta de eletricidade tornou-se objetivo principal da agenda política do governo federal. Nesse período o setor elétrico já estava liberalizado e a falta de investimento no setor elétrico necessário para acompanhar o crescimento da demanda, existente ainda quando as geradoras eram estatais, se agravou com as privatizações, pois as empresas privadas permaneceram sem investir o suficiente. Isso foi um incentivo adicional ao desenvolvimento das energias renováveis, entre elas, a energia eólica. A partir de então, foram criados incentivos específicos para esta fonte.

Com relação a esses programas específicos ao setor eólico, existem dois destaques: o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Ambos os programas consistiam em um incentivo ao setor eólico do tipo tarifa *feed-in*, como o implantado em países como Espanha e Alemanha.

O PROEÓLICA foi criado pela Resolução n° 24 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica 43 – GCE em 2001, logo após a crise energética que abalou o país. O objetivo do programa era promover a implantação de 1.500 MW de energia eólica até dezembro de 2003, com a garantia de compra da energia produzida por pelo menos 15 anos por parte da Eletrobras. O preço da energia seria baseado em um valor normativo estabelecido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e os custos incorridos pela Eletrobras seriam repassados às empresas de distribuição da rede elétrica (ALVES, 2010).

Apesar do programa não ter sido bem sucedido na instalação de capacidade instalada dentro do período desejado, este possibilitou a entrada de empresas estrangeiras atuantes no setor de energias renováveis, chamando a atenção para a necessidade de criação de incentivos de longo prazo para esse setor.

O PROINFA foi criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado pela Lei nº 10.762/2003, do Ministério de Minas e Energia (MME) com o objetivo de promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, por meio do aumento da participação das fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), a fim de aumentar a segurança energética e explorar as potencialidades regionais. Para isso, coube ao MME, coordenador do programa, o papel de definir as diretrizes, elaborar o planejamento do programa e definir o valor econômico de cada fonte. Enquanto que a Eletrobrás, executora do programa, ficou responsável por celebrar os contratos de compra e venda de energia (CCVE) (MME, 2010).

O programa era composto de duas fases. Na primeira, previa-se a instalação de 1.100 MW de cada fonte participante (eólica, biomassa e PCH) até dezembro de 2006 e posteriormente adiada para dezembro de 2007. A segunda fase possuía a meta de participação das fontes renováveis de energia equivalente a 10% do consumo anual de eletricidade no país em 20 anos.

De acordo com o programa, a energia produzida seria despachada no Sistema Elétrico Integrado Nacional (SIN) e comprada pela Eletrobrás por meio de um contrato de 20 anos a partir do início da operação da planta de geração. O valor econômico da contratação seria definido pelo Poder Executivo, de acordo com cada fonte de energia, mas teria um piso de noventa por cento da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses para os empreendimentos eólicos. E os custos dos contratos incorridos pela Eletrobrás (valor pago pela energia elétrica adquirida, custos administrativos, financeiros e encargos tributários) seriam divididos entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda (consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês).

O programa foi revisado pela Lei de 11 de novembro de 2003, a qual ampliou o número de estados beneficiados, ampliou o prazo dos contratos com a Eletrobrás de 15 para 20 anos e excluiu os consumidores de baixa renda da divisão dos custos incorridos pela Eletrobrás. Outra importante medida foi com relação à promoção de incentivo à indústria nacional com a obrigação de um índice de nacionalização dos equipamentos e serviços de 60% na primeira etapa do projeto e 90% na segunda etapa para os projetos

elegíveis para a Chamada Pública (BRASIL, 2003).

Além disso, o BNDES criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica para as empresas de geração que possuíssem um CCVE com a Eletrobrás no âmbito do PROINFA. O crédito era de até 70% do investimento do projeto, com exceção dos bens e serviços importados e dos custos com o terreno. A Eletrobrás ainda garantia uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral com relação aos riscos de mercado de curto prazo no CCVE. Os contratos eram para projetos específicos com início da operação até dezembro de 2006, com duração de 20 anos (ALVES, 2010).

O PROINFA foi responsável pela instalação de 54 projetos eólicos, que totalizaram 1.422,92 MW. Essa potência instalada corresponde a 43% do total instalado pelo projeto. Apenas três regiões tiveram participação nesse montante. A Região Nordeste ficou com 36 projetos totalizando 805,58 MW, a Região Sul obteve 16 projetos de 454,29 MW no total, enquanto a Região Sudeste instalou 2 projetos de 163,05 MW no total. Entretanto, até o final de 2010, as instalações de alguns desses projetos ainda não havia sido concluída (MME, 2009).

Em 2004, as Leis nº 10.847 e 10.848 e o Decreto nº 5.163 fizeram uma nova reestruturação no setor elétrico brasileiro. A primeira Lei cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pela prestação de serviços na área de pesquisa referente ao setor elétrico, a fim de prover subsídio ao planejamento energético de longo prazo do país. A segunda Lei e o Decreto expõem o novo modelo de regulamentação da comercialização de eletricidade, baseado em dois fatores novos, o ambiente de contratação regulada e os leilões de energia nova.

O novo modelo se diferencia do Modelo de Livre Mercado vigente entre 1995 e 2003 por duas características. Em primeiro lugar, as empresas estatais voltaram a ocupar espaço no setor elétrico, passando a conviver com as empresas privadas. Em segundo lugar, além do ambiente de livre negociação de compra e venda de energia existente no modelo anterior, foi criado um ambiente regulado composto por leilões e processos de licitação por menor tarifa (VIEIRA *et al*, 2009).

O ambiente de contratação regulada corresponde aos consumidores de energia elétrica que não podem optar livremente pelo seu fornecedor, geralmente os consumidores residenciais, pequenos comerciantes e pequenas empresas. A demanda desse ambiente deve ser totalmente contratada pela distribuidora concessionária responsável. Para o atendimento da demanda futura desses consumidores são feitos os Leilões de Energia Nova, referente à contratação de longo prazo de empreendimentos futuros de geração de eletricidade. Apesar de esses leilões contemplarem todas as fontes de geração de eletricidade, a energia eólica ainda não apareceu como contratada em nenhum dos 11 leilões executados até 2010.

Posteriormente, foram criados outros tipos de leilão nos quais as fontes renováveis e, em particular, a fonte eólica obteve espaço. O Decreto nº 6048 de 27 de fevereiro de 2007, criou o Leilão de Fontes Alternativas. A promoção desses leilões, tarefa direta ou indiretamente a cargo da ANEEL, objetiva atender a demanda dos distribuidores de energia não suprida pelos demais contratos estabelecidos. Para isso, é feita a contratação, a partir de novos ou já existentes empreendimentos de geração, do volume necessário ao atendimento da demanda local. O Contrato de Energia de Reserva (CER) é celebrado entre os agentes vendedores e a CCEE, possuindo prazo máximo de 30 anos. O repasse dos custos de aquisição da energia elétrica proveniente desses leilões se dá de forma integral aos consumidores finais do SIN (BRASIL, 2004 e 2007).

O Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, regulamentou o Leilão de Energia de Reserva. A promoção desses leilões, também a cargo da ANEEL, objetiva o aumento da segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. Para isso, é feita a contratação, a partir de usinas novas, de um volume de energia superior ao necessário para o suprimento da demanda do país. O Contrato de Energia de Reserva (CER) é celebrado entre os agentes vendedores e a CCEE, possuindo prazo máximo de 35 anos. Este pode ser celebrado nas modalidades por quantidade de energia (quando o comprador paga o valor da energia contratada independentemente do consumo efetivo) ou por disponibilidade de energia (quando o comprado paga uma tarifa básica fixa mais um valor proporcional ao consumo efetivo). Além disso, todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN (BRASIL, 2008).

O primeiro leilão exclusivo de energia eólica, equivalente ao 2º Leilão de Energia de Reserva, foi realizado pelo Governo Federal no dia 14 de dezembro de 2009. O resultado foi a contratação de 1.805,7 MW, a um preço médio de venda de R\$ 148,39/MWh. Isso significou um deságio de 21,49% com relação ao teto de R\$ 189/MWh estipulado no leilão. Os contratos de compra e venda serão válidos por 20 anos a partir de 1º de julho de 2012 (EPE, 2009).

A Tabela 3.1 apresenta a distribuição entre os estados brasileiros dos projetos contratados. O leilão possibilitou a construção de 71 empreendimentos totalizando 1.805,7 MW de potência instalada, dentre as quais 63 projetos ou 89,7% da potência total serão localizados no Nordeste e 8 projetos ou 10,3% da potência total serão instalados no Sul do Brasil. Essa distribuição é importante, pois influencia o local de instalação das futuras fábricas de aerogeradores.

TABELA 3.1
Resultado do Leilão de Reserva de 2009: distribuição da potência instalada

ESTADO	PROJETOS		POTÊNCIA (MW)	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Bahia	18	25,4	390	21,6
Ceará	21	29,5	542,7	30
Rio Grande do Norte	23	32,4	657	36,4
Rio Grande do Sul	8	11,3	186	10,3
Sergipe	1	1,4	30	1,7
Total Brasil	71	100	1.805,7	100

Fonte: EPE (2009)

Em agosto de 2010, o 3º Leilão de Reserva e o 2º Leilão de Fontes Alternativas foram marcados por uma grande participação da fonte eólica. No primeiro foram contratados 20 empreendimentos eólicos equivalentes a 528,2 MW de capacidade, com um preço médio de venda de R\$ 122,69/MWh. No segundo leilão, foram contratados 50 empreendimentos com um total de 1.519,6 MW de capacidade e um preço médio de R\$ 134,52/ MWh. Todos os empreendimentos foram contratados para início da operação em 2013 (CCEE, 2011).

3.4. Análise do desenvolvimento do setor eólico

Dada a promoção tardia de políticas de incentivo ao setor eólico brasileiro, este

se encontra na fase inicial de desenvolvimento, com uma pequena capacidade instalada e com investimentos em novas plantas ainda muito espaçados. O Gráfico 3.2 mostra a evolução da capacidade instalada eólica no Brasil. Em 2002, havia apenas 22 MW de potência eólica instalada, montante que passou para 602 MW em 2009.

O crescimento foi alto, em função da baixa capacidade instalada no início do período. Porém, há uma grande oscilação da capacidade adicionada, tornando difícil a definição de alguma tendência para o setor. Essa oscilação é decorrência direta da constante mudança de políticas de incentivos ao setor eólico. Como foi apresentado na seção anterior, em apenas 10 anos, o incentivo ao setor eólico mudou do PROEÓLICA para o PROINFA e para o regime de leilões. Essa instabilidade da política de incentivos traz incerteza ao investidor, que por não saber qual será a remuneração do seu projeto no futuro não investe no setor.

Por outro lado, é possível perceber o aumento da capacidade instalada a partir de 2006 devido ao PROINFA, principalmente. Este programa foi responsável por 95% da capacidade instalada de energia eólica no país até 2009, funcionando como um impulsionador inicial do setor. Mais uma vez, a exemplo das experiências internacionais analisadas no Capítulo 2, a política de incentivos demonstra sua importância para o desenvolvimento eólico nacional (GWEC, 2009).

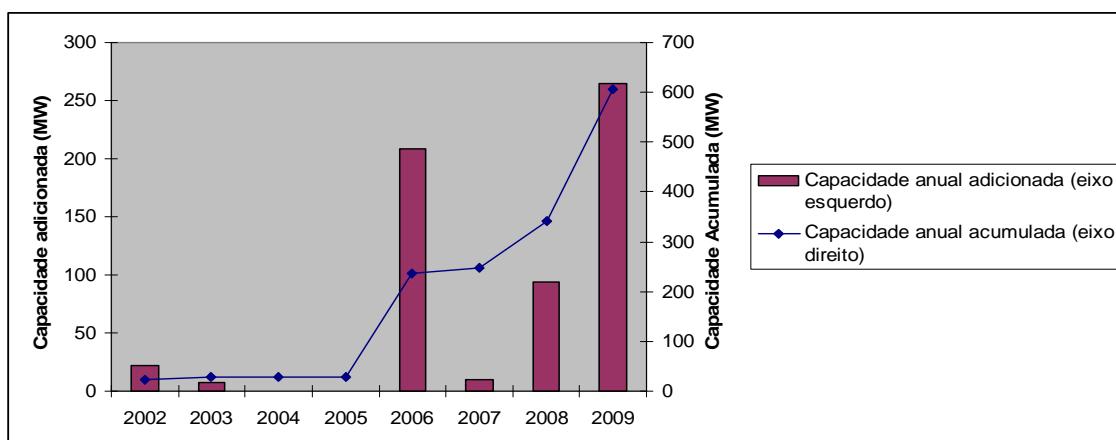


GRÁFICO 3.2 – Crescimento anual e cumulativo da capacidade instalada de energia eólica no Brasil (2002-09)

Fonte: Global Wind Energy Council (2009)

A Tabela 3.2 reforça essa análise com a apresentação do número de empreendimentos instalados e a capacidade acumulada desses empreendimentos, bem

como a parcela da fonte eólica na capacidade instalada de geração de eletricidade no Brasil entre 2002 e 2009. A energia eólica ainda ocupa um lugar muito pequeno na matriz elétrica nacional, menos de 0,4%, não obstante o seu considerável crescimento no período. Por outro lado, o número de empreendimentos quadruplicou no período, chegando a 36 em 2009.

TABELA 3.2
Empreendimentos e capacidade instalada acumulada de energia eólica (2002-09)

Ano	Quantidade de empreendimentos	Potência (MW)	Parcela no total da capacidade instalada de geração de eletricidade (%)
2002	9	22	0,03
2003	9	22	0,03
2004	11	29	0,03
2005	10	29	0,03
2006	15	237	0,25
2007	16	247	0,23
2008	30	398	0,39
2009	36	602	0,39

Fonte: ANEEL (2011)

Atualmente, o novo modelo de comercialização de energia, por meio dos leilões tem começado a dar resultados. Até 2009, apenas um desses leilões possibilitou a instalação de usinas eólicas, como destacado na seção anterior. Em 2010, foram mais dois leilões, de fontes alternativas (destinados a cobrir a demanda no curto prazo) e de reserva (destinados a cobrir a demanda no longo prazo), com grande destaque para o setor eólico. Essa nova capacidade instalada começará a aparecer nas estatísticas a partir de 2012, previsão do início da operação das primeiras plantas contratadas.

Além desses novos empreendimentos contratados nos leilões, ainda há uma parcela dos projetos do PROINFA, para a qual a instalação não foi concluída. Apenas somando a potência contratada dos três leilões citados acima, tem-se um total de 3.853,5 MW a serem instalados até 2013. Sendo assim, a previsão é de grande expansão do setor eólico brasileiro, ao menos para os próximos dois anos.

A década de 2000 foi muito importante para o setor eólico, uma vez que foi marcada pelos primeiros incentivos específicos à produção de energia elétrica por fonte eólica. Primeiramente, foi instituído o PROINFA, responsável por quase toda a atual capacidade instalada de energia eólica do país. Na segunda metade da década, a

promoção de leilões passou a dar continuidade à política de incentivos ao setor.

O PROINFA enfrentou algumas dificuldades referentes, principalmente, à questão do alto grau de nacionalização dos projetos, uma vez que a indústria nacional não tinha condições de suprir toda a demanda por equipamentos e máquinas para o setor eólico. Isso refletiu no atraso do início da operação dos novos projetos e no atraso do alcance da meta da 1^a fase do Programa. Entretanto, outros problemas como a dificuldade de conexão das plantas eólicas com a rede elétrica, de obtenção de licenciamento ambiental e de obtenção de crédito para financiamento dos projetos, também contribuíram para esse atraso (ELETROBRÁS, 2007 e MME, 2007).

Isso demonstra que a necessidade de incentivos à produção de eletricidade por fonte eólica não é a única barreira ao desenvolvimento do setor. Além disso, esse atraso na instalação dos parques eólicos beneficiados pelo Programa indica que a conclusão dos projetos eólicos no Brasil é demorada. Esse fato minimiza uma importante vantagem da fonte eólica que é a rapidez de conclusão dos projetos e início da operação de produção de energia.

Os leilões são interessantes para um setor em estágio inicial, como o do Brasil, pois permitem a definição do preço da energia em um ambiente competitivo. Essa legislação vem se mostrando eficaz para um primeiro momento, como demonstram os resultados da capacidade e dos preços contratados.

O aumento do interesse das empresas estrangeiras no setor eólico brasileiro, movido também pelo sucesso do setor em outros países, igualmente indica que os incentivos adotados, mesmo em fase inicial, já tornam o setor atraente ao investimento. Historicamente, a única produtora de turbinas eólicas no Brasil era a alemã Wobben Windpower, subsidiária da Enercon. Mais recentemente, diversas empresas entraram no mercado brasileiro com destaque para IMPSA (Argentina), Suzlon (Índia) e Vestas (Dinamarca). Das empresas responsáveis pelo desenvolvimento e operação de parques eólicos, destacam-se a Enerfin/Elecnor e Iberdrola (Espanha), IMPSA/Energimp, Martifer (Portugal), e Pacific Hydro (Austrália). Interessante destacar que muitas dessas empresas citadas encontram-se fora do segmento de liderança do setor. Ainda assim essas empresas escolheram um setor eólico novo, como o brasileiro, para investir por

acreditarem no seu crescimento, o que comprova a sua atratividade (GWEC, 2009).

Entretanto, o Brasil ainda tem encontrado grandes dificuldades em estabelecer um incentivo de longo prazo. Uma política de incentivos à produção focada exclusivamente em leilões faz surgir dois problemas principais. Além dos investidores ficarem sujeitos à disponibilidade de novos leilões, não há como saber qual será o preço nesses leilões. Como ocorrido nos EUA, esse problema de incerteza com relação à remuneração da produção é refletido diretamente na capacidade adicional instalada ao longo do período. Essa é a principal dificuldade a ser vencida a curto prazo no setor eólico brasileiro.

Considerando essa perspectiva, o próximo passo é analisar de que forma as políticas de incentivo ao setor eólico podem evoluir, a fim de dar continuidade ao seu desenvolvimento.

CONCLUSÃO

O setor eólico vem vivenciando um grande crescimento movido pela maior atenção com relação aos impactos ambientais do setor energético, bem como com relação à segurança energética dos países nas duas últimas décadas. No Brasil, a fonte eólica possui duas importantes vantagens: o grande potencial eólico e a possibilidade de complementaridade com a fonte hídrica, abundante na matriz elétrica nacional. Sendo assim, torna-se interessante uma análise do setor eólico brasileiro e das medidas necessárias ao seu desenvolvimento, à luz das experiências internacionais de sucesso.

Devido ao seu custo de produção mais alto, em comparação com as fontes convencionais de eletricidade, a fonte eólica necessita de incentivos para se desenvolver. O nível de incentivos necessário dependerá do nível desejado da participação dessa fonte na matriz elétrica nacional. De modo a alcançar esse objetivo, e a determinar o nível de investimento que deve ser feito, o governo deve considerar dois fatores. Um é o potencial eólico do seu país e o outro é o fato de que quanto maior o desenvolvimento do setor, maiores deverão ser os incentivos aos novos projetos a fim de compensar a redução do fator de capacidade das plantas conforme áreas com ventos menos intensos e regulares vão sendo utilizadas.

Sendo assim, a primeira questão a ser discutida com relação ao setor eólico brasileiro é o nível de investimento que o governo está disposto a empregar, em balanço com o nível da participação da fonte eólica na matriz elétrica que este pretende alcançar.

A partir de então, a análise da experiência do setor eólico internacional demonstra que, apesar da comparação direta entre os diferentes países não ser possível, algumas conclusões com relação às características das políticas de incentivos podem ser tiradas. Existem vários tipos de incentivos ao setor eólico. Dentre os países analisados, verificou-se que enquanto nos EUA destacam-se os certificados verdes e os créditos à instalação de parques e à produção de energia, na Alemanha, Espanha e Dinamarca o principal instrumento utilizado é a tarifa *feed-in*.

Além disso, foi mostrado que a própria tarifa *feed-in* pode ser aplicada de diversas maneiras. Geralmente, esta tarifa assume o papel do preço da energia na venda

direta para os distribuidores da rede elétrica. Porém, como na Espanha e na Dinamarca, essa tarifa também pode assumir a forma de um bônus dado em cima do preço de mercado no caso da comercialização da energia no mercado de eletricidade. Outra variação diz respeito ao prazo do recebimento da tarifa. Na Alemanha e na Espanha, este é determinado, enquanto que na Dinamarca o prazo é por horas produzidas. Esse último tipo constitui um importante incentivo para parques eólicos com um fator de capacidade mais baixo, pois o incentivo pode ser aproveitado por mais tempo.

A possibilidade de escolha entre a venda no mercado e a venda direta aos operadores do sistema elétrico, bem como a obrigatoriedade de compra de energia eólica por parte desses operadores são importantes políticas adotadas na Espanha e Alemanha. Isso aumenta a segurança e confiança do produtor no setor por garantir sua remuneração e permitir a escolha da forma mais vantajosa de remuneração.

A estipulação de um teto para os benefícios recebidos pelos produtores na legislação espanhola também merece destaque. Considerando que a política de incentivos visa auxiliar o produtor enquanto ele precisa, a partir do momento que o preço da eletricidade aumenta a necessidade de incentivo ao produtor de fonte eólica diminui e o prêmio pode diminuir.

A redução da tarifa para novos projetos e ao longo dos anos de um contrato adotada na Alemanha foi uma excelente estratégia a fim de incentivar a inovação e, consequentemente, a redução dos custos de produção. O progresso tecnológico no setor está correlacionado com a evolução do tamanho da turbina, que leva ao ganho de escala e desenvolvimento do setor eólico, caminho para a redução dos custos de produção. Isso contribui para o objetivo da política de incentivos de tornar a indústria competitiva, de forma a não demandar mais auxílio. Entretanto, essa estratégia deve ser acompanhada de investimentos continuados em P&D para que o avanço tecnológico reduza cada vez mais os custos de produção. Nos EUA, Alemanha e Dinamarca, por exemplo, foram feitos grandes investimentos em P&D nos anos anteriores ao atual rápido crescimento do setor eólico.

Nesse ponto, também merece destaque a importância de uma política de longo prazo de incentivos, uma vez que, como ocorreu nos EUA, incertezas quanto à

continuação de políticas impactam diretamente o crescimento do setor e a operação das plantas existentes.

A equalização das remunerações dos diversos níveis de capacidade de produção das regiões foi outra importante característica da legislação alemã. O objetivo era balancear o desenvolvimento da energia eólica nos diversos tipos de regiões no país, por meio da definição de uma taxa de retorno igual para lugares com ventos de maior e menor intensidade. O resultado foi a prevenção da alta do preço da energia para o consumidor local e da sobrecarga do sistema local de áreas onde o vento é mais forte, nas quais os projetos eólicos rendem mais e a concentração desses projetos é maior.

A experiência dos EUA mostrou que apenas o incentivo à instalação de plantas eólicas não é o suficiente, porque o produtor não tem ajuda para produzir e nem garantias de venda da sua produção. Quando foi adotado um incentivo fiscal com base na produção de energia (PTC), o custo de produção diminui e o resultado foi um grande crescimento na capacidade instalada no país.

A complementação entre incentivos federais e estaduais ao setor também foi uma importante medida dos EUA, pois permite a ampliação dos benefícios concedidos, bem como certa especialização no papel de cada nível de governo. Por exemplo, no caso dos EUA, as políticas voltadas para P&D são, geralmente, do âmbito do governo federal, enquanto a política de certificados verdes fica a cargo dos governos estaduais.

Com o desenvolvimento do setor eólico, mais duas especificações da política de incentivos se mostraram interessantes. Uma é com relação à expansão *offshore*, uma vez que o custo de instalação desses parques é maior. Outra é referente à reposição de capacidade, ou seja, substituição de turbinas antigas e de menor capacidade por turbinas mais novas e de maior capacidade. Ambas as medidas possuem uma grande capacidade no aumento da produção de eletricidade por fonte eólica de um país, como demonstrado nos casos da Alemanha, Dinamarca e Espanha.

Por outro lado, a análise da experiência internacional também mostrou que a grande penetração da fonte eólica na matriz elétrica de um país faz surgir um grande problema de coordenação do sistema elétrico. Isso pode implicar na escassez de energia elétrica ou no excesso de oferta e no consequente desperdício da produção, como ocorre

na Dinamarca, além de dificuldades de estabilização da voltagem e confiabilidade da rede. Essas dificuldades podem ser minimizadas com a adoção de algumas medidas, tais como: a instalação de capacidade de *backup*; a expansão das redes de transmissão; a conexão com sistemas elétricos vizinhos, que possibilita exportar o excesso de energia e importar eletricidade quando necessário; e o aumento da gestão da produção, a exemplo do sistema de controle de produção implantado na Espanha e da proposta das *smart grids*.

No Brasil, o setor eólico ainda é muito recente e a capacidade de produção pequena. A política de incentivos já começou voltada para a produção com o PROINFA, por meio da formação de contratos de compra entre a Eletrobrás e os produtores, e, posteriormente, com os leilões, por meio da instituição de contratos de licitação entre as distribuidoras de energia e os produtores. Entretanto, ainda há grandes barreiras a serem vencidas.

Com o PROINFA, foi observada a existência de problemas além da necessidade de incentivos ao setor eólico. Mesmo com os incentivos do Programa, as dificuldades da indústria nacional de aerogeradores em atender à demanda crescente, implicando na dificuldade de atendimento do alto índice de nacionalização dos projetos, provocaram um grande atraso na autorização de novos projetos. Outros problemas como a dificuldade de conexão das plantas eólicas com a rede elétrica, de obtenção de licenciamento ambiental e de obtenção de crédito para financiamento dos projetos, também contribuíram para esse atraso.

A partir dos leilões, estes se mostraram grandes instrumentos de incentivo ao aumento da capacidade instalada, sobretudo em setores novos como o setor eólico brasileiro, pois estimulam a concorrência entre os investidores, indicando o real custo dos projetos. Entretanto, assim como nos EUA, esse tipo de política não provê segurança aos investidores. Em primeiro lugar porque estes ficam subordinados à disponibilidade de novos leilões, que garantam a compra de sua produção, para que possam investir em novas plantas. Em segundo lugar, o leilão é um ambiente de concorrência, onde o vencedor é aquele que faz a melhor oferta de preços. Portanto, não há garantias de contratação para todos os participantes. Isso não ocorre com a tarifa *feed-in*, por exemplo, pela qual todos que atendem aos requisitos são contratados.

Nesse caso, devem ser estudadas políticas que complementem o regime de leilões, para que os projetos não contratados ou não participantes dos leilões possam ter um incentivo alternativo. Por exemplo, a instituição de programas de contratação de energia eólica pelo menor preço ofertado no último leilão. Na visão do investidor, que já possui um projeto pronto, esta alternativa ainda pode parecer interessante. Esse é um interessante tema para trabalhos posteriores.

Assim, esse é o tipo de barreira ao crescimento que o setor eólico brasileiro encontra atualmente. Contudo, em um estágio mais avançado, surgirão problemas semelhantes aos dos países analisados no Capítulo 2. Essas dificuldades deverão ser vencidas não só com base em uma política de incentivos que seja estável e de longo prazo, mas também, que estimule a inovação e redução dos custos de produção, bem como a promoção do desenvolvimento da indústria de equipamentos e de turbinas para o setor eólico.

Além disso, é preciso ressaltar que, para o sucesso do setor eólico, devem ser tomadas outras medidas referentes à expansão da rede de transmissão e distribuição local, à expansão da conexão com outros sistemas elétricos vizinhos, a melhoria na gestão do sistema elétrico e a construção de capacidade de backup para atender à demanda em casos de imprevistos climáticos.

Dessa forma, quanto maior for a capacidade da política de incentivos adotada no Brasil abranger esses aspectos, maior será o seu sucesso e mais desenvolvido será o setor eólico nacional. Nessa questão, o Brasil possui uma grande vantagem que é a possibilidade de aprendizado a partir das experiências dos países líderes no setor. Isso é importante, pois o país pode antecipar-se às dificuldades, adotando soluções que se mostraram bem-sucedidas ou apresentando novas soluções para evitar ou minimizar os problemas por eles enfrentados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informações de Geração (BIG). **Evolução da Capacidade Instalada (2001 à 2010)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/EVOLUCAO_DA_CAPACIDADE_IN_TALADA_ANEEL_MME.PDF>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

ALEMANHA. Ministério do Meio Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear. **Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources (Renewable Energy Sources Act)**. Berlin, 2000. Disponível em: <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/20026/?start=50&order=Datum_desc>. Acesso em: 10 abril 2010.

_____. **Act Revising the Legislation on Renewable Energy Sources in the Electricity Sector**. Berlim, 2004. Disponível em: <<http://www.erneuerbareenergien.de/inhalt/6465/20026/>>. Acesso em: 10 abril 2010.

_____. **Graphics and Tables on the Development of Renewable Energy Sources in Germany in 2005**. Berlim, 2006. Disponível em: <http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/ee_frhj_ahr_2006_eng.pdf>. Acesso em: 10 abril 2010.

_____. **Innovation and New Energy Technologies: The Fifth Energy Research Programme of the Federal Government**. Berlim, 2005. Disponível em: <http://www.bmu.de/english/renewable_energy/downloads/doc/36411.php>. Acesso em: 10 abril 2010.

ALVES, José Jakson Amancio. Análise regional da energia eólica no Brasil. **Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional**, Taubaté, v. 6, n. 1, 2010. Disponível em: <<http://www.rbgdr.net/012010/artigo8.pdf>>. Acesso em: 24 abril 2010.

ASOCIACIÓN ARGENTINA DE ENERGÍA EÓLICA. **Panel Sobre Marco Regulatório, Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas de la Energía Eólica en Argentina**. Buenos Aires, 2009. Disponível em: <<http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/images/stories/Renergy%202009.pdf>>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA. Observatório Eólico. **Geração Eólica**. Disponível em: <http://www.aeeolica.es/contenidos.php?c_pub=10>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

BARBOSA, Gisele Silva. O Desafio do Desenvolvimento Sustentável. **Revista Visões**, v. 1, n. 4, janeiro a junho 2008. Disponível em: <http://www.fsma.edu.br/visoes/ed04/4ed_O_Desafio_Do_Desenvolvimento_Sustavel_Gisele.pdf>. Acesso em: 23 abril 2010.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

_____. **Decreto nº 6.048, de 27 de fevereiro de 2007**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2007/Decreto/D6048.htm>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

_____. **Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2008/Decreto/D6353.htm>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

_____. **Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2003/L10.762.htm>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

CASTRO, Rui M. G. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada: introdução à energia eólica**. Lisboa, março 2009. Disponível em: <http://enerp4.ist.utl.pt/RuiCastro/download/Eolica_ed4.pdf> . Acesso em: 24 abril 2010.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Comercialização de Energia. Leilões. **Leilões Anteriores**. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index.jsp?vgnnextoid=b01b9f733d60b010VgnVCM1000005e01010aRCRD>> . Acesso em: 20 março 2011.

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA (Org.). **Potencial Eólico do Brasil**. 2001. Disponível em:

<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/atlas_eolico_brasil/atlas.htm> . Acesso em: 20 novembro 2010.

CERTER FOR POLITISKE STUDIER. **Wind Energy: The Case of Denmark.** Copenague, 2009. Disponível em: <http://www.cepos.dk/fileadmin/user_upload/Arkiv/PDF/Wind_energy_-the_case_of_Denmark.pdf>. Acesso em: 24 abril 2010.

CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE. CRS Report for Congress. **Wind Power in the United States: Technology, Economic, and Policy Issues.** Washington, 2008. Disponível em: <<http://www.fas.org/sgp/crs/misc/RL34546.pdf>>. Acesso em: 20 novembro 2010.

CRESES (CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO). **Energia Eólica: Princípios e Tecnologia.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 24 abril 2010.

DANISH ENERGY AGENCY. Energy Statistics. **Annual Statistics (Figures 2009).** Copenague, 2010. Disponível em: <http://www.ens.dk/en-US/Info/FactsAndFigures/Energy_statistics_and_indicators/Annual%20Statistics/Sider/Forside.aspx> . Acesso em: 20 novembro 2010.

_____. Energy Statistics. **Monthly Statistics (Electricity Supply).** Copenague, 2010. Disponível em: <http://www.ens.dk/en-US/Info/FactsAndFigures/Energy_statistics_and_indicators/Monthly%20Statistic/Sider/Forside.aspx> . Acesso em: 20 novembro 2010.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. **Danish Wind Industry Annual Statistics 2010.** Copenague, 2010. Disponível em: <<http://www.e-pages.dk/windpower/15>>. Acesso em: 20 novembro 2010.

DEPARTMENT OF ENERGY. **Smart Grid.** Washington, 2011. Disponível em: <<http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm>>. Acesso em: 20 novembro 2010.

DEUTSCHES WINDENERGIE INSTITUT. **Statistics Archive.** Disponível em: <<http://www.dewi.de/dewi/index.php?id=47&L=0>>. Acesso em 30 abril 2010.

DIÁRIO DO NORDESTE. Maior Usina Eólica do CE irá Operar em Junho.
Publicado em: 26 de maio de 2009. Disponível em:
<<http://diariodonordeste.globo.com/materia.asp?codigo=641498>>. Acesso em 30 abril 2010.

DODGE, Darrell M. Illustrated History of Wind Power Development. **Government Programs**. Littleton, 2005. Disponível em: <<http://telosnet.com/wind/govprog.html>>. Acesso em: 25 julho 2010.

DUTRA, Ricardo Marques. **Viabilidade técnico-econômica da energia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. 2001. 259f. Tese (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

ELETROBRÁS. **Regulamentação e Incentivos às Energias Renováveis no Brasil: PROINFA**. In: *VI Encontro Fórum Permanente de Energias Renováveis*. Brasília, 2007. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/regulamentacao.pdf>>. Acesso em: 25 julho 2010.

ELLIOT, D. Renewable Energy and Sustainable Futures. **Futures**, v. 32, n. 3-4, p 261-274, abril 2000. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/issue/5805-2000-999679996-166270>>. Acesso em: 25 julho 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional (ano base 2009). Brasília, 2010. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2010.pdf>. Acesso em: 30 novembro 2010.

_____. Informe à Imprensa. **Leilão de Energia de Reserva – Eólica**. São Paulo, 2009. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214_1.pdf>. Acesso em: 30 novembro 2010.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Statistics**.

Washington, 2010. Disponível em:

<<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm>>. Acesso em: 30 abril 2010.

_____. Petroleum & Other Liquids. **Spot Prices**. Washington, 2011.

Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_a.htm>. Acesso em: 30 março 2011.

_____. Renewables and Alternate Fuels. **Wind**. Washington, 2010.

Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/wind/wind.html>>.

Acesso em: 30 abril 2010.

ESPAÑHA. **Real Decreto 436, de 12 de março de 2004**. Disponível em:

<http://wp.wke.es/web/cne/documento.asp?id=LE0000199374_20060101.html#IDAW>.

Acesso em: 23 fevereiro 2011.

_____. **Real Decreto 661, de 25 de maio de 2007**. Disponível em:

<http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd661-2007.html#a44>.

Acesso em: 23 fevereiro 2011.

_____. **Real Decreto 1432, de 27 de dezembro de 2002**. Disponível em:

<http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/rd1432-2002.html#a6>.

Acesso em: 23 fevereiro 2011.

EUROPA. Banco Central. **Statistics: Exchange Rates – Danish Krone**. Disponível

em: <<http://www.ecb.int/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-dkk.en.html>>.

Acesso em: 30 novembro 2010.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **The Economics of Wind Energy**.

Bruxelas, 2009. Disponível em:

<http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-lr.pdf>.

Acesso em: 30 abril 2010.

_____. **Wind at Work**. Bruxelas, 2008. Disponível em:

<http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/Wind_at_work_FINAL.pdf>.

Acesso em: 30 abril 2010.

_____. **Wind Energy: The Facts.** Bruxelas, 2003. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/WE TF.pdf>. Acesso em: 30 abril 2010.

FUNDAÇÃO DE AMPARO À PESQUISA DO ESTADO DE SÃO PAULO. Energia de Cataventos. **Revista Pesquisa**, ed. 135, 2007. Disponível em: <<http://revistapesquisa.fapesp.br/?art=3212&bd=1&pg=1&lg=1>>. Acesso em: 30 abril 2010.

FRATE, Cláudio Albuquerque. **Políticas Públicas para Energias Renováveis**: fator de competitividade para eletricidade eólica e siderurgia semi-integrada. 2006. 93f. Dissertação (Mestrado em Política e Gestão Ambiental) – Centro de Desenvolvimento Sustentável, Universidade de Brasília, Brasília, 2006.

HART ENERGY. Oil: What Price Can America Afford? **E&P magazine**, 19 junho 2009. Disponível em: <<http://www.epmag.com/WebOnly2009/item41209.php>>. Acesso em: 30 abril 2010.

HEAL, Geoffrey. The Economics of Renewable Energy in the United States. **Review of Environmental Economics and Policy**, v. 4, n. 1, p. 139–154, 2009. Disponível em: <<http://reep.oxfordjournals.org/content/4/1.toc>>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report**. Bruxelas, 2009. Disponível em: <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Global_Wind_2007_report/GWEC_Global_Wind_2009_Report_LOWRES_15th.%20Apr..pdf>. Acesso em: 30 abril 2010.

_____. **Global Wind Report**. Bruxelas, 2008. Disponível em: <<http://www.gwec.net/index.php?id=92>>. Acesso em: 30 abril 2010.

_____. **Global Wind Report**. Bruxelas, 2007. Disponível em: <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/test2/gwec-08-update_FINAL.pdf>. Acesso em: 30 abril 2010.

_____. **Global Wind Report.** Bruxelas, 2006. Disponível em:
<http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/gwec-2006_final_01.pdf>. Acesso em: 30 abril 2010.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Efficiency, Electricity Demand and Smart Grids.** Rio de Janeiro, 2010. Disponível em:
<http://www.iea.org/speech/2010/bradley_rio.pdf>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

_____. Global Renewable Energy: Policies and Measures. **250 MW Wind Programme.** Paris, 2011. Disponível em:
<<http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=re&id=1101&action=detail>>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

_____. IEA Wind. **Annual Report 2002.** Boulder, 2003. Disponível em:
<http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2002.html>. Acesso em 10 abril 2010.

_____. IEA Wind. **Annual Report 2003.** Boulder, 2004. Disponível em:
<http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2003.html>. Acesso em 10 abril 2010.

_____. IEA Wind. **Annual Report 2004.** Boulder, 2005. Disponível em:
<http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2004.html>. Acesso em 10 abril 2010.

_____. IEA Wind. **Annual Report 2005.** Boulder, 2006. Disponível em:
<http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2005.html>. Acesso em 10 abril 2010.

_____. IEA Wind. **Annual Report 2006.** Boulder, 2007. Disponível em:
<http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2006.html>. Acesso em 10 abril 2010.

_____. IEA Wind. **Annual Report 2007.** Boulder, 2008. Disponível em:
<http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2007.html>. Acesso em 10 abril 2010.

_____. IEA Wind. **Annual Report 2008.** Boulder, 2009. Disponível em:
<http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2008.html>. Acesso em 10 abril 2010.

_____. IEA Wind. **Annual Report 2009.** Boulder, 2010. Disponível em:
<http://www.ieawind.org/AnnualReports_PDF/2009/2009AR_92210.pdf>. Acesso em 9 janeiro 2011.

IOWA ENERGY CENTER. Wind Energy Manual. **A History of Wind Energy**. Ames, 2003. Disponível em: <<http://www.energy.iastate.edu/renewable/wind/wem/history.htm>>. Acesso em: 20 novembro 2010.

KUPFER, David; HASENCLEVER, Lia (orgs.). **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY. **Revealing the Hidden Value that the Federal Investment Tax Credit and Treasury Cash Grant Provide To Community Wind Projects**. Berkeley, 2010. Disponível em: <<http://www1.eere.energy.gov/library/viewdetails.aspx?productid=4086&Page=9>>. Acesso em: 21 novembro 2010.

_____. **Using the Federal Production Tax Credit to Build a Durable Market for Wind Power in the United States**. Berkeley, 2007. Disponível em: <<http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/reports/63583.pdf>>. Acesso em: 21 novembro 2010.

MARQUES, Jeferson. **Turbinas Eólicas**: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação. 2004. 158f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Programas. **PROINFA**. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>>. Acesso em: 24 abril 2010.

_____. **PROINFA: Política Pública de Energia Renovável**. In: *Seminario Internacional de Alto Nivel: Visión Estratégica de las Energía Sostenibles en América Latina y El Caribe*. Santiago, 2007. Disponível em: <http://www.eclac.org/drni/noticias/noticias/1/28921/Laura_Porto.pdf>. Acesso em: 24 abril 2010.

_____. **PROINFA: Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**. Brasília, 2009. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>>. Acesso em: 24 abril 2010.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **80 and 100 Meter Wind Energy Resource Potential for the United States**. Dallas, 2010. Disponível em <http://www.windpoweringamerica.gov/pdfs/wind_maps/poster_2010.pdf>. Acesso em: 21 novembro 2010.

OLIVEIRA, V. R. **The Use of Wind Energy for Electricity Generation in Brazil**. 2002. 100f. Dissertação (Mestrado em Ciências – Sistemas de Energia e o Meio Ambiente) – Departamento de Engenharia Mecânica, University of Strathclyde, Glasgow, 2002.

PEREIRA, Marcello Monticelli. **Um Estudo do Aerogerador de Velocidade Variável e Sua Aplicação para Fornecimento de Potência Elétrica Constante**. 2004. 98 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2004.

RAGWITZ, Mario; HUBER, Claus. **Feed-In Systems in Germany and Spain and a Comparison**. Karlsruhe, 2005. Disponível em: <http://www.bmu.de/english/renewable_energy/downloads/doc/35604.php>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

SALLES, Ana Claudia Nioac de. **Metodologias de Análise de Risco para Avaliação Financeira de Projetos de Geração Eólica**. 2004. 83 f. Tese (Mestrado em Planejamento Energético) - Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SCHULTZ, Dario. *et al.* Sistemas Complementares de Energia Eólica. **Espaço Energia**, edição nº 3, 2005. Disponível em: <<http://www.espacoenergia.com.br/edicoes/3/003-02.pdf>>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

SMART GRIDS FOR INDIA (BLOG). **Countries Across the World Embracing Smart Grid**. Agosto, 2010. Disponível em: <<http://smartgrid-for-india.blogspot.com/2010/08/countries-across-world-embracing-smart.html>>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

TERCIOTE, Ricardo. **A Energia Eólica e o Meio Ambiente**. In: *IV Encontro de Energia no Meio Rural*, Campinas. Proceedings online, 2002. Disponível em: <http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000100002&lng=en&nrm=abn>. Acesso em: 25 julho 2010.

THE BREAKTHROUGH INSTITUTE. **Case Studies in American Innovation: A New Look at Government Involvement in Technological Development**. Oakland, 2009. Disponível em: <<http://thebreakthrough.org/blog/Case%20Studies%20in%20American%20Innovation.pdf>>. Acesso em: 25 julho 2010.

THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. **The Costs of Generating Electricity**. Londres, 2004. Disponível em: <http://www.raeng.org.uk/news/publications/list/reports/Cost_Generation_Commentary.pdf>. Acesso em: 25 julho 2010.

UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS. Renewable Energy Research Laboratory. **Wind Power: Capacity Factor, Intermittency, and what happens when the wind doesn't blow?** Amherst, 2011. Disponível em: <http://www.ceere.org/rerl/about_wind/RERL_Fact_Sheet_2a_Capacity_Factor.pdf>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

VIEIRA, J. M, et al. **Uma Análise de Competitividade para Geração de Energia Elétrica**. In: *XIII Eriac Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré*, Puerto Iguazú, 2009. Disponível em: <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/C5/C5-05.pdf>>. Acesso em: 23 fevereiro 2011.

VOLKER QUASCHNING. **Renewable Electricity Generation Capacity in Germany**. Berlim, 2010. Disponível em: <http://www.volker-quaschning.de/datserv/ren-Leistung-D/index_e.php>. Acesso em: 21 novembro 2010.