



ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: UMA COMPARAÇÃO DO PROINFA E DOS NOVOS LEILÕES

Autor: Pedro Jordão Salino

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador (es): Claudia do Valle Costa

Emilio Lèbre La Rovere

Rio de Janeiro
Fevereiro 2011

**ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: UMA COMPARAÇÃO DO PROINFA
E DOS NOVOS LEILÕES**

Pedro Jordão Salino

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DA ESCOLA
POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO
DO GRAU DE ENGENHEIRO AMBIENTAL.

Examinada por:

Claudia do Valle Costa, D.Sc.
(Orientador)

Prof. Emilio Lèbre La Rovere, D. Sc.
(Co-orientador)

Prof. Haroldo Mattos de Lemos, M. Sc

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
FEVEREIRO de 2011

Salino, Pedro Jordão

Energia eólica no Brasil: Uma comparação do PROINFA e dos novos leilões / Pedro Jordão Salino – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2011.

vii, 110 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Claudia do Valle Costa

Emilio Lèbre La Rovere

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia ambiental, 2011.

Referências Bibliográficas: p.104-107.

1. Energia eólica 2. PROINFA 3. Novos leilões . I. Costa, Claudia do Valle *et al.*. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Ambiental. III. Energia eólica no Brasil: Uma comparação do PROINFA e dos novos leilões.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Ambiental.

ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: UMA COMPARAÇÃO DO PROINFA E DOS NOVOS LEILÕES

Pedro Jordão Salino

Fevereiro/2011

Orientadores: Cláudia do Valle Costa e Emilio Lèbre La Rovere

Curso: Engenharia Ambiental

Este trabalho apresenta um panorama da energia eólica no Brasil e no mundo, evidenciando seus principais aspectos técnicos e ambientais, mostrando o crescimento do mercado da energia eólica nos últimos anos e os fatores e políticas que ajudaram a promover essa evolução. No âmbito nacional, este estudo descreve também o atual cenário da geração de energia elétrica no país, assim como o seu potencial eólico e os programas e recursos utilizados pelo Brasil para promover o desenvolvimento interno desta fonte de energia. Desta maneira foi analisado o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) lançado pelo governo através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 em comparação com os três últimos leilões realizados até o final do ano de 2010 que tiveram empreendimentos de energia eólica vencedores, Observando os fatores de capacidade das usinas eólicas já em operação com os fatores de capacidade estimados pelos empreendimentos dos leilões, assim como o “Preço Premium” atual do PROINFA e as tarifas resultantes desses leilões, percebemos que em ambos os casos há uma grande discrepância de valores.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

WIND ENERGY IN BRAZIL: A COMPARISON OF PROINFA AND NEW AUCTIONS

Pedro Jordão Salino

February/2011

Advisors: Claudia do Valle Costa e Emilio Lèbre La Rovere

Course: Environmental engineering

This paper presents an overview of wind energy in Brazil and in the world, portraying its main technical and environmental aspects, showing the growth of the wind energy's market and the investments that were made to promote such evolution. Focusing on the Brazilian wind energy market, this study describes its current scenario, its potential, and the investments being done towards the development of this energy source. In a more specific level, the case of PROINFA ("Alternative sources of energy incentive's program") was studied. A program that was set forth by the Brazilian government (Law n. 10.438 de 2002), in comparison to the three last auctions (three last bidding process) – until December 2010 – that had wind energy enterprises as winners. Analyzing the capacity factors of wind farms already in operation with capacity factors estimated by the enterprises of the auction, as well as the "Price Premium" PROINFA and current rates resulting from these auctions, we find that in both cases there is a discrepancy values.

Índice:

1. Introdução	1
2. Panorama geral da fonte eólica.....	4
2.1. Breve histórico da tecnologia de energia eólica.....	4
2.2. Aspectos técnicos relevantes.....	6
2.3. Princípios básicos para instalação de parques eólicos	8
2.4. Questões ambientais	12
2.4.1. Impactos Ambientais Negativos.....	13
2.4.2. Benefícios Ambientais	24
3. Mercado mundial de energia eólica.....	27
3.1. Panorama mundial atual.....	27
3.2. Políticas e incentivos.....	32
3.3. Custos da Energia Eólica	41
4. Panorama Brasileiro	44
4.1. Oferta e demanda de energia.....	44
4.2. Sistema Elétrico Nacional	47
4.3. Recurso eólico brasileiro.....	53
5. Geração eólica contratada no Brasil.....	55
5.1. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	55
5.2. Efeito Estufa e Aquecimento Global.....	62
5.2.1. Protocolo de Quioto	67
5.2.2. Os Mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto	70
5.2.3. MDL Programático.....	75
5.2.4. Mercados Voluntários de Carbono.....	77
5.3. Créditos de Carbono no PROINFA.....	78
5.4. Leilões para energia eólica.....	81
5.5. Fatores de Capacidade.....	94

5.6. Comparação entre PROINFA e novos leilões	97
6. Conclusões e recomendações	103
7. Bibliografia.....	107

1. Introdução

As atividades desenvolvidas pelo homem sempre estiveram relacionadas à modificação do meio ambiente. As intensas transformações ambientais ocorridas ao longo de séculos de exploração de recursos naturais, decorrentes da ação humana, contribuíram para o surgimento de diversas conseqüências positivas e negativas, sendo muitas ainda não tão bem entendidas pela ciência moderna, como o aquecimento global. Existem muitas controvérsias acerca do impacto da atividade produtiva do homem sobre o aumento da temperatura global, motivadas pelo fato de que o planeta possui ciclos naturais de aquecimento e resfriamento. No entanto, pesquisas recentes vêm contribuindo para a formação de um consenso em torno do fato de que a atividade humana está afetando o clima terrestre de maneira determinante. As mais recentes descobertas científicas indicam, que apesar das variações naturais do clima, o aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) emitidos por fontes antropogênicas está alterando significativamente o equilíbrio do sistema do clima e seus efeitos já podem ser observados (IPCC, 2007).

Historicamente, os países industrializados têm sido responsáveis pela maior parte das emissões globais de gases de efeito estufa. Entretanto, atualmente vários países em desenvolvimento, como China e Índia, também se encontram entre os grandes emissores. A principal fonte de emissão desses gases é a queima de combustíveis fósseis, principalmente petróleo e carvão mineral, porém uma parcela significativa dessas emissões é decorrente das mudanças no uso da terra, como as queimadas de florestas.

Assim, diversas ações multilaterais têm sido propostas na busca por alternativas que atenuem o problema do aquecimento global. Essas ações podem ser divididas em três grandes frentes: aprofundamento do conhecimento científico sobre as mudanças climáticas e seus possíveis impactos, ações de mitigação da intensificação do efeito estufa, principalmente através de redução de emissões dos GEE e ações de adaptação as essas possíveis mudanças.

Uma das medidas então, que vem sendo adotada em diversos países é a diversificação da matriz energética e a troca do uso de combustíveis fósseis, principalmente do

petróleo e seus derivados, por novas fontes limpas e renováveis, como a energia eólica, que será objeto de estudo desse trabalho.

A energia eólica é utilizada há milhares de anos para finalidades diversas, como o bombeamento de água, moagem de grãos e outras aplicações que envolvem energia mecânica. Para a geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo (década de 1970), e posteriormente com o aumento da discussão a respeito do aquecimento global, é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial.

Neste contexto, a primeira turbina de energia eólica do Brasil foi instalada em Fernando de Noronha em 1992 e, dez anos depois, o governo criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) para incentivar a utilização de outras fontes renováveis, como eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), estabelecendo a instalação de 3.300 MW de energia produzida por essas fontes, sendo inicialmente previstos 1.100 MW de cada uma.

Posteriormente, foi definido pela Lei nº 10.848/2004 que a contratação de energia elétrica para cobertura do consumo no ambiente regulado e para a formação de lastro de reserva deverá ser feita através de leilões públicos específicos. Desta forma, até o momento atual, o governo realizou 3 leilões onde foram contratados energias provenientes de fontes eólicas, sendo eles o 2º Leilão de Energia de Reserva (dezembro de 2009), 3º Leilão de Energia de Reserva (agosto de 2010) e o 2º Leilão de Fontes Alternativas (agosto de 2010).

Deste modo, o presente trabalho tem como objetivo apresentar o atual cenário mundial e brasileiro da energia eólica e fazer uma comparação entre os preços e fatores de capacidades dos empreendimentos em operação pelo PROINFA e os empreendimentos vencedores dos novos leilões, procurando observar se há disparidade ou equivalência nos valores.

O trabalho se divide em sete capítulos, sendo o Capítulo 1 a introdução.

O Capítulo 2 apresenta, além de um histórico sobre a energia eólica, os principais básicos e aspectos técnicos e ambientais envolvendo esse tipo de empreendimento.

O Capítulo 3 abrange a questão das mudanças climáticas e seus possíveis impactos, o Protocolo de Quioto e o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL)

O Capítulo 4 apresenta um panorama mundial do mercado de energia eólica, além das políticas de incentivo para essa tecnologia adotada em diversos países e seus custos geras.

O Capítulo 5 apresenta o atual panorama brasileiro da energia eólica, onde é mostrada a oferta e demanda do país em energia, como funciona o sistema elétrico nacional, a sua estimativa de potencial eólico e, posteriormente, apresenta o Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (PROINFA) e os novos leilões, com seus resultados e comparações.

O Capítulo 6 apresenta na conclusão do trabalho.

O Capítulo 7 apresenta a bibliografia.

2. Panorama geral da fonte eólica

2.1. Breve histórico da tecnologia de energia eólica

Com a evolução da agricultura, o homem precisava cada vez mais de tecnologias para auxiliá-lo na produção e beneficiamento de alimentos. Desta maneira, inicialmente foram desenvolvidos moinhos que utilizavam esforços humanos ou animais para realizar atividades como a moagem de grãos e o bombeamento de água.

O aprimoramento desses moinhos levou à utilização de outras forças motrizes. Primeiramente, percebeu-se a possibilidade de utilizar cursos d'água para realizar o esforço necessário. Como não eram todos os locais que dispunham de rios, teve-se a idéia de extrair a força dos ventos, surgindo então os moinhos de vento.

Apesar do primeiro registro histórico de utilização de energia eólica para moagem de grão e bombeamento d'água ser proveniente da Pérsia, por volta de 200 a.C, acredita-se que outras civilizações antigas como a China e o Império Babilônico já utilizavam esta tecnologia de maneira mais rústica. Após as Cruzadas, os moinhos de vento foram levados e amplamente utilizados por toda a Europa (CEPEL, 2008).

No início do século XIX deu-se início a utilização da energia eólica para geração elétrica. Em 1888, Charles F. Brush ergueu em Cleveland, Ohio, o primeiro cata-vento com esta finalidade, fornecendo 12 kW em corrente contínua para o carregamento de baterias, as quais iriam fornecer energia para lâmpadas incandescentes (CEPEL, 2008).

Durante a Segunda Guerra Mundial (1939 – 1945), os países realizavam grandes esforços para economizar combustível fóssil, o que contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte (SHEPHERD, 1994). Entretanto, após o fim da guerra, a tecnologia de geração eólica ainda não era economicamente competitiva se comparada aos combustíveis fósseis e usinas hidrelétricas, o que levou ao seu abandono para fins comerciais.

Nas décadas seguintes, várias pesquisas em aerogeradores foram realizadas em países como Alemanha, Estados Unidos, França, Inglaterra e Dinamarca e a partir da década de 1980 essa tecnologia veio apresentando um desenvolvimento impressionante, principalmente devido a políticas de incentivo, podendo destacar o estado da Califórnia,

nos EUA. Nesta década os diâmetros típicos variavam de 10 a 25 metros (CASTRO, 2008).

Durante a década de 1990 até os dias de hoje, o aumento da capacidade de energia instalada em todo o mundo tem chamado a atenção de companhias elétricas e pesquisadores, fazendo crescer a variedade de tipos e modelos de turbinas no mercado (Alexandre Costa, 2007). Em meados da década de 1980 o tamanho médio de uma turbina ficava na faixa dos 100 até 500 kW (CASTRO, 2008). Com a evolução da tecnologia, nos anos 90 o tamanho médio chegou a 1000 kW, e atualmente as turbinas eólicas mais usadas estão na faixa dos 2 MW, conforme pode ser visto na Figura 1.

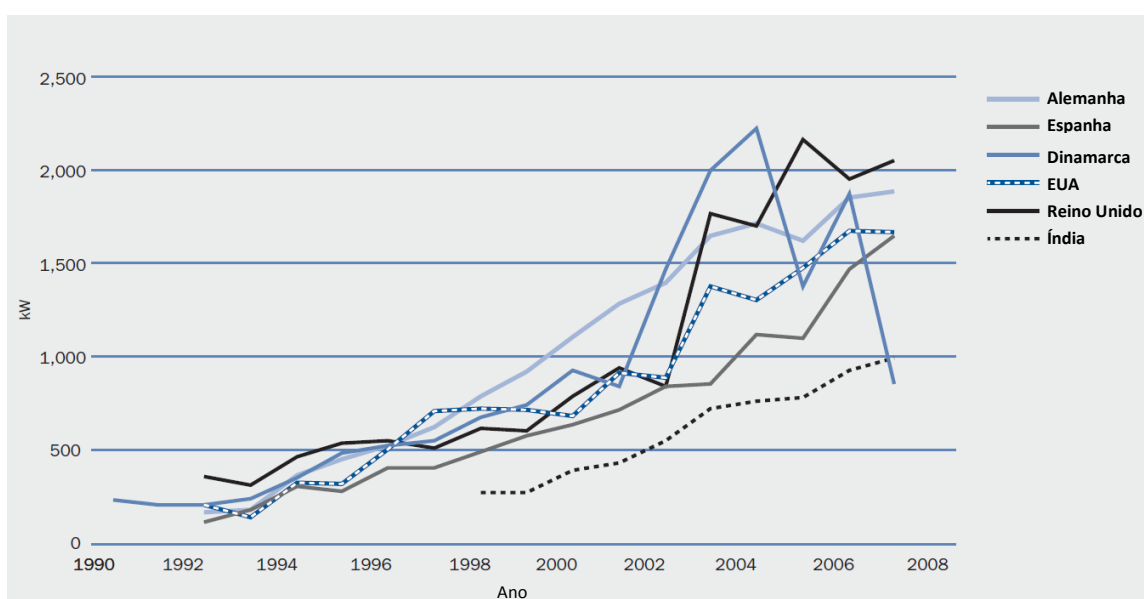


Figura 1 - Desenvolvimento da potência das turbinas eólicas em diversos países

Fonte: EWEA, 2009

Na década de 1990, o tamanho físico das turbinas teve um crescimento extremamente acelerado, porém a partir de 2000 essa expansão começou a diminuir, sendo que nos últimos anos não houve grande variação no diâmetro das turbinas, tendo este se estabilizado na faixa dos 125 metros, conforme pode ser visto na Figura 2.

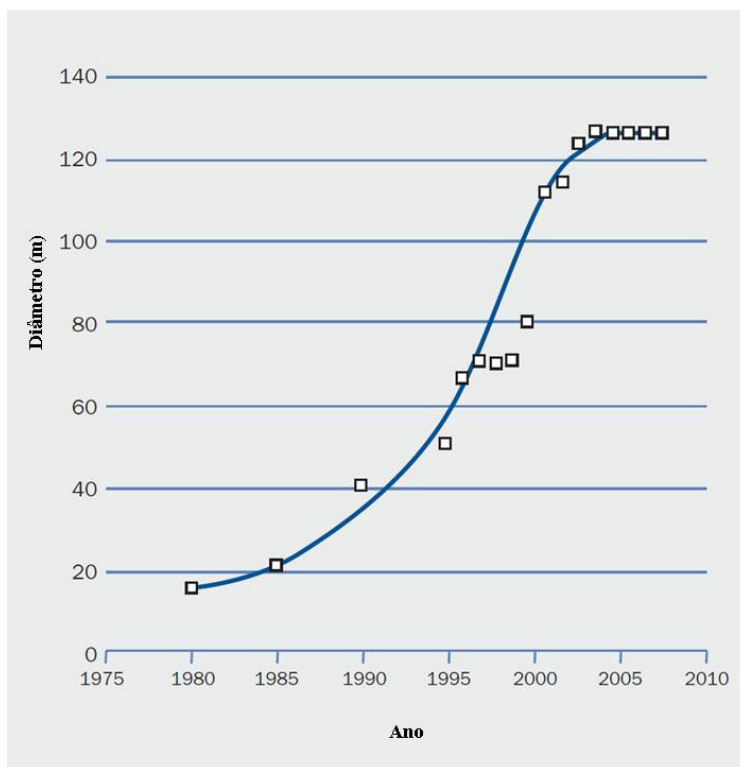


Figura 2 - Crescimento do diâmetro das turbinas

Fonte: EWEA, 2009

2.2. Aspectos técnicos relevantes

A quantidade de energia contida no vento varia de acordo com as condições climáticas e topográficas locais, onde as diferenças de temperatura entre variados tipos de solos e terrenos são os principais responsáveis pelo deslocamento de ar.

Desde a década de 1980, quando as primeiras turbinas eólicas comerciais foram desenvolvidas, esta tecnologia já sofreu grandes mudanças e aperfeiçoamentos quanto a sua eficiência e design. Atualmente o modelo de turbina mais usado no mundo é o de eixo horizontal com três pás (GWEC, 2008), que tem seu funcionamento baseado no princípio da aerodinâmica das turbinas de avião.

As turbinas eólicas podem operar com diferentes velocidades de vento, indo desde aproximadamente 4 m/s até 25 m/s, e podem ser instaladas e operadas eficientemente em diferentes locais e condições climáticas, variando desde desertos até zonas árticas (GWEC, 2008).

As turbinas de eixo horizontal, movidas por forças aerodinâmicas, podem ser divididas em três grandes partes: a torre, o nacele e o rotor/pás. Conforme mostrado anteriormente, desde os anos 80 até os dias atuais, foi observado um aumento de 10 vezes na potência da turbina, passando de cerca de 200 kW para 2 MW (CASTRO, 2008), conforme pode ser visto na Figura 1.

A torre é a estrutura de sustentação e posicionamento dos rotores a uma altura conveniente, podendo chegar a mais de 100 metros. Com o aumento do peso dos rotores e naceles e a necessidade de alturas cada vez maiores, as torres atualmente são feitas de metal tubular ou concreto, podendo ou não ter cabos tensores.

O nacele é o envoltório montado sobre a torre que abriga o gerador, a caixa de engrenagens e o sistema de controle. Devido à necessidade de manter o rotor alinhado com a direção do vento para extrair a máxima energia possível, o nacele contém um sistema de motores para adequar o posicionamento da turbina.

O eixo é o responsável pelo acoplamento das pás ao gerador, fazendo a transferência da energia mecânica da turbina. As pás, geralmente feitas de material sintético como plástico reforçado com fibra de vidro, são as que fazem a interação com o vento, transformando energia cinética em mecânica. A escolha do número de pás vem da capacidade de captura de energia por elas. Se o diâmetro e a solidez (razão entre área total das pás e área varrida por elas) forem mantidos constantes, o rendimento aumenta com o número de pás devido às chamadas perdas de extremidade. O acréscimo na energia capturada ao vento está estimado em cerca de 3 a 5% quando se passa de duas para três pás (CASTRO, 2008), mas esta percentagem torna-se progressivamente menor à medida que se aumenta o número de pás. Desta maneira, por questões de viabilidade econômica, em geral são utilizadas três pás, embora às vezes sejam adotadas duas devido a diminuição de peso e custo.

Em relação à superfície de ataque do vento incidente nas pás, o rotor pode ser colocado a montante (*upwind*) ou a jusante (*downwind*) da torre. A opção *upwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado da frente é favorecida pelo fato de o vento incidente não ser perturbado pela torre. Por outro lado, a opção *downwind*, em que o vento ataca as pás pelo lado de trás, permite o auto-alinhamento do rotor na direção do vento, entretanto o escoamento é perturbado pela torre antes de incidir no rotor.

A figura 3 apresenta esquematicamente uma turbina eólica.

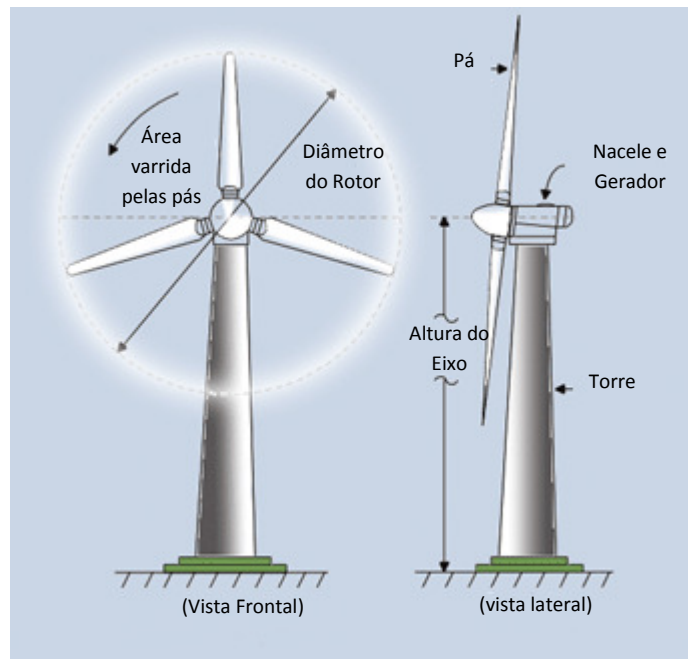


Figura 3 - Esquema de uma turbina eólica

A energia gerada por cada turbina é levada a um transformador, geralmente localizado no nacelle, que irá aumentar a voltagem da eletricidade produzida até os níveis necessários para o sistema coletor, que por sua vez irá levar a eletricidade gerada pelo grupo de turbinas disponível no parque eólico até a subestação.

2.3. Princípios básicos para instalação de parques eólicos

Para a escolha do local mais apropriado para a instalação de um parque eólico, as características fundamentais que devem ser analisadas inicialmente são (ROSA, 2003):

- **Recurso eólico disponível:** O projeto e os equipamentos adequados escolhidos serão baseados nas características do vento no local escolhido. Para estimar a produção de energia, é necessária uma base de dados com pelo menos 10 anos de medição de velocidade do vento. Como em geral esses dados não existem, a medição é feita durante um ou dois anos e é feita uma correlação e regressão para se obter séries de longo prazo.

- Rede elétrica de conexão: O conhecimento e caracterização da rede elétrica é fundamental para a definição dos parâmetros elétricos e para a otimização do parque eólico. As principais grandezas necessárias para se conhecer são: potência de curto-circuito; ângulo de impedância de curto-circuito; nível e regulação da tensão no ponto de conexão; características dos transformadores da subestação de integração; características das linhas de transmissão; distância do ponto de conexão ao parque eólico e; regime de neutro. Além disso, a distância do Parque Eólico às subestações e linhas de transmissão próximas pode ser determinante para o projeto.

A identificação de fontes de capital, assim como o mercado e os compradores da energia elétrica que será gerada são fundamentais para a continuidade do projeto. A energia eólica é uma das mais competitivas no mercado de energia renovável e seu custo continua caindo. Porém, a instalação de um parque utilizando este recurso natural requer grandes investimentos financeiros, conforme será visto adiante. Desta maneira, a identificação de fontes de capital, assim como de mercado e possíveis compradores para a energia elétrica que será gerada são fundamentais para a continuidade do projeto, pois isto irá assegurar os recursos necessários para a sua construção, operação e manutenção, além de serem informações imprescindíveis para ser realizado o estudo de viabilidade.

O desenvolvimento tanto do projeto básico como do executivo irá depender de vários fatores que irão alterar os custos e a produtividade da usina. Por exemplo, a energia gerada por uma turbina é função do cubo da velocidade média do vento, o que significa que pequenas diferenças na velocidade podem causar grandes variedades na produtividade e custo da energia. A escolha do tipo de turbina e fabricante deve ser analisada com cuidado, pois algumas máquinas são projetadas para operar de forma mais eficiente em menor velocidade de vento, enquanto que outras são destinadas a regimes de ventos mais fortes.

Após ser feito o levantamento dessas informações iniciais e escolhido o local, a próxima etapa será garantir o acesso ao terreno desejado. Para isto, deverão ser abertas estradas apropriadas para os equipamentos e veículos que irão circular na localidade durante as obras e após sua entrada em operação, além de ser necessário fazer acordos indenizatórios com os proprietários da área, sejam eles públicos ou privados, e com as comunidades locais.

As questões ambientais, sociais e de zoneamento devem acompanhar paralelamente ao desenvolvimento do projeto do parque eólico. Os estudos e licenças exigidas pelos órgãos competentes são indispensáveis para sua implantação e operação, não podendo deste modo, ser deixadas em segundo plano. Além disso, solicitações de alterações no projeto podem ser requisitadas pelo governo para melhor adequação socioambiental do empreendimento, geralmente visando à diminuição ou mitigação de impactos ambientais e sociais.

Após assegurar a venda da eletricidade que será gerada, finalizar o design e receber as licenças pertinentes será possível iniciar as obras. Nesta etapa as peças serão produzidas e transportadas até o local da usina, a área será preparada e limpa para que em seguida sejam feitas as fundações e instalações. Após a chegada dos equipamentos e adequação do terreno, a torre será erguida, o rotor, o nacele e a rede coletora serão instalados e ligados à subestação.

Por fim o parque eólico será testado antes de entrar em operação, onde pequenos ajustes ainda poderão ser feitos. Ao se tornar plenamente operacional, a energia gerada será injetada na rede e a equipe de operação e manutenção irá assumir a usina.

Abaixo, segue um fluxograma simplificado com as principais etapas da instalação de um parque eólico.

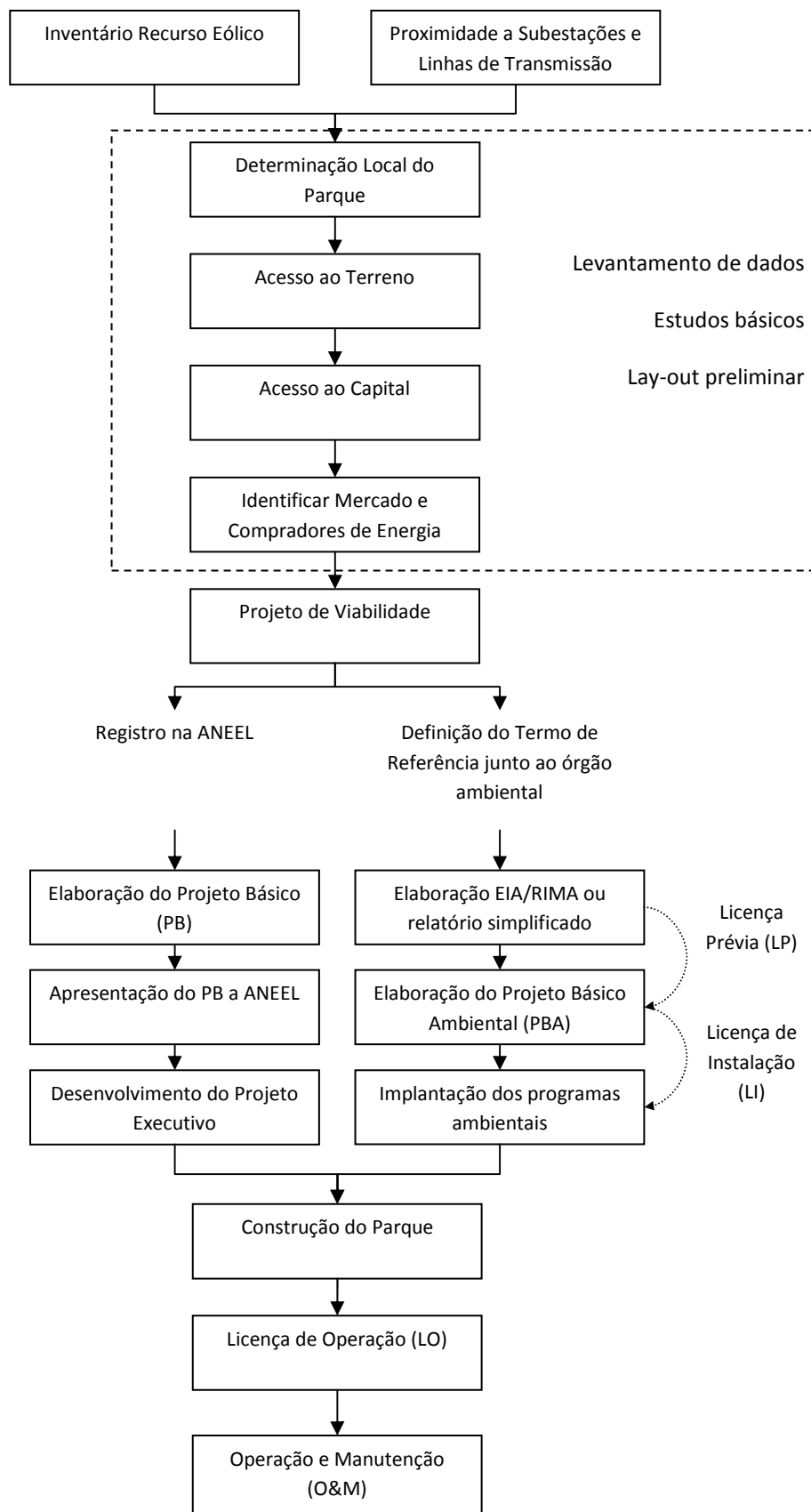


Figura 4 - Fluxograma com as principais etapas da instalação de um parque eólico

Fonte: Elaboração Própria

2.4. Questões ambientais

O último século foi marcado pelo rápido avanço tecnológico e também por grandes agressões ao meio ambiente, decorrentes de um desenvolvimento que não considerou os impactos relevantes da Revolução Industrial e a possibilidade de escassez dos recursos naturais. A conscientização ambiental só começou a aparecer de forma mais clara por volta da década de 1960, principalmente com movimentos sociais contra este modelo de desenvolvimento adotado após a 2ª Guerra Mundial e que vinha se estendendo durante o período da Guerra Fria.

Desta maneira, em 1972 foi realizada a Conferência das Nações Unidas Sobre o Meio Ambiente Humano, em Estocolmo, onde foram reunidos 113 países, projetando mundialmente a necessidade de tomadas de posição e decisões dos países, em especial as grandes potências, em relação ao modelo de desenvolvimento vigente, caracterizado pelas ações econômicas que consideravam, erroneamente, os recursos naturais como fonte inesgotável de riqueza, levando à degradação ambiental e humana.

Como principais resultados, os participantes da conferência assinaram um documento histórico, com 26 princípios a serem seguidos e, como desdobramento, foi criado o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), a primeira agência ambiental global. Além disso, a partir desse momento, o Banco Mundial – BIRD, o Banco Interamericano do Desenvolvimento – BID, e outros organismos passaram a recomendar aos países recipientes dos financiamentos, a inclusão da Avaliação de Impactos Ambientais – AIA nos processos de planejamento e decisão de planos, programas e projetos de desenvolvimento.

Em seguida, uma série de outras reuniões e conferências foram organizadas para se discutir e resolver as questões ambientais ao redor do mundo, como a Primeira Conferência Mundial do Clima, em 1979, que pediu aos governos antever e prevenir as potenciais mudanças no clima causadas por ações humanas.

Atualmente, as grandes potências vêm incentivando cada vez mais o desenvolvimento de tecnologias limpas, buscando reduzir as emissões de gases de efeito estufa e danos ao meio ambiente. Nos últimos anos, países como Alemanha, Dinamarca, Estados Unidos, China, entre outros, que vêm buscando atender com melhor qualidade o suprimento energético e diversificar sua matriz, engajaram-se no desenvolvimento de energias

renováveis, dando incentivos e subsídios a implantação destas fontes, o que estimula o crescimento de mercado.

Dentre as diversas opções de novas tecnologias, a eólica vem tendo grande destaque no mercado mundial, conforme foi visto ao longo deste trabalho, porém como todas as fontes de geração elétrica atuais, ela apresenta vantagens e desvantagens ao meio ambiente. Como benefícios podemos citar, por exemplo, a não utilização de água como elemento motriz, nem como fluido refrigerante, a não produção de resíduo radioativo e a não emissão de poluição atmosférica nem gases de efeito estufa. Além disso, pode-se também utilizar a área do parque eólico como pastagens e outras atividades agrícolas. Por outro lado, as características ambientais desfavoráveis são, por exemplo: impacto visual, ruído, interferência eletromagnética, danos à fauna. Entretanto, algumas destas características podem ser significativamente minimizadas com planejamento adequado e inovações tecnológicas.

2.4.1. Impactos Ambientais Negativos

Quando se idealiza o projeto de um parque eólico, é comum pensar de imediato nos benefícios ambientais que esta energia renovável pode trazer. Entretanto, como qualquer outro grande empreendimento, alguns impactos ambientais negativos podem surgir se esta obra não for gerida de forma adequada. Como foi visto anteriormente, a construção de uma usina eólica envolve mais do que simplesmente levantar turbinas, mas também deverão ser abertas estradas e rodovias, o terreno deverá ser preparado com possível retirada da vegetação local, serão realizadas obras de fundação, a usina deverá ser interligada a uma subestação e a linha de transmissão, etc.

A seguir, serão apresentados alguns impactos ambientais que vêm surgindo em projetos ao redor do mundo, como consequência desse conjunto de ações realizado durante as fases de implantação e operação de parques eólicos. Vale ressaltar que as principais experiências com esses problemas são internacionais, principalmente vindas dos EUA e da Europa, pois no Brasil estes impactos ainda não foram bem estudados devido ao nível de maturação e quantidade de projetos deste tipo no país.

2.4.1.1. Ruído

Ruídos gerados em parques eólicos têm sido um dos impactos mais estudados. Com o avanço da tecnologia de turbinas, em geral estas estão ficando cada vez menos barulhentas, entretanto, ainda é um item de grande preocupação pública durante o processo de planejamento das usinas.

O ruído pode ser definido como um som indesejável, que constitui uma causa de incômodo, um obstáculo à concentração e à comunicação e é mensurado em decibéis (dB), que é uma medida do nível de pressão sonora, ou para o caso de questões ambientais, em dB(A), que inclui uma correção para a sensibilidade humana.

A fonte de ruído emitido pela operação de uma turbina eólica pode ser dividida em duas categorias: mecânica e aerodinâmica.

- Fonte de ruído mecânicos: as principais fontes deste tipo de ruído são a caixa de engrenagens e o gerador;
- Fonte de ruído aerodinâmico: o maior contribuinte para este ruído é o fluxo de ar sobre as pás da turbina.

Simulações feitas na Universidade de Massachusetts para uma turbina eólica, assumindo uma torre de 50 metros de altura e a fonte com nível de potência sonora de 102 dB(A), chegaram ao resultado apresentado abaixo, onde os níveis de ruídos, no nível da base da torre, baixam para 45 dB(A) a uma distância de 250 metros da torre.

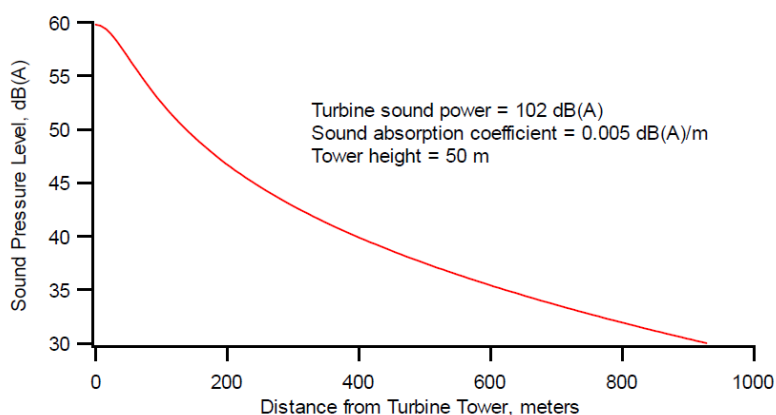


Figura 5 - Relação entre o nível de potência sonora e a distância da turbina

Fonte: ROGERS *et al*, 2006

A seguir estão algumas potências sonoras para diferentes tipos de turbinas.

Tabela 1 - Potências sonoras para diferentes tipos de turbinas

Marca e Modelo	Tamanho da Turbina	Potência sonora
Vesta V80	1,8 MW	98 - 109 dB(A)
Enercon E70	2,0 MW	102 dB(A)
Enercon E112	4,5 MW	107 dB(A)

Fonte: Adaptação de ALBERTS, 2006

Conforme tabela abaixo, pode-se ter uma comparação dos níveis de ruídos provenientes da turbina e os tolerados pela audição humana.

Tabela 2 - Níveis de potência sonora para diversas fontes e atividades

Fonte/Atividade	dB(A)
Limite da Audição	0
Fundo rural noturno	20 - 40
Ambiente calmo, dormitório	35
Turbina eólica a 250m	45
Conversa normal a 1m	50
Restaurante	60
Rua com muito tráfego	80
Prensas automáticas a 7m	95
Avião a Jato a 250m	105
Limiar da dor	140

Fonte: Adaptação de ALBERTS, 2006

Desta maneira, diversas medidas e adaptações podem ser adotadas para reduzir os sons emitidos pelas turbinas, incluindo acabamentos especiais para as engrenagens utilizando resfriadores de baixa velocidade, adicionando abafadores e isolantes acústicos, amortecedores de vibração e componentes e peças produzidas com materiais especiais mais macios. As turbinas mais modernas já são mais silenciosas que as anteriores, sendo que ainda são esperados mais avanços neste sentido (BLUNDELL, 2005).

2.4.1.2.Fauna e ecologia

É difícil generalizar a interação entre um parque eólico e um habitat específico, pois isso dependerá da sua localização e tipo de ecossistema (fauna, flora, etc.). Normalmente o impacto em um habitat raro ou com alta diversidade biológica é mais significativo do que em um habitat comum e pobre. A interação direta entre a usina eólica e pássaros, morcegos e outros animais tem sido um problema constante em todo o mundo e se dá de modo diferenciado para cada situação. Em geral, este é resultado de má localização e tecnologia adotada para as torres e turbinas. Sendo assim, um planejamento responsável e uma correta localização do parque podem evitar este impacto.

Os pássaros podem ser afetados dos seguintes modos (BLUNDELL, 2005):

- **Perda de Habitat**

Nem toda perda de habitat é necessariamente permanente, se o local é cuidadosamente escolhido e os métodos de construção utilizados sejam corretos. Além disso, habitats podem ser criados ou transferidos para outras regiões. Entretanto, muitos habitats podem ser perdidos, e mesmo que a legislação local preveja compensações para isso, eles nem sempre podem ser restaurados, como no caso de florestas em estágio de sucessão avançada ou áreas mais sensíveis. Deste modo, é possível que haja também uma redução da área disponível para a nidificação e alimentação de aves.

- **Distúrbio, levando ao deslocamento ou à exclusão**

As usinas eólicas podem causar distúrbios tanto na alimentação quanto na procriação de aves. Apesar de algumas espécies não serem afetadas pelas estruturas do parque, outras mais sensíveis são completamente adversas às turbinas, necessitando manter uma distância dos parques eólicos, sendo desta maneira, obrigadas a se deslocarem de seus habitats originais. Para reduzir este risco ou mitigar o dano potencial, a avaliação das características específicas do local deve ser estudada de modo cuidadoso no EIA/RIMA.

- **Risco de colisão, que pode resultar em mortalidade**

Apesar da maioria das aves voarem ao redor ou sobre as turbinas, regularmente ocorrem colisões. A susceptibilidade à colisão é devido às condições de vôos dos pássaros, como sua capacidade de manobra, visibilidade, comportamento/finalidade do vôo, topografia e características específicas como pontos de estrangulamentos migratórios e locais que apresentam ventos ascendentes (importantes para certas espécies). Além disso, muitas colisões ocorrem em locais onde não foram realizados estudos ambientais rigorosos, onde foi permitida a instalação de grande número de turbinas junto a populações de espécies sensíveis, onde existe uma abundância de alimentos próxima as turbinas ou onde as turbinas estão em rotas migratórias. Como exemplo desses locais que falharam na consideração deste impacto, podemos citar o complexo de Tarifa, na Espanha, e em Altmont Pass, nos Estados Unidos (EWEA, 2009).

Enquanto as aves de rapina possuem uma fatalidade baixa (NWCC, 2010), os Pássaros Cantores, do subgrupo *Passeri*, (em inglês “*songbirds*”) estão entre as vítimas mais frequentemente relatadas em instalações eólicas nos Estados Unidos. Em uma revisão bibliográfica de colisões de aves a partir de 31 estudos em instalações de energia eólica nos Estados Unidos, Erickson et al. (2001) mostrou que 78% das carcaças encontradas foram de pássaros protegidos pela MTBA (Migratory Bird Treaty Act), dentre estes, cerca de metade eram noturnos ou de migração. O número de mortes de pássaros relatado em outros estudos variaram de nenhuma ave durante um exame de 5 meses no Vermont Searsburg Wind Energy Facility, Searsburg, Vermont, EUA, para até 11,7 aves/MW/ano, no Buffalo Mountain Wind Energy Center, em Tennessee, EUA (KUNZ, 2007). A seguir, gráfico mostra diversas taxas de mortalidade de pássaros em diferentes parques eólicos e diferentes anos:

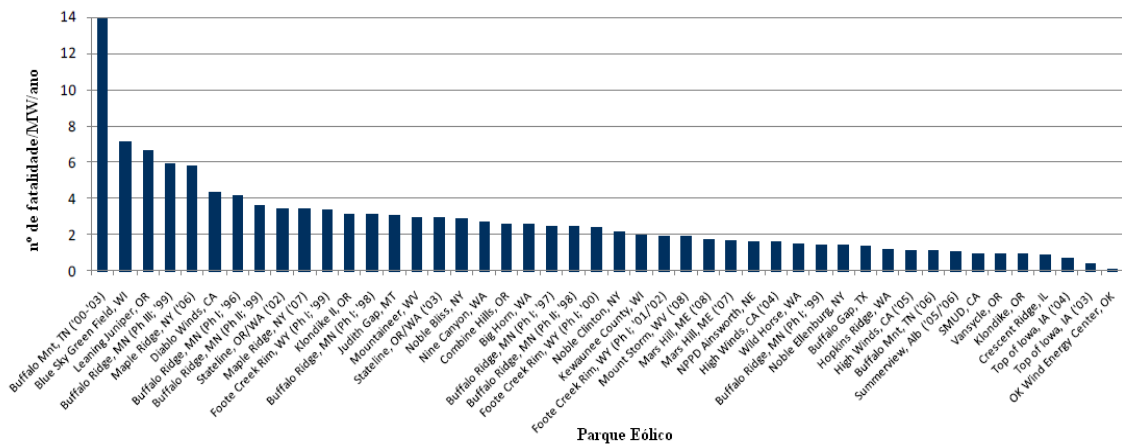


Figura 6 - Taxas de mortalidade de pássaros em diferentes parques eólicos
 Fonte: Adaptação de NWCC, 2010

- Obstáculos ao movimento, incluindo os impactos cumulativos

Há uma preocupação de que os parques eólicos podem representar uma barreira à circulação de aves migratórias. Isto porque há a possibilidade dos pássaros preferirem voar ao redor das turbinas, ao invés de por cima delas. Assim, embora as conseqüências disto não sejam representativas para apenas um local, o impacto cumulativo pode ser mais grave, onde uma série de parques eólicos pode fazer com que as aves adotem uma rota mais longa que o habitual, podendo afetar negativamente o seu balanço energético, e poderia levar a uma baixa fertilidade e/ou maior mortalidade.

Experiências nos EUA e na Europa mostram que os morcegos podem colidir com as turbinas eólicas e há algumas evidências de que os níveis de mortalidade estão aumentando com o aumento no tamanho das turbinas. Porém a grande maioria das fatalidades entre morcegos ocorrem durante o período de migração e não devido à atividade local desses animais.

Estudos mostram que nos Estados Unidos, as altas taxas de mortalidade de morcegos causadas por turbinas eólicas variaram de 15,3/MW/ano, em Meyersdale Wind Energy Center, Pennsylvania, para até 41,1/MW/ano em Buffalo Mountain Wind Energy Center. Além disso, estudos recentes de acompanhamento realizado em Buffalo Mountain relataram taxas de mortalidade de 53,3 morcegos/MW/ano em 3 pequenas turbinas do tipo Vestas V47 (0,66 MW) e 38,7 morcegos/MW/ano em 15 turbinas maiores do tipo Vestas V80 (1,8 MW). Mortes de morcegos relatadas em outras regiões

dos Estados Unidos variaram de 0,8 a 8,6 morcegos/MW/ano, embora estas estimativas sejam feitas em grande parte com base em estudos destinados a estimar mortes de aves (KUNZ, 2007). A seguir, gráfico mostra diversas taxas de mortalidade de morcegos em diferentes parques eólicos e diferentes anos:

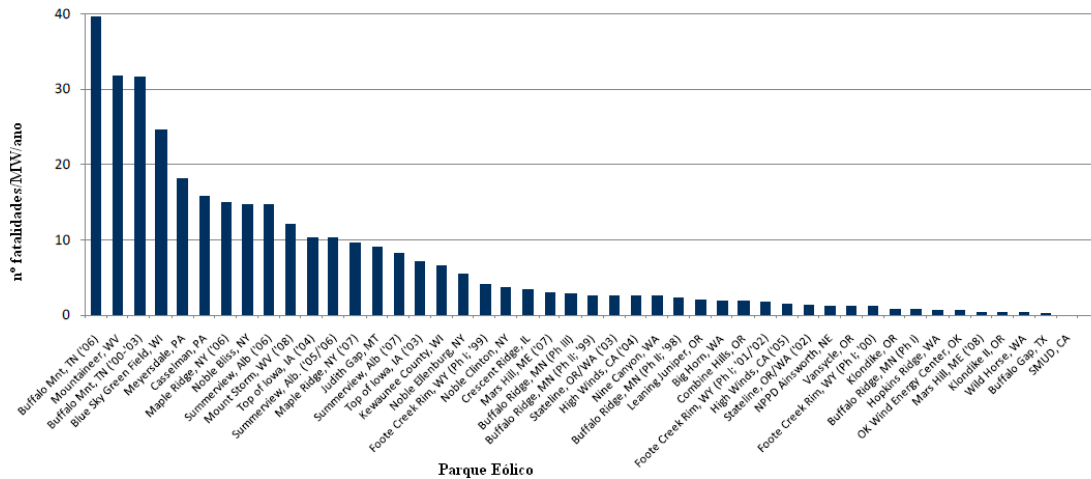


Figura 7 - Taxas de mortalidade de morcegos em diferentes parques eólicos

Fonte: Adaptação de NWCC, 2010

Os impactos geralmente não são significativos para os animais terrestres. As principais preocupações nestes casos são os danos ou perda dos locais utilizados como refúgio para esses animais, território de caça ou caminhos regulares. Entretanto estes efeitos negativos podem ser mitigados com um bom estudo e programa ambiental, onde em geral se restringe a presença e movimentação humana em determinadas localidades e são colocadas cancelas em áreas estratégicas.

Em geral, os mecanismos utilizados para se mitigar esses impactos são (EWEA, 2009):

- Áreas de conservação e sensibilidade devem ser evitadas;
- Habitats sensíveis devem ser protegidos adequadamente;
- Deve ser estabelecido um programa de monitoramento ambiental antes, durante e depois da construção;
- Escolher um design e tipo de turbina adequado, para evitar um alinhamento com as principais rotas de vôo;
- Fornecer corredores entre grupos de turbinas eólicas;

- Aumentar a visibilidade das pás e rotores;
- Interromper o funcionamento durante os períodos de pico de migração e;
- Reduzir a velocidade do rotor em períodos críticos.

2.4.1.3. Uso de terras e áreas ocupadas

Uma das preocupações em relação à implantação em larga escala da energia eólica é o seu potencial de utilização de terras. Apesar dos impactos que podem ser gerados dependendo da região, quando falamos de utilização de terras, depois de concluídas as obras, as atividades agrícolas podem retornar às proximidades das bases das torres, que representam 1-3% da área do parque eólico, e o restante fica disponível para outros usos (EWEA, 2009).

Há uma grande variação da necessidade de área para implantação de um parque eólico. Os números variam de 9 a 100 hectares/MW, dependendo da localização do projeto e da capacidade instalada. Entretanto, a área que sofre impacto direto permanente (duração da vida do projeto) é menor, variando de 0,06 a 2,4 hectares/MW, sendo o mais usual na faixa dos 0,4 hectares/MW (DENHOLM *et al.*, 2009).

Desta maneira, os empreendedores devem analisar cuidadosamente desde o início do planejamento o local que será escolhido para a implantação do parque. As autoridades sociais e governamentais devem ser consultadas previamente e o projeto deve estar de acordo com o zoneamento e uso previsto para a região. Os órgãos competentes irão fazer a análise da compatibilidade do projeto com o uso de terra previsto, decidindo se este irá modificar negativamente a área ao redor, se irão atrapalhar as comunidades locais ou se ele irá se integrar de forma aceitável a paisagem existente.

Atenção especial neste caso deve ser dada em pelo menos duas situações. Primeiro quando houver reservas naturais próximas ou na área da usina, pois suas zonas circundantes possuem um elevado valor para a conservação da natureza. Outra questão é o desenvolvimento do turismo, onde geralmente se dá em locais com elevada beleza cênica, como o litoral. Logo, as usinas eólicas podem reduzir esse atrativo do local.

Segundo estudo realizado na Escócia sobre os impactos das usinas eólicas no turismo do país, há evidências que os parques eólicos reduzem o valor cênico e paisagístico da região e a concentração de poucos parques eólicos grandes em uma área pode ter menos impactos no turismo do que um grande número de pequenos parques espalhados pelo país (RIDDINGTON *et al.*, 2008).

2.4.1.4. Interferência eletromagnética

Um parque eólico pode causar distúrbio em sistemas de telecomunicações civis e militares, incluindo transmissões de TV e rádio, comunicações de rádio microondas e celular, comunicação naval e sistemas de controle de tráfego aéreo (ondas de rádio e microondas são utilizadas para uma grande variedade de propósitos de comunicação), uma vez que grandes estruturas em movimento podem produzir interferência eletromagnética (IEM).

A interferência pode ser produzida por três elementos de uma turbina eólica: a torre, as pás e o gerador. A torre e as lâminas podem obstruir, refletir ou refratar as ondas eletromagnéticas. No entanto, as lâminas modernas geralmente são feitas de materiais sintéticos que tenham um impacto mínimo sobre a transmissão de radiação eletromagnética. Já o sistema elétrico geralmente não é um problema para as telecomunicações, pois a interferência pode ser eliminada com isolamento adequada e uma boa manutenção. O grau e a natureza da interferência dependerão da localização da turbina entre o transmissor e o receptor, as características das pás, frequência do sinal, características do receptor e a propagação das ondas de rádio na atmosfera local (EWEA, 2009).

Como medidas de mitigação desse impacto em geral é possível a instalação de antenas de maior qualidade e amplificadores ou satélites e TV a cabo, além disso, se a área afetada for grande, é possível realocar as antenas ou mesmo construir uma estação repetidora no local afetado.

2.4.1.5. Impacto visual

Dependendo da localização e principalmente da percepção da comunidade local, os parques eólicos podem ter impactos visuais e cênicos. Estes impactos geralmente estão associados com as turbinas instaladas (ex.: tamanho, cor, altura e quantidade), estradas de acesso, subestações e linha de transmissão e são referentes às suas interações com as características da paisagem ao redor, porém eles são de natureza subjetiva e podem mudar dependendo do tempo e região que são analisados.

Apesar de ser de difícil quantificação, atualmente diversos métodos vêm sendo estudados e desenvolvidos para se tentar avaliar de forma mais clara este impacto. Atualmente, as técnicas mais comuns que vêm sendo utilizadas são de fotomontagens de diversos ângulos, a utilização de ferramentas de georeferenciamento e análises por modelos de mapas, chamados de Zonas de Visibilidade Teóricas (Zone of Theoretical Visibility – ZTV) ou Zonas de Influência Visual (Zone of Visual Influence – ZVI), que definem zonas visuais de impactos conforme descrito abaixo (EWEA, 2009):

- Zona I – Visualmente dominante

As turbinas são percebidas como de grande porte e movimento das pás é óbvio. A paisagem imediata é alterada. Distâncias geralmente de até 2 km, dependendo das condições atmosféricas.

- Zona II – Visualmente intrusiva

As turbinas são elementos importantes, porém não necessariamente dominantes, na paisagem e são claramente percebidas, sendo o movimento das pás é claramente visível podendo atrair a atenção. Distância geralmente de 1 km a 4,5 km, dependendo das condições atmosféricas.

- Zona III – Perceptível

As turbinas são claramente visíveis, mas não intrusiva, sendo que a usina eólica é notada como um elemento na paisagem. Os movimentos das pás são perceptíveis em boas condições de visibilidade, mas as turbinas parecem pequenas no panorama geral. Distância geralmente de 2 km a 8 km, dependendo das condições atmosféricas.

- Zona IV – Elemento na paisagem distante

O tamanho aparente das turbinas é muito pequeno, sendo elas percebidas como qualquer outro elemento na paisagem e o movimento de pás geralmente não chama a atenção. Distância geralmente acima de 7 km, dependendo das condições atmosféricas.

Para minimizar os efeitos deste impacto tem-se trabalhado, principalmente, com a conscientização da população local sobre a geração eólica, onde através de audiências públicas, seminários e apresentações, as pessoas passam a conhecer melhor a tecnologia e seus benefícios, podendo fazer com que os índices de aceitação melhorem consideravelmente.

Além disso, algumas outras ações podem ser tomadas para prevenir, mitigar e controlar os impactos visuais (IFC, 2007):

- Consultar a comunidade local para incorporar os valores comunitários no desenho da usina;
- Considerar as características e peculiaridades da paisagem no momento de selecionar o local de instalação e o desenho da turbina;
- Considerar todos os ângulos de visão para relevantes para planejar a localização;
- Minimizar a presença de estruturas auxiliares;
- Evitar encostas íngremes, implantar medidas de combate a erosão e replantar a área com espécies nativas;
- Manter o desenho das turbinas uniforme (ex.: mesma direção de rotação, tipo de turbina, torre e altura);
- Pintar as turbinas com cor uniforme, que se ajuste a cor do céu e da paisagem;
- Evitar incluir rótulos e anúncios gráficos nas turbinas.

Duas importantes considerações devem ser feitas a respeito deste impacto. Uma é que ele é temporário e reversível, durando o tempo de vida útil do parque, e após o desmonte das turbinas eólicas a paisagem poderá ser restaurada a sua forma original.

Outra consideração é que em algumas localidades o impacto visual é considerado benéfico, como no caso das plantas de Taíba e Prainha, no Ceará, onde os aerogeradores são considerados “cartões postais” da região, atraindo visitantes e turistas ao local (ARAÚJO *et al.*, 2006).

Porém, apesar de serem necessários estudos e cuidados ambientais para a implantação de um parque eólico, como foi comentado no início deste capítulo, este tipo de geração de energia é considerada uma fonte limpa e seus impactos negativos geralmente não são de grandes proporções.

A seguir serão apresentados os benefícios ambientais que esta tecnologia pode trazer, enfatizando a não emissão de gases de efeito estufa, o que possibilita seu enquadramento como projeto dentro do mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL), e a possibilidade de venda de créditos de carbono, fonte de grande discussão no panorama nacional devido aos parques do PROINFA.

2.4.2. Benefícios Ambientais

O maior benefício ambiental que pode ser ligado à geração eólica é a não emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), sendo os principais gases o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4) e o óxido nitroso (N_2O). Tais emissões são mais expressivas para as usinas que utilizam combustíveis fósseis como o carvão, óleo combustível, óleo diesel e gás natural, que liberam na atmosfera carbono que, até o momento da queima, encontrava-se estocado na crosta terrestre, não participando do ciclo superficial do carbono.

Os efeitos da mudança climática já podem ser vistos em todo o mundo no aumento das temperaturas, derretimento das calotas polares e as modificações nos padrões climáticos. Estas alterações climáticas são um resultado direto do efeito estufa – fenômeno que será explicado mais detalhadamente no próximo capítulo – decorrente do acúmulo de certos gases na atmosfera emitidos principalmente pelas usinas de energia, indústria, queimadas e o sector dos transportes. O Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima prevê que as

emissões humanas de gases de efeito estufa poderão levar a um aumento substancial da temperatura média global entre 1,8 e 4,0 graus até 2100.

Assim como a maioria das outras fontes renováveis, a energia eólica também não emite outros gases poluentes como os SO_x (óxido de enxofre), NO_x (óxido de nitrogênio) e MP (Material Particulado), que são liberados principalmente na combustão de combustíveis fósseis para a geração de energia, e podem prejudicar a saúde humana, corroer estruturas, danificar a vegetação, ter efeito prejudicial sobre a produção agrícola e florestal e causar odores desagradáveis (JACOBSON *et al.*, 2008). A Tabela 03 apresenta alguns poluentes atmosféricos, suas fontes e possíveis danos ao meio ambiente e a saúde.

Tabela 3 - Poluentes atmosféricos e suas possíveis fontes e impactos ambientais e na saúde

Poluente atmosférico	Fonte	Impactos ambientais e na saúde	Outras considerações
Dióxido de enxofre (SO ₂)	Produzido pela combustão do enxofre no carvão e usinas a óleo	Agrava a doença cardíaca e doença pulmonar crônica, especialmente em crianças, idosos e asmáticos	Um dos principais contribuintes para a chuva ácida e dormação de material particulado
Oxidos de Nitrogenio (NO _x)	Produzido durante a combustão pela oxidação do nitrogênio em carvão, petróleo e gás natural e da oxidação do nitrogênio no ar	Em altas concentrações, pode causar efeitos adversos respiratórios em crianças e adultos	Precursor de ozono troposférico que é formado por reações fotoquímicas com COV. O ozônio é um irritante pulmonar que afeta as pessoas com doenças respiratórias, incluindo asma, especialmente durante o exercício ao ar livre. Também um contribuinte para a f
Material Particulado (PM ₁₀ e PM _{2,5})	Produzido pela combustão de combustíveis fósseis e pelas reações de SO ₂ e Nox	Pode provocar ou agravar doenças cardíacas ou pulmonares. Causas neblina regionais e problemas de visibilidade	Podem ser transportados a longas distâncias e age como um transportador de substâncias tóxicas, incluindo metais pesados
Compostos Orgânicos Voláteis (COV's)	Produzido durante a combustão de hidrocarbonetos, principalmente nas usinas a carvão ou a óleo	COV incluem hidrocarbonetos aromáticos polinucleares, dioxinas, furanos, formaldeído e benzeno. Estes são cancerígenos humanos e toxinas	COV's reagem com NO _x para formar ozono troposférico na baixa atmosfera
Metais Pesados	Emitidos durante a combustão em centrais a carvão e a óleo	Os metais pesado incluem arsênio, cádmio, chumbo, antimônio, manganês, níquel, berílio, cobalto, cromo e selênio. Estes são cancerígenos e/ou tóxicos aos humanos	Os metais pesado são transferidos para as águas onde se acumulam na cadeia alimentar
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Produzido durante a combustão pela oxidação do carbono no carvão, petróleo e gás natural	O dióxido de carbono é um dos principais gases de efeito estufa que provocam o aquecimento global	A combustão de combustíveis fósseis também contribui para as emissões de outros gases com efeito de estufa como o metano (CH ₄) e o óxido nitroso (N ₂ O)

Fonte: Adaptação de JACOBSON *et al.*, 2008

Além disso, esta fonte também não causa danos ao meio ambiente devido aos alagamentos de áreas como as hidrelétricas ou produzem resíduos que possam causar danos à saúde humana e ao meio ambiente, e também contribuem para a diversificação da matriz energética nacional e a diminuição da dependência do país por combustíveis de origem fósseis.

3. Mercado mundial de energia eólica

3.1. Panorama mundial atual

A crise financeira ocorrida no período de 2008/2009 representou um grande desafio para o setor de geração de energias renováveis, principalmente para a indústria eólica. Embora se tenha batido o recorde de investimentos em energias limpas no ano de 2008, chegando a US\$ 155 bilhões, no início de 2009, se excluirmos investimentos em P&D, houve uma redução de 50%, se comparado com igual período do ano anterior (GWEC, 2009).

Por outro lado, segundo a Bloomberg New Energy Finance, estima-se que devido à crise, os custos também tenham diminuído em torno de 10% na maioria dos setores, incluindo tecnologia onshore, porém esta redução foi compensada pelos aumentos dos custos de financiamento.

Desta maneira, no início de 2009 os investimentos em energia renovável foram baixos se comparados com os cinco anos anteriores, onde somente no final do ano é que o setor reagiu, fechando com um investimento total de US\$ 145 bilhões em energias limpas, apenas 6,5% abaixo de 2008. Como resultado, o mercado mundial de energia eólica cresceu 41,5% em 2008 e 31,7% em 2009, chegando à capacidade de 159 GW (GWEC, 2009).

As instituições do setor público tiveram papel fundamental nesta recuperação. Com acesso ao capital em condições favoráveis e empréstimos com baixas taxas de juros, bancos como o KfW da Alemanha, Banco de Investimento Europeu (EIB), Banco de Desenvolvimento Asiático e o BNDES no Brasil ajudaram a financiar investimentos e projetos em energia renováveis.

Segue abaixo gráfico contendo os investimentos globais totais anuais em energias limpas, em US\$ bilhões.

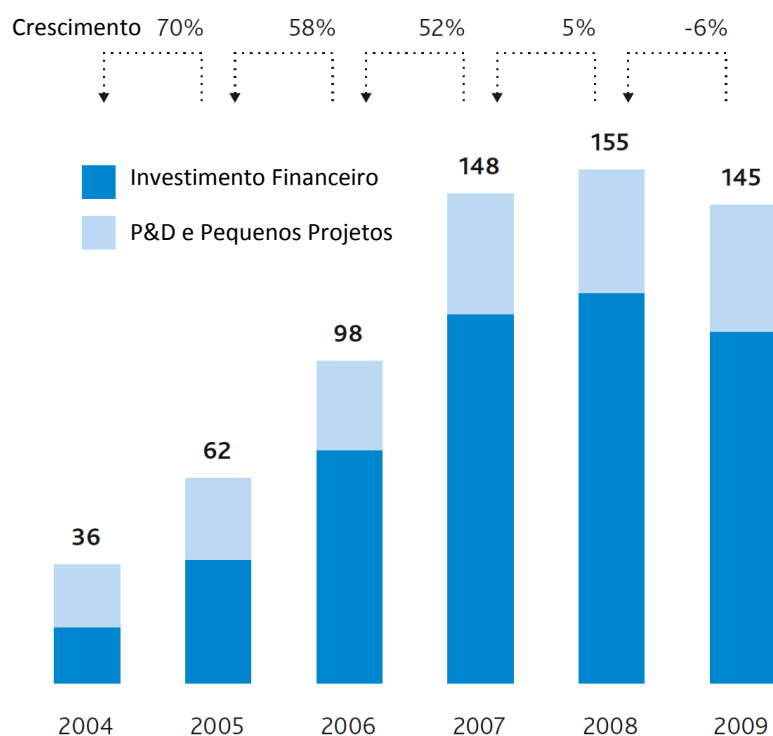


Figura 8 - Investimentos globais totais anuais em energias limpas, em US\$ bilhões

Fonte: BLOOMBERG, 2010

Outros fatores que ajudaram a mudar o cenário negativo que vinha ocorrendo no início de 2009 foram os estímulos por parte dos governos em energias renováveis, com aprovações de novas leis e políticas incentivando as tecnologias limpas. O Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) lançou o *Global Green New Deal* onde recomenda que nos próximos anos seja investido 1% do PIB mundial (US\$ 750 bilhões) em tecnologias verdes para, desta maneira, estimular a geração de emprego e a economia, enquanto se minimiza a emissão de gases de efeito estufa e impactos ambientais (UNEP, 2009).

Apesar da crise econômica mundial, as novas instalações de energia eólica em 2009 chegaram a 38 GW, representaram um aumento de 41% com relação a 2008, elevando a capacidade instalada mundial para 159 GW, conforme o gráfico da Figura 09. Pode-se observar pelo gráfico também que a taxa de crescimento anual da capacidade instalada acumulada desde 2004 ficou em torno de 27%, o que significa que a capacidade instalada acumulada dobrou em menos de três anos (GWEC, 2010).

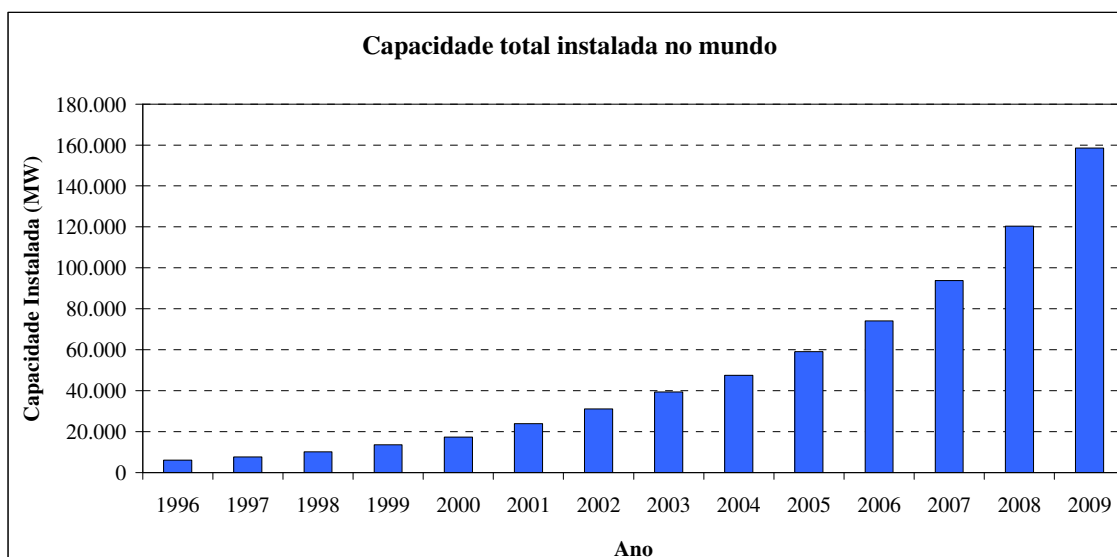


Figura 9 - Capacidade instalada mundial

Fonte: GWEC, 2010

A China em 2009 praticamente dobrou sua capacidade instalada de energia eólica, saindo dos 12,1 GW no ano anterior para 25,8 GW, um aumento de 13,8 GW, passando assim a Alemanha e se tornando o segundo maior mercado de energia eólica do mundo. A Índia, por sua vez, aumentou no mesmo período sua capacidade em 1,3 GW e são esperados pelo menos mais 2,2 GW para 2010 devido aos novos incentivos em geração. Com esta propulsão, além de Japão, Coréia do Sul e Taiwan que também aumentaram o número de usinas, a Ásia se tornou pela primeira vez o maior mercado eólico do mundo, adicionando uma capacidade de 15,4 GW (GWEC, 2010).

Na América do Norte, o Canadá em 2009 teve aumento recorde de 950 MW em sua capacidade instalada de energia eólica, chegando a um total de 3,3 GW, cerca 1,1% de toda a energia gerada no país. Nos EUA, uma série de incentivos econômicos garantiu a instalação de 10 GW, levando a um total de mais de 35 GW de capacidade instalada pelo país, mantendo assim a liderança mundial do país nesse setor (GWEC, 2010).

Apesar do número de usinas eólicas na América Latina não ser elevado, esta região praticamente dobrou sua capacidade no ano passado, chegando aos 1.274 MW. O Brasil e o México continuam sendo os líderes em energia eólica, 606 MW e 202MW respectivamente, entretanto o Chile teve um grande crescimento em 2009, chegando a 168 MW (GWEC, 2010).

Na África e no Oriente Médio, os países que mais cresceram em capacidade instalada foram Marrocos, acrescentando 119 MW, e Egito, com 65 MW a mais em energia eólica. No total esta região instalou 230 MW no ano de 2009 (GWEC, 2010). Além disso, novos mercados como África do Sul, Quênia, Namíbia e Tunísia estão em expansão com alguns grandes projetos previstos para os próximos anos (WWEA, 2010).

A Austrália, que teve seu mercado eólico estagnado durante alguns anos, adicionou 406 MW no ano de 2009, chegando a 1,7 GW de capacidade instalada. Com a entrada do plano de energia renovável em agosto do ano passado, prevendo que 20% da eletricidade do país até 2020 seja gerada por fontes alternativas, espera-se uma taxa de crescimento ainda maior nos próximos anos. Desta maneira, a Oceania incrementou um total de 578 MW em energia eólica instalada (WWEA, 2010).

Abaixo segue tabela com a capacidade instalada total no mundo, dividido por região e país.

Tabela 4 - Capacidade instalada total mundial

Região	País	Final de 2008 (MW)	Final de 2009 (MW)
África e Oriente Médio	Egito	365	430
	Marrocos	134	253
	Irã	85	91
	Tunísia	20	54
	Cabo Verde	12	12
	África do Sul	8	8
	Israel	8	8
	Quênia	0	5
	Outros	4	4
	TOTAL	635	865
Ásia	China	12.020	25.805
	Índia	9.655	10.926
	Japão	1.880	2.056
	Taiwan	358	436
	Coréia do Sul	236	348
	Filipinas	33	33
	Outros	6	6
	TOTAL	24.188	39.610
Europa	Alemanha	23.903	25.777
	Espanha	16.689	19.149
	Itália	3.736	4.850
	França	3.404	4.492
	Reino Unido	2.974	4.051
	Portugal	2.862	3.535
	Dinamarca	3.163	3.465
	Holanda	2.225	2.229
	Suécia	1.048	1.560
	Irlanda	1.027	1.260
	Grécia	985	1.087
	Áustria	995	995
	Turquia	458	801
	Polônia	544	725
	Bélgica	415	563
Outros	1.313	1.614	
TOTAL	65.741	76.152	
América Latina e Caribe	Brasil	341	606
	México	85	202
	Chile	20	168
	Costa Rica	74	123
	Nicarágua	0	40
	Caribe	35	35
	Argentina	29	31
	Uruguai	20	20
	Jamaica	22	23
	Colômbia	20	20
	Outros	6	6
TOTAL	653	1.274	
América do Norte	EUA	25.068	35.064
	Canadá	2.369	3.319
	TOTAL	27.437	38.383
Oceania	Austrália	1.306	1.712
	Nova Zelândia	325	497
	Ilhas do Pacífico	12	12
	TOTAL	1.643	2.221
TOTAL MUNDIAL		120.297	158.505

Fonte: GWEC, 2010

A energia eólica hoje é um importante player no mercado de energia mundial, onde a instalação de turbinas girou por volta de US\$ 63 bilhões em 2009 e o Global Wind Energy Council estima que, em todo o mundo, meio milhão de pessoas estejam empregadas na indústria eólica, sendo 85 mil nos EUA. Em 2007 a União Europeia empregou direta e indiretamente mais de 150 mil trabalhadores no setor eólico, estimando um crescimento para mais de 170 mil em 2010 e 212 mil em 2015 (EWEA, 2009).

3.2. Políticas e incentivos

Em todo o mundo, planos e incentivos fiscais e econômicos fazem parte da política pública para fomentar o desenvolvimento do mercado de energias renováveis. Estas ferramentas são extremamente poderosas e flexíveis, podendo ser direcionadas para estimular tecnologias específicas e impactar o mercado da maneira desejada. De modo geral, estas políticas podem ser baseadas no preço da energia ou na quantidade gerada, sendo que os principais instrumentos são:

Sistema Feed-in: Usado inicialmente na Europa e depois propagado pelo mundo, este sistema determina um preço mínimo que a concessionária irá pagar pela energia elétrica gerada pelo produtor, quando este conecta sua usina na rede. Em certas ocasiões ele pode ser também o valor total recebido pelo produtor incluindo subsídios e/ou taxas de reembolso ou o prêmio pago adicionalmente ao preço de mercado da energia (DUTRA, 2007).

Sistema de Leilão: Este processo é mais competitivo, onde o regulador define uma quantidade de energia de geração de fontes renováveis para ser comprada e organiza um leilão para sua venda, de modo a gerar uma competição entre os produtores. As propostas são então classificadas em ordem crescente de custo até que se alcance o montante a ser contratado, e a concessionária de energia fica então obrigada, através de um contrato de longo prazo, a pagar aos produtores vencedores o montante previamente estipulado pelo valor resultante do leilão (DUTRA, 2007).

Sistema de Cotas com Certificados Verdes: Também conhecido como *Renewable Portfolio Standard* (RPS) ou Meta de Energia Renovável (*Renewable Energy Targets*),

está baseado na determinação de que uma cota de geração de energia elétrica vendida deva ser gerada por fontes alternativas de energia. Esta obrigação é imposta normalmente sobre o consumo (frequentemente através das empresas distribuidoras de energia), mas a obrigação também pode ser aplicada sobre a produção. Os Certificados Verdes adquiridos com esse tipo de geração podem ser comercializados no mercado, promovendo assim receita adicional às vendas de energia (COSTA, 2006).

Além desses mecanismos, também são comuns outros tipos de incentivos fiscais e econômicos baseados no investimento inicial do projeto e/ou na sua vida útil, ocorrendo normalmente em conjunto dos instrumentos principais. Geralmente essas políticas vêm a favorecer não só o gerador, mas todos os agentes do setor. A seguir seguem alguns desses incentivos:

- *Incentivos fiscais de investimento*: Créditos ou dedução de imposto para uma fração do investimento realizado ou no custo de equipamentos e instalação de sistemas.
- *Incentivos fiscais de produção*: Fornece crédito ou deduções de imposto a uma taxa definida por quilowatt/hora produzida por instalações de energia renovável.
- *Redução de imposto sobre propriedade*: Proprietários de terrenos ou imóveis utilizados para produção de energias renováveis podem ter os impostos reduzidos ou eliminados.
- *Redução do Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA)*: Reduz ou isenta imposto do valor acrescentado entre a compra de insumos e a venda de produtores de energias renováveis.
- *Redução de impostos de importação*: Redução ou eliminação de impostos sobre produtos e materiais importados usados em usinas de energia renovável.
- *Depreciação acelerada*: Permite investidores em plantas de energia renovável depreciar seus equipamentos em uma taxa mais rápida que a normal permitida, deste modo reduzindo o rendimento declarado para efeito de imposto de renda.
- *Créditos para pesquisa, desenvolvimento e fabricação de equipamentos*: Créditos oferecidos para as instituições de desenvolvimento em energia renovável, incluindo pesquisas e processo de fabricação.

- *Investimento público, empréstimos ou doações*: Mecanismo de apoio financeiro que permitir o desenvolvimento de projetos de infra-estruturar através do uso de fundos, empréstimos e outras opções de financiamentos públicos.
- *Imposto sobre combustíveis convencionais*: Imposto sobre o consumo de energias não renováveis, geralmente combustíveis fósseis.

Estas políticas fiscais, quando criadas de maneira eficiente, estimulam tanto o setor privado em investir e produzir energia renovável, quanto o consumidor final em escolher o tipo de energia que irá adquirir. Além disso, planos e programas específicos para uma determinada região ou indústria podem ser feitos, encorajando o uso de energias renováveis em certos locais propícios ao seu uso.

Muitas políticas e incentivos fiscais, tecnológicos e regulatórios foram implementadas por todo o mundo para promover a energia eólica, sendo alguns mais eficientes que outros. Porém, um único instrumento geralmente não é suficiente para garantir o sucesso do programa. Condições econômicas, licenciamento ambiental, qualidade e disponibilidade de equipamentos e conhecimento técnico também são determinantes para o bom desenvolvimento da energia eólica ou seu fracasso nos países.

A seguir serão apresentadas políticas e incentivos de alguns países selecionados:

Estados Unidos

No âmbito estadual, o *Renewables portfolio standards* (RPS) é a principal ferramenta que vem sendo adotada desde a década de 1990 para promover o desenvolvimento de energias renováveis. O RPS requer que um mínimo da produção de energia elétrica seja produzido por fontes renováveis, estabelecendo objetivos e metas estaduais e estimulando a competição entre os desenvolvedores da tecnologia.

Atualmente 24 estados já adotaram o RPS, além do distrito de Columbia e 5 outros estados com mecanismos próprios semelhantes para energia renovável. Abaixo segue tabela com os estados e suas metas:

Tabela 5 - Metas para energia renovável nos estados norte-americanos

Estado	Meta	Ano	Administrador
Arizona	15%	2025	Arizona Corporation Commission
California	33%	2030	California Energy Commission
Colorado	20%	2020	Colorado Public Utilities Commission
Connecticut	23%	2020	Department of Public Utility Control
District of Columbia	20%	2020	DC Public Service Commission
Delaware	20%	2019	Delaware Energy Office
Hawaii	20%	2020	Hawaii Strategic Industries Division
Iowa	105 MW		Iowa Utilities Board
Illinois	25%	2025	Illinois Department of Commerce
Massachusetts	15%	2020	Massachusetts Division of Energy Resources
Maryland	20%	2022	Maryland Public Service Commission
Maine	40%	2017	Maine Public Utilities Commission
Michigan	10%	2015	Michigan Public Service Commission
Minnesota	25%	2025	Minnesota Department of Commerce
Missouri	15%	2021	Missouri Public Service Commission
Montana	15%	2015	Montana Public Service Commission
New Hampshire	23.8%	2025	New Hampshire Office of Energy and Planning
New Jersey	22.5%	2021	New Jersey Board of Public Utilities
New Mexico	20%	2020	New Mexico Public Regulation Commission
Nevada	20%	2015	Public Utilities Commission of Nevada
New York	24%	2013	New York Public Service Commission
North Carolina	12.5%	2021	North Carolina Utilities Commission
North Dakota*	10%	2015	North Dakota Public Service Commission
Oregon	25%	2025	Oregon Energy Office
Pennsylvania	8%	2020	Pennsylvania Public Utility Commission
Rhode Island	16%	2019	Rhode Island Public Utilities Commission
South Dakota*	10%	2015	South Dakota Public Utility Commission
Texas	5,880 MW	2015	Public Utility Commission of Texas
Utah*	20%	2025	Utah Department of Environmental Quality
Vermont*	10%	2013	Vermont Department of Public Service
Virginia*	12%	2022	Virginia Department of Mines, Minerals, and Energy
Washington	15%	2020	Washington Secretary of State
Wisconsin	10%	2015	Public Service Commission of Wisconsin

* Estados com metas e mecanismos próprias para energia renovável

Fonte: http://apps1.eere.energy.gov/states/maps/renewable_portfolio_states.cfm
 acessado dia 18/08/2010

Outro mecanismo de incentivo adotado, porém no âmbito federal, é a taxa de produção de energia renovável (*Renewable Energy Production Tax Credit – PTC*), que atualmente oferece crédito de R\$ 3,6 centavos/kWh¹ (USD 2,1 centavos/kWh) e tem sido essencial para o crescimento da indústria. Ela foi estabelecida em 1992 e é o principal incentivo federal para energia eólica. Ao longo do tempo sofreu uma série de alterações para estender sua validade, e em fevereiro de 2009, através da *American Recovery and Reinvestment Act*, o congresso estendeu novamente o prazo, para 31 de dezembro de 2012. (AWEA, 2010).

¹ Para a conversão foi utilizado o valor de R\$ 1,00 = USD 1,714, conforme cotação do dia 30/11/2010

Além disso, as usinas eólicas que entrarem em operação em 2009 e 2010 ou se sua construção for iniciada em 2010 e entrar em operação até 2013 podem optar por receber do Departamento do Tesouro um crédito fiscal (Investment Tax Credit – ITC) de 30% do investimento, no lugar do PTC.

A American Wind Energy Association (AWEA) está propondo uma redução de 15 a 20% das emissões de Dióxido de Carbono até 2020. Por ser uma fonte livre de emissões de CO₂, a energia eólica pode contribuir positivamente para os EUA atingirem esta meta.

Canadá

O governo federal criou um programa de energia renovável (ecoENERGY for Renewable Power) que proporciona um incentivo de 1 centavo por kWh por até 10 anos para projetos deste setor construídos até final de março de 2011. Em Ontário, foi criado em 2006 o programa *Standard Offer Contract* (SOC) baseado nas tarifas “Feed-in”, valores pagos por kWh de energia gerada.

Alemanha

Na década de 1980, para estimular o desenvolvimento da energia renovável, a Alemanha criou o programa de 100/250 kW, que dava subsídios para investimentos e geração de energia neste setor. Já na década de 1990, foi criada a Lei Feed-in de eletricidade (Electricity Feed-in Law) que tinha como objetivo garantir a compra da energia gerada por fontes renováveis.

No ano 2000, entrou em vigor a Lei de Energias Renováveis (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) que tinha inicialmente como principal objetivo aumentar a participação das energias renováveis na geração elétrica, passando de 5% para 10% em 2010. Em 2009, as energias renováveis já representavam 10,1% do total de energia final consumida no país e a expectativa é de que em 2010 este valor suba para 12,3% (BMU, 2010).

A EEG aponta duas tarifas: Tarifa Inicial (tarifa máxima) e a Tarifa Básica (tarifa mínima). Nos 5 primeiros anos o projeto de energia eólica irá receber o valor da Tarifa Inicial de acordo com o ano de comissionamento e posteriormente receberá a Tarifa Básica. Os valores são apresentados na tabela abaixo.

Tabela 6 - Tarifas Inicial e Básica de acordo com o ano de comissionamento na Alemanha

Ano de Comissionamento	Tarifa Inicial (c€/kWh)	Tarifa Básica (c€/kWh)
2009	9,20	5,02
2010	9,11	4,97
2011	9,02	4,92
2012	8,93	4,87
2013	8,84	4,82
2014	8,75	4,77
2015	8,66	4,73
2016	8,58	4,68
2017	8,49	4,63
2018	8,40	4,59

Fonte: BMU, 2010

Dinamarca

A Dinamarca, assim como diversos outros países, criou sua política de energias renováveis na crise do petróleo de 1973, onde a geração eólica teve papel fundamental. Esta política incluía restrições a residências e consumo mínimo, além de subsídios por kWh produzido e metas para a geração de energia eólica, criando um grande mercado nacional (SAIDUR *et al.*, 2010). O desenvolvimento da energia eólica foi acompanhado de uma contínua mudança nas políticas e incentivos, até que em 1999, foi feita a Reforma Regulatória em Eletricidade no país que, visando incentivar as tecnologias limpas e reduzir a emissão de CO₂ em até 50% até 2030, abriu o mercado de energias renováveis para a competição e no ano 2000 as tarifas *Feed-in* foram abolidas e o valor da energia eólica ficou dependendo do valor de mercado (OECD, 1999).

China

A Política de Energia Renovável na China é similar à dos EUA, sendo dividida em três níveis, onde os dois primeiros são estabelecidos pelo governo central e o terceiro é estabelecido pelos governos locais, incluindo províncias e municípios:

- Primeiro nível: Assegura a direção e orientação geral, incluindo o ponto de vista do governo chinês sobre o meio ambiente e o desenvolvimento de energias renováveis.
- Segundo nível: Especifica metas, objetivos e planos de desenvolvimento, concentrando-se em eletrificação rural e tecnologias de geração de energia renovável. Estas políticas tentam padronizar a direção, foco e objetivos do desenvolvimento de energias renováveis.
- Terceiro nível: Este nível consiste em incentivos práticos e específicos, criando medidas de apoio para o desenvolvimento e utilização das energias renováveis.

Desta maneira as políticas de incentivo na China começaram em 1996 com o programa chamado *Ride the Wind Program* com o objetivo de importar tecnologia de empresas estrangeiras e estabelecer um mercado de turbinas eólicas de alta qualidade. Neste programa, os projetos de usina eólicas aprovados no plano quinquenal (1996 - 2000) da Comissão de Desenvolvimento e Planejamento (SDPC – State Development and Planning Commission) deveriam conter pelo menos 40% dos componentes da turbina eólica produzidos localmente. Esta medida levou à formação de *joint ventures* no mercado Chinês e introduziu a indústria de turbina eólica no país (CHANGLIANG *et al.*, 2009).

Estabelecido pela Comissão Econômica e do Comércio, o Programa Nacional de Débito para Energia Eólica visava estimular a indústria doméstica de equipamentos eólicos e usar o débito nacional com taxas de juros subsidiadas para construção de parques eólicos usando componentes locais. Este programa já foi encerrado, porém no ano 2000 ele havia estabelecido 4 projetos pilotos com uma capacidade instalada total de 73 MW. Em setembro de 2001, o governo chinês reduziu de 17% para 8,5% o imposto sobre o valor acrescentado para energia eólica (CHANGLIANG *et al.*, 2009).

A partir de 2003 a Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma (NDRC – National Development and Reform Commission) iniciou um sistema de concessão de longo prazo (20 anos) buscando criar mais incentivos para investidores nacionais e internacionais para projetos de grande escala e reduzir assim o preço da energia eólica. Este incentivo procurava selecionar potenciais projetos de grande escala (100 MW) e escolher o investidor através de licitação, dando garantia de compra da energia elétrica produzida, reduzindo desta maneira, os riscos de mercado. Até o final de 2006, quatro rodadas de licitações já haviam sido realizadas, com um total de 15 projetos que juntos somam uma capacidade total de 2.550 MW (CHANGLIANG *et al.*, 2009).

Para promover o desenvolvimento e utilização de energias renováveis, aperfeiçoar a estrutura da energia, diversificar a matriz energética e promover o desenvolvimento sustentável, em 2005 foi criada a Lei da Energia Renovável. Esta lei garante a compra pelas distribuidoras da energia eólica gerada, além de oferecer incentivos financeiros como um fundo nacional para fomentar o desenvolvimento deste tipo de energia e benefícios fiscais para projetos neste setor.

Índia

A Índia não possui uma política de energias renováveis nacional, sendo que sua promoção se deve à Lei Elétrica de 2003, que reestruturou a indústria elétrica indiana e estabeleceu as Comissões Regulatórias Estaduais (State Regulatory Commissions – SERCs), encarregadas do ajuste das tarifas de eletricidade, e as políticas próprias implementadas pelos estados, onde atualmente 18 dos 29 possuem cotas de energia renovável, o Portfólio Padrão de Renováveis e tarifas preferenciais.

Desta maneira, o Ministério de Novas Energias e Renováveis (Ministry for New and Renewable Energy – MNRE) criou alguns suportes básicos para que todos os estados pudessem ter condições favoráveis para o desenvolvimento de projetos de usinas eólicas, como (GWEC, 2009):

- 10 anos de isenção de imposto de renda para projetos de geração eólica.
- Impostos especiais de consumo para alguns componentes eólicos.
- 80% de depreciação acelerada durante um ou dois anos.

- Tarifas especiais de venda e compra de energia: média nacional de R\$ 0,13/kWh² (INR 3,5/kWh).
- Garantias de mercado feitas através de acordos de compra de energia.
- Criação do Centro de Tecnologia de Energia Eólica.

Em 2009 foi introduzido pela Comissão Central de Regulação Elétrica um plano nacional de incentivos chamado Incentivo Nacional de Geração de Base (GIB), utilizando tarifas Feed-in para projetos ligados à rede com capacidade abaixo de 49 MW. Os investidores que, devido ao seu pequeno tamanho ou por falta de responsabilidade fiscal, não pudessem ter benefícios da depreciação acelerada, podem optar por esta alternativa de incentivo. Porém o valor da tarifa de R\$ 0,02/kWh¹ (0,5 INR/kWh) é considerado baixo para ter um impacto significativo sobre a viabilidade dos projetos (GWEC, 2009).

Espanha

A Espanha tem sido um dos países mais bem sucedidos quando se fala em promoção pública a fontes de energias renováveis, principalmente eólica. Inicialmente motivada pela necessidade de reduzir a importação de energia, foi criada em 1980 a Lei para Conservação de Energia, que garantia uma tarifa de compra pela energia renovável injetada na rede produzida por usinas com capacidade menor que 5 MW. Em 1994, com o Decreto Real nº 2366, foi estabelecida a base contratual entre produtores de energia renovável e distribuidores, e em 1997 foi criada a Lei do Setor Elétrico (Lei nº 54/1997), que estabelecia como meta um consumo de energia elétrica de 12% advindo de fontes renováveis, acesso à rede pelos produtores desta energia e uma política de preços especiais para geradores com capacidade abaixo de 10 MW (GONZÁLES, 2008).

Em 1999 foi feito o Plano de Promoção à Energia Renovável que inclui um conjunto detalhado de medidas para atingir a meta de 30,3% da energia elétrica provindo de fontes renováveis em 2010. Além disso, o Plano de Infraestrutura de Gás e Eletricidade

² Para a conversão foi utilizado o valor de R\$ 1,00 = INR 0,038, conforme cotação do dia 30/11/2010

2002-2011 tem objetivos ainda mais ambiciosos, prevendo que cerca de 32% da energia em 2016 será proveniente de fontes renováveis, onde 19% da geração elétrica do país seja proveniente de usinas eólicas (MITYC, 2008).

As últimas medidas adotadas pela Espanha neste setor foram o Decreto Real nº 436/2004, que possibilitava os geradores a partir de fontes renováveis venderem sua energia para as distribuidoras ou diretamente no mercado utilizando a tarifa elétrica média (average electricity tariff – AET) calculada e adotada pelo governo, e o Decreto Real nº 661/2007, que desassociou a venda de energia renovável do AET e passou a utilizar como base o Índice de Preço no Consumidor (IPC) (GONZÁLES, 2008).

A Tabela 7, além de resumir as informações acima, também fornece outras informações a respeito das políticas e instrumentos de incentivos à geração de energia eólica nos países descritos anteriormente:

Tabela 7 - Informações de políticas e incentivos à geração de energia eólica em diversos países

País	Tarifa Feed-in	Sistema de Cotas	Incentivos fiscais de investimento e/ou Redução do IVA	Incentivos fiscais de produção	Investimento público, empréstimos ou doações	Leilão
Estados Unidos	*	*	X	X	*	*
Canadá	*	*	X		X	X
Alemanha	X		X		X	
Dinamarca	X		X		X	X
China	X	X	X	X	X	X
Índia	*	*	X	X	X	
Espanha	X		X		X	

* alguns estados ou províncias dentro destes países têm essa políticas, mas não há nenhum nível de política nacional

Fonte: REN21, 2010

3.3. Custos da Energia Eólica

Além dos benefícios ambientais da energia eólica, uma das suas principais vantagens é que este sistema não depende de combustíveis fósseis ou de outro combustível

convencional, o que o coloca fora da variação de preços desses produtos no mercado, diminuindo assim o risco de flutuação no seu valor.

Segundo o relatório “*The Economics of Wind Energy*” da Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA), os custos das usinas eólicas vêm decrescendo e esta tendência deverá continuar devido a diversos fatores como o desenvolvimento de turbinas maiores e mais eficientes, redução do custo de O&M, entre outros. Sendo intensiva em capital, aproximadamente 75% do custo total da energia vêm dos custos iniciais para aquisição da turbina, porém a fundação e a conexão na rede também podem chegar a valores significativos. A Tabela 8 representa percentuais médios de custo para a instalação de um parque eólico. Para efeito de comparação, nas usinas térmicas convencionais os maiores custos estão na compra do combustível e nos gastos com operação e manutenção (EWEA, 2009).

Tabela 8 - Percentuais médios de custo para a instalação de um parque eólico

	Participação no valor total
Turbina	68-84
Conexão na rede	2-10
Fundação	1-9
Terreno (aluguel)	1-5
Instalações elétricas	1-9
Consultoria	1-3
Custos de financiamento	1-5
Construção de rodovias	1-5

Obs.: Baseado em parques eólicos da Alemanha, Dinamarca, Espanha e Reino Unido

Fonte: EWEA, 2009

O custo da energia eólica é bastante variado, uma vez que seu cálculo depende dos seguintes fatores:

- Regime de ventos do local selecionado.
- Do tamanho e da quantidade de turbinas.
- Subsídios e políticas específicas do governo de cada região.

De acordo com o *Risø DTU National Laboratory*, da Universidade da Dinamarca, os custos para a implantação de um parque eólico típico de 2 MW no ano de 2006, ficou

em torno de R\$ 2.230/kW³ (EUR 1.000/kW) a R\$ 3010/kW¹ (EUR 1.350/kW). Nos EUA, segundo o *Berkeley Lab*, que mantém um banco de dados sobre o preço de venda da energia eólica, onde estão cadastrados mais de 180 projetos na América do Norte desde 1998, os custos médios de instalação de um parque eólico em 2009 ficaram na faixa de R\$ 3.630/kW⁴ (USD 2,120/kW).

Por outro lado, apesar dos EUA possuírem um custo de implantação maior do que a Europa, o valor médio da venda de energia eólica dos projetos no ano de 2009 ficou em R\$ 105/MWh² (USD 61/MWh) e a média histórica está em torno de R\$ 77/MWh² (USD 45/MWh) (esses valores não representam os custos da geração de energia eólica) (WISER *et al.*, 2010), enquanto que na Europa, o custo da energia eólica atualmente é maior, e esta, segundo a EWEA, em torno de R\$ 112-145/MWh¹ (EUR 50-65/MWh) para locais com boas condições de vento e R\$ 156-223/MWh¹ (EUR 70-100/MWh) para locais com ventos fracos (EWEA, 2009). Em termos mundiais, segundo o *Renewables 2010 Global Status Report* da REN21, o custo típico da energia eólica se encontra na faixa entre R\$ 86/MWh¹ (USD 50/MWh) a R\$ 154/MWh¹ (USD 90/MWh).

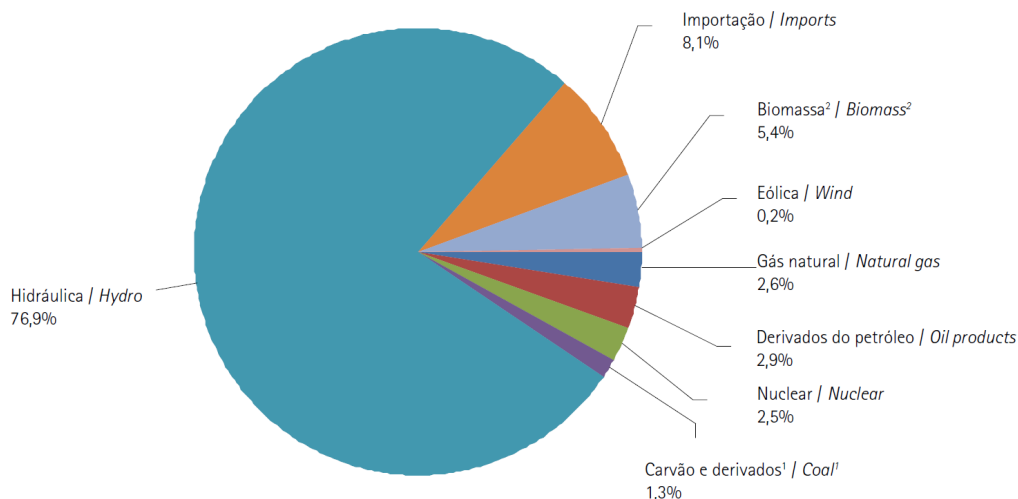
³ Para a conversão foi utilizado o valor de R\$ 1,00 = EUR 2,232, conforme cotação do dia 30/11/2010

⁴ Para a conversão foi utilizado o valor de R\$ 1,00 = USD 1,714, conforme cotação do dia 30/11/2010

4. Panorama Brasileiro

4.1. Oferta e demanda de energia

No ano 2009, o Brasil acrescentou aproximadamente 2 GW em sua capacidade instalada total de geração elétrica, alcançando um total de 106.215 MW e a geração de energia em centrais de serviço público e autoprodutores atingindo 466,2 TWh, o que representa 0,7% a mais que em 2008 (BEN, 2010). Conforme gráfico abaixo, observa-se que a matriz de geração elétrica nacional é predominantemente de fontes renováveis, contribuindo com aproximadamente 90% da eletricidade do país se somarmos as importações, que também são essencialmente renováveis.



Notas/ Notes:

1 Inclui gás de coqueria / Includes coke gas.

2 Biomassa inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações / Biomass includes firewood, sugar cane bagasse, black liquor e other wastes.

Figura 10 - Matriz de geração elétrica nacional

Fonte: BEN, 2010

Do total acrescido na rede no ano de 2009, as centrais hidráulicas corresponderam a 67,4%, ao passo que centrais térmicas responderam por 23,6% da capacidade adicionada. Por fim, as usinas eólicas foram responsáveis pelos 8,9% restantes de aumento do grid nacional (BEN, 2010). Segue abaixo evolução histórica da capacidade instalada de geração elétrica brasileira:

Tabela 9 - Histórico da evolução da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil

Ano	Tipo de Geração				
	Hidro*	Termo	Eólica	Nuclear	Total
1974	13.724	4.409	-	-	18.133
1975	16.316	4.652	-	-	20.968
1976	17.904	4.680	-	-	22.584
1977	19.396	4.943	-	-	24.339
1978	21.665	5.307	-	-	26.972
1979	24.235	5.984	-	-	30.219
1980	27.649	5.823	-	-	33.472
1981	31.173	6.096	-	-	37.269
1982	33.156	6.190	-	-	39.346
1983	34.178	6.188	-	-	40.366
1984	34.923	6.173	-	-	41.096
1985	37.077	6.373	-	657	44.107
1986	37.786	6.510	-	657	44.953
1987	40.329	6.575	-	657	47.561
1988	42.228	6.690	-	657	49.575
1989	44.796	6.672	-	657	52.125
1990	45.558	6.835	-	657	53.050
1991	46.616	6.868	-	657	54.141
1992	47.709	6.684	0**	657	55.049
1993	48.591	6.975	0**	657	56.222
1994	49.921	7.051	1	657	57.630
1995	51.367	7.097	1	657	59.122
1996	53.119	7.025	1	657	60.802
1997	54.889	7.426	1	657	62.973
1998	56.759	7.788	6	657	65.210
1999	58.997	8.507	19	657	68.180
2000	61.063	10.623	19	2.007	73.712
2001	62.523	11.706	19	2.007	76.255
2002	65.311	15.118	22	2.007	82.458
2003	67.793	16.703	29	2.007	86.532
2004	68.999	19.725	29	2.007	90.760
2005	70.857	20.264	29	2.007	93.157
2006	73.433	20.957	237	2.007	96.634
2007	76.871	21.325	247	2.007	100.450
2008	77.870	23.817	414	2.007	104.108
2009	79.291	24.315	602	2.007	106.215

* Inclui parcela brasileira da usina de Itaipu

** Em 1992 e 1993, capacidade instalada eólica igual a 0,1MW

Fonte: BEN, 2010

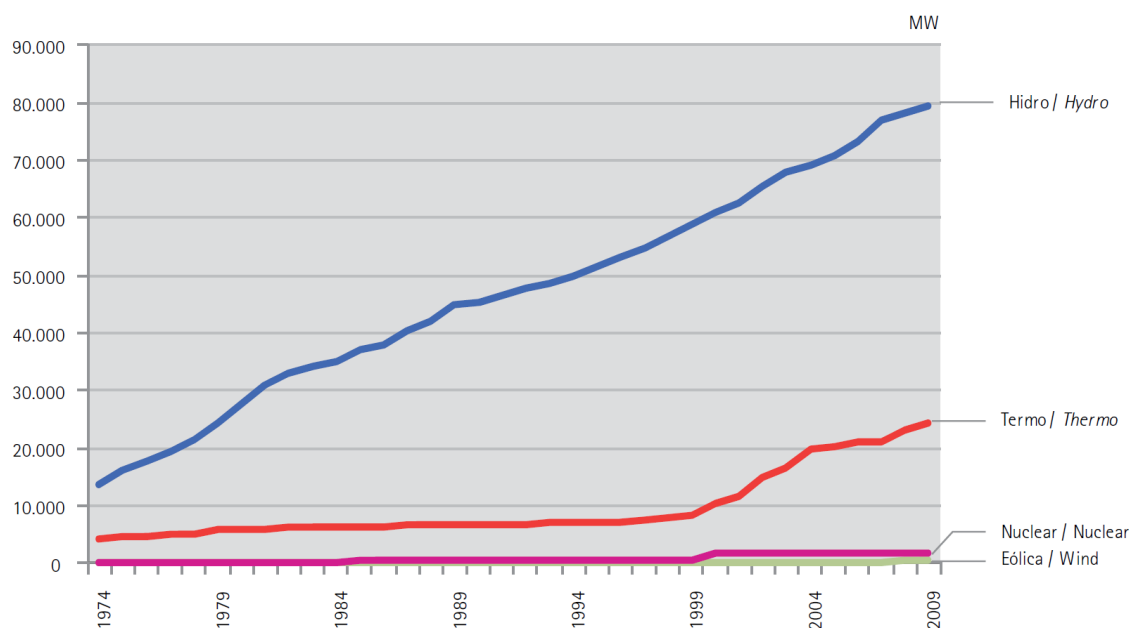


Figura 11 - Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil

Fonte: BEN, 2010

Segundo projeções realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo total de energia elétrica para o Brasil, incluindo autoprodução, evoluirá de 455,2 TWh, em 2010, para 712 TWh em 2019. Abaixo, tabela com o resultado das simulações para o consumo de energia elétrica na rede até 2019 (sem considerar autoprodutores), comparando também as diferentes classes (PDE, 2010).

Tabela 10 - Consumo de energia elétrica na rede brasileira, por classe (GWh)

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2010	105.538	182.338	69.223	58.766	415.865
2014	126.787	223.456	87.825	68.724	506.791
2019	156.546	274.774	118.416	83.297	633.033
Variação (% ao ano)					
2010-2014	4,8	6,1	6,2	4,1	5,5
2015-2019	4,3	4,2	6,2	3,9	4,5
2010-2019	4,6	5,1	6,2	4	5

Fonte: PDE, 2010

4.2. Sistema Elétrico Nacional

O sistema elétrico nacional opera segundo quatro segmentos básicos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Após o racionamento de energia ocorrido nos anos de 2001 e 2002, houve uma reformulação no modelo do setor elétrico por parte do governo, através das Leis nº 10.847 e nº 10.848 de 2004, tendo como principais objetivos garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, assegurar a estabilidade do marco regulatório, promover a modicidade tarifária e a inserção social no setor.

Desta maneira, dois novos agentes institucionais foram criados, a Empresa de Pesquisa Energética e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, que passaram a integrar também o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Atualmente, as entidades que compõem o modelo institucional do setor elétrico são (MME, 2003):

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Possui como objetivos a proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas; a proposição da licitação individual de projetos especiais do Setor Elétrico, recomendados pelo MME; e a proposição do critério de garantia estrutural de suprimento.

- Ministério de Minas e Energia – MME

Suas funções são a formulação e implementação de políticas para o Setor Energético, de acordo com as diretrizes do CNPE; o exercício da função de planejamento setorial; o exercício do Poder Concedente; o monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE; e a definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de reserva conjuntural de energia do sistema interligado.

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Autarquia vinculada ao Ministério de Minas e Energia que tem como objetivos a mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do Sistema Elétrico; a

realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; e a licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

- Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Instituição técnica especializada vinculada ao MME que tem como responsabilidade realizar os estudos do planejamento energético nacional, associados às definições da composição da Matriz Energética Nacional, do Balanço Energético Nacional, com o aproveitamento ótimo dos recursos hídricos, e, por fim, do planejamento da expansão da geração e transmissão de energia elétrica de médio e longo prazos.

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Tem como finalidade assegurar a continuidade e a segurança do suprimento de energia no país, através do monitoramento do cronograma de construção dos empreendimentos (de geração e transmissão), de condições hidrológicas excepcionalmente adversas e do aumento imprevisto do consumo. Seus integrantes são:

I - Quatro representantes do Ministério de Minas e Energia; e

II - Os titulares dos órgãos a seguir indicados:

a) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

b) Agência Nacional do Petróleo - ANP;

c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

d) Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e

e) Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Instituição especializada com os objetivos de administrar a contratação de compra e venda de energia dos concessionários do serviço público de distribuição; realizar leilões para compra de energia para os distribuidores, desde

que autorizados pela ANEEL; e executar a contabilização e liquidação do mercado, nos ambientes de contratação regulado e livre.

- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Tem como atribuição coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), visando à otimização energética ao menor custo operacional com garantia dos padrões de segurança e qualidade, respeitando os condicionantes impostos pelo uso múltiplo da água e pelas limitações associadas às instalações de geração e transmissão do SIN.

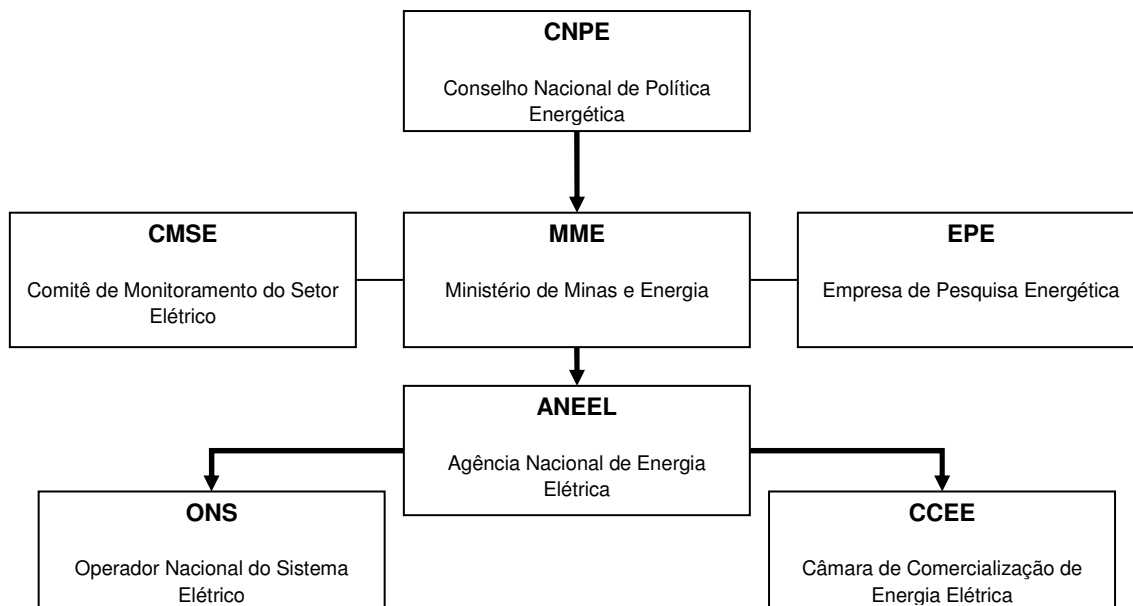


Figura 12 - Modelo do Sistema Elétrico Nacional

Fonte: MME, 2010

Neste modelo, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico, com predominância de usinas hidroelétricas e características que possibilitam considerá-lo único em âmbito mundial. O Sistema Elétrico Brasileiro é constituído pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que detém cerca de 96,6% da capacidade total de produção de energia elétrica do país, e por sistemas independentes, localizados principalmente na Região Amazônica, que atendem a demanda residual. A decisão sobre o despacho e a transmissão de energia elétrica é feita de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2010).

Como geralmente as usinas hidrelétricas estão localizadas em diferentes bacias hidrográficas, com fluxos de água variáveis e principalmente longe dos consumidores finais, é de extrema importância a interligação elétrica dessas bacias para aproveitar as sazonalidades de cada local e, com isso, garantir o aproveitamento da complementaridade dos diferentes regimes hidrológicos das regiões. Desta maneira o sistema é interconectado pelas linhas de transmissão, que possibilitam a transferência de energia entre os subsistemas e a integração inter regional, garantindo o atendimento confiável à carga, permitindo ganhos energéticos, de segurança operacional e confiabilidade.

Atualmente a contratação dos agentes de transmissão é feita através de leilões, por meio dos quais o direito de implantação e exploração de novas linhas é concedido por período de 30 anos, podendo ser prorrogáveis. Sendo assim, segue abaixo o mapa do SIN que, em 2009, contava com 95.464,9 Km de linhas de transmissão (ONS, 2010).

Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

Criado dentro de regras que garantem mais proteção aos consumidores de menor porte, com tarifas reguladas e modicidade tarifária, a contratação no ACR é realizada através de contratos bilaterais regulados, chamados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre os agentes vendedores e compradores, que participam dos leilões de compra e venda de energia, ou seja, os geradores estabelecem contratos de longo prazo com empresas distribuidoras que operam no mercado cativo (consumidores com carga inferior a 3 MW ou que não tenham optado pela contratação direta de energia).

A energia adquirida pelos agentes de distribuição neste ambiente pode ser proveniente dos leilões de compra de energia, de geração distribuída (desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição e com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor), usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes renováveis contratadas na primeira etapa do PROINFA (eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) ou de Itaipu Binacional.

Desta maneira, as concessionárias, permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, realizando licitações na modalidade de leilão, onde o critério de menor tarifa (ofertam energia elétrica pelo menor preço por MWh) é utilizado para definir os vencedores. Os leilões poderão ser realizados para energias já existentes (leilão de energia velha) ou para novos empreendimentos (leilão de energia nova), onde, considerando “A” como o ano previsto para o início do suprimento de energia adquirida, o cronograma para a realização dos leilões será (CCEE, 2010):

- No quinto ano anterior ao ano “A” (chamado ano A-5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No terceiro ano anterior ao ano “A” (chamado ano A-3), é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de Geração;
- No ano anterior ao ano “A” (chamado ano A-1), é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de Geração existentes.

Além disso, a ANEEL poderá promover também leilões específicos para a contratação de ajustes pelos agentes distribuidores, a fim de complementar o montante de energia necessário para atender a carga demandada, porém não podendo exceder a 1% da sua carga total já contratada. Os Leilões de Ajuste têm prazo de início de suprimento de, no máximo, quatro meses e por períodos máximos de dois anos.

Ambiente de Contratação Livre (ACL)

O ACL foi concebido para assegurar a concorrência e a liberdade efetiva dos consumidores livres, onde tem o predomínio dos grandes consumidores, que têm estrutura para escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, negociar preços e condições contratuais e com isso obter vantagens em relação a um consumidor cativo. Ou seja, ocorre a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, onde há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações realizadas através de contratos bilaterais.

4.3. Recurso eólico brasileiro

No Brasil, os períodos em que os reservatórios das hidrelétricas estão em seus níveis mais baixos coincidem com os períodos de maior intensidade dos ventos e, portanto de maior geração de energia nas usinas eólicas. Essa complementaridade entre as fontes eólicas e hídricas é um importante fator de estímulo a estas energias, garantindo uma maior confiabilidade e estabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro.

A qualidade dos dados do potencial de vento em uma região é fundamental para o aproveitamento do recurso eólico como fonte de energia. No Brasil, assim como em várias partes do mundo, quase não existem dados de vento com qualidade para uma boa avaliação do potencial eólico. Os primeiros sensores especiais para energia eólica foram instalados no início dos anos 90 no Ceará e em Pernambuco. De qualquer forma, os diversos levantamentos e estudos realizados e em andamento (locais, regionais e nacionais) têm dado suporte e motivado a exploração comercial da energia eólica no país (ANEEL, 2002). Alguns Estados, através de suas Secretarias de Energia e Infra-

Estrutura, também viabilizaram projetos para elaboração de Atlas eólicos para suas regiões. Estados como Rio Grande do Sul, Ceará, Bahia e Rio de Janeiro apresentam estudos eólicos mais detalhados, focalizando em locais específicos para geração de energia elétrica.

Um estudo importante, em âmbito nacional, foi o *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*, publicado em 2002 pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL, que estimou uma potência eólica brasileira da ordem de 143 GW, levando em consideração torres de 50 metros, porém a tecnologia atual já permite torres de mais de 100 metros. Além disso, o atlas mostrou que as regiões Norte e Nordeste são as que possuem maior capacidade de geração, conforme mapa abaixo:

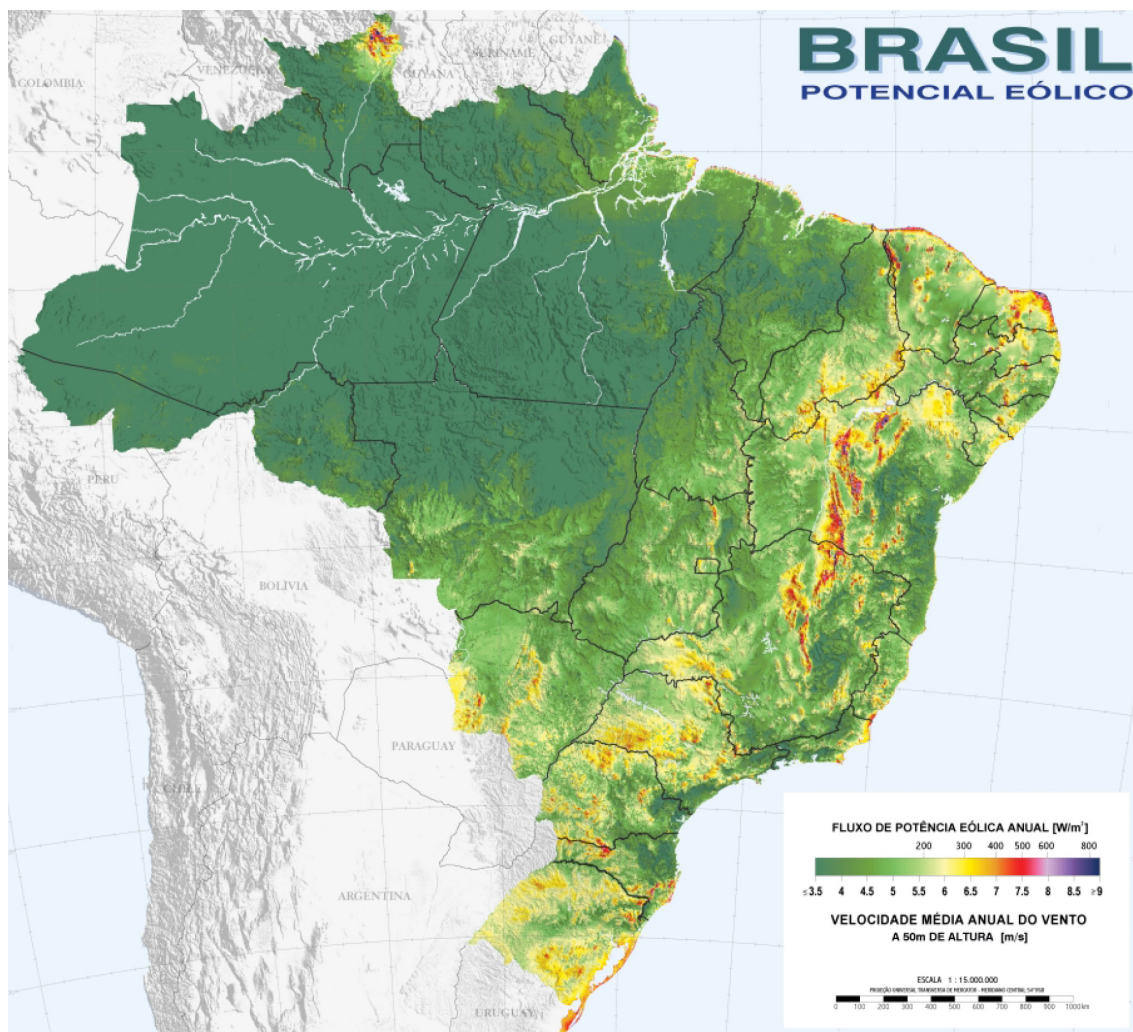


Figura 14 - Fluxo de potência eólica anual no Brasil

Fonte: CEPEL, 2001

Com a evolução da tecnologia de aerogeradores, que já alcançam alturas de 120 metros, o desenvolvimento do mercado eólico no país e a necessidade de dados de ventos com melhor qualidade, o Cepel e a FINEP fizeram um convênio para elaborar um Atlas Dinâmico do Potencial Eólico Brasileiro, a partir de uma plataforma de alto desempenho, utilizando georreferenciamento (SIG) e modelo climatológico de mesoescala (ETA). Neste novo Atlas serão disponibilizados dados e simulações numéricas para ventos de 80, 100 e 150 metros utilizando informações do CPTEC/INPE, o que possibilitará prognósticos diários de vento sobre todo o território nacional.

Atualmente o país possui 45 empreendimentos de energia eólica em operação, com capacidade instalada total de aproximadamente 793 MW, porém ainda possui 9 usinas eólicas em fase de construção que irão gerar mais 315 MW de potência (ANEEL, 2010). As expectativas são de que em 2010 a capacidade instalada atinja 1.436 MW, em 2014 chegue a 4.041 MW e finalmente em 2019 o a capacidade instalada no país alcance os 6.041, segundo estimativas do Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 (PDE 2019).

Desta forma, a evolução do setor eólico no país tem despertado o interesse de vários fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com esta energia. A excelente qualidade e potência dos ventos, principalmente na costa nordestina, associado com as políticas de incentivo por parte do governo, fazem com que o Brasil seja um ponto estratégico para a entrada de novas tecnologias na América Latina.

5. Geração eólica contratada no Brasil

5.1. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Buscando possibilitar a expansão da fonte eólica na matriz energética nacional, o governo procura estabelecer algumas ações visando desenvolver a tecnologia, como a internalização da tecnologia e consolidação da indústria eólica nacional de fornecimento de componentes e montagem; a participação da iniciativa privada; e o aprimoramento da

legislação, do conhecimento da fonte primária e de sua interação energética com um parque gerador de base hidráulica (EPE, 2009).

Ainda que inúmeras iniciativas de aproveitamentos da energia eólica tenham sido implantadas no país ao longo dos últimos anos, notadamente no Ceará e em Fernando de Noronha, a capacidade instalada em aproveitamentos eólicos ainda é extremamente reduzida em relação ao imenso potencial existente no Brasil. Há, portanto, muito a desenvolver e implantar neste setor, podendo inclusive vir a servir de complementaridade à produção hidráulica, pois o período de chuvas é inverso ao de ventos.

Assim, exatamente no sentido de ampliar o aproveitamento e a participação das fontes alternativas de energia elétrica na matriz energética nacional, foi criado através da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado e ajustado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, o PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e gerenciado pela ELETROBRAS.

O Programa estabeleceu para sua primeira fase a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos pelas fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH), sendo inicialmente previstos 1.100 MW de cada fonte. O PROINFA conta ainda com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica. A linha de crédito prevê financiamento de até 70% do investimento, excluindo apenas bens e serviços importados e a aquisição de terrenos. Além do BNDES, algumas outras instituições também irão oferecer suporte financeiro ao programa, como o BNB/FNE (Fundo Constitucional do Nordeste), que financiará até 80% do empreendimento, com amortização em até 20 anos e juros de 10 a 14% (a depender do porte da empresa e da região localizada), e a Caixa Econômica Federal (CEF), que trabalha como repassadora dos recursos do BNDES e/ou diretamente com os recursos do FCO (Fundo Constitucional do Centro-Oeste).

A ELETROBRAS, no contrato de compra de energia de longo prazo (PPAs), assegura ao empreendedor uma receita mínima de 70% da energia contratada durante o período de financiamento e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo. Os contratos têm a duração de 20 anos e tomam como base a energia de

referência de cada central geradora, sendo que os pagamentos aos produtores de energia elétrica serão feitos em contrapartida à energia efetivamente gerada. O preço da energia contratada da central eólica no PROINFA tem como base o valor econômico correspondente à tecnologia específica da sua fonte, tendo como piso 90% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final, que é a relação entre a Receita Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final nos últimos 12 (doze) meses e o respectivo consumo, e é expressa em R\$/MWh . O valor econômico correspondente à tecnologia específica da fonte é o valor da venda de energia elétrica para a ELETROBRAS que viabiliza econômica e financeiramente um projeto-padrão utilizando esta fonte num período de 20 anos com determinados níveis de eficiência e atratividade, conforme as premissas indicadas no art. 3º do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

No processo de seleção dos aproveitamentos eólicos para o PROINFA, 50% da potência foram contratados aos Produtores Independentes Autônomos – PIA e 50% aos Produtores Independentes Não-Autônomo – NÃO PIA, a seguir definidos.

- Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE

Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida por sua conta e risco, conforme o art. 11 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

- Produtor Independente Autônomo – PIA

Um produtor independente de energia elétrica é considerado Autônomo quando sua sociedade, não sendo ela própria concessionária de qualquer espécie, não é controlada ou coligada de concessionária de serviço público ou de uso de bem público de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica, nem de seus controladores ou de outra sociedade controlada ou coligada com o controlador comum, conforme o § 1º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 2002.

- Produtor Independente Não-Autônomo – NÃO PIA

É aquele produtor independente que não atende aos requisitos de enquadramento, conforme estabelecido pelo § 1º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 2002, citado anteriormente.

Para a segunda fase do programa, foi estabelecida uma meta onde as fontes de energia alternativa participantes do PROINFA deverão fornecer 10% do consumo de eletricidade do Brasil em 20 anos. Sendo assim, se considerarmos o prazo para o início de funcionamento desses empreendimentos sendo em 30 de dezembro de 2010, de acordo com a Lei nº 11.943, de 28 de maio de 2009, esta meta seria alcançada até 2030. Os contratos seriam assegurados por 15 anos e o preço pago pela energia terá como base o custo médio ponderado de geração de novos aproveitamentos hidráulicos com potência superior a 30.000 kW e centrais térmicas a gás natural, além de um crédito complementar proveniente do fundo denominado Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

Como resultado do intuito de promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, buscando alternativas para aumentar a segurança no abastecimento de energia elétrica, além de permitir a valorização das características e potencialidades regionais e locais, o Programa prevê a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa (MME, 2010). Das usinas eólicas que serão implantadas pelo PROINFA, 36 (805,58 MW) estão no nordeste, 2 (163,05 MW) no sudeste e 16 (454,29 MW) no sul do país.

Apesar do desafio estabelecido pelo Programa de 60% de nacionalização dos empreendimentos, com o objetivo de fomentar a indústria de base dessas fontes, estima-se que até o final de 2010, 68 empreendimentos entrarão em operação, o que representa a inserção de 1.591,77 MW no Sistema. Serão mais 23 PCHs (414,30MW), 2 usinas de biomassa (66,50MW) e 43 usinas eólicas (1.110,97MW) (MME, 2010).

Lista de empreendimentos eólicos contratados no âmbito PROINFA:

Tabela 11 - Lista de empreendimentos eólicos contratados no âmbito PROINFA

1ª Chamada Pública		
Usina	Estado	Pot. Contratada (MW)
Água Doce	SC	9

Canoa Quebrada	CE	57
Pirauá	PE	4,25
Praias do Parajuru	CE	28,8
Praia do Morgado	CE	28,8
Volta do Rio	CE	42
dos Índios	RS	50
Sangradouro	RS	50
Osório	RS	50
Enacel	CE	31,5
RN 15 - Rio do Fogo	RN	49,3
Beberibe	CE	25,2
Salto	SC	30
Púlpito	SC	30
Elebras Cidreira	RS	70
Alhandra	PB	0,35
Alhandra	PB	5,05
Rio do Ouro	SC	30
Campo Belo	SC	9,6
Amparo	SC	21,4
Aquibatã	SC	30
Bom Jardim	SC	30
Cruz Alta	SC	30
Millenium	PB	10,2
Albatroz	PB	4,5
Coelhos II	PB	4,5
Camurim	PB	4,5
Coelhos IV	PB	4,5
Presidente	PB	4,5
Coelhos III	PB	4,5
Atlântica	PB	4,5
Mataraca	PB	4,5
Coelhos I	PB	4,5
Caravela	PB	4,5
Formosa	CE	6,6
Formosa	CE	5,4
Formosa	CE	13,8
Gargaú	RJ	28,05
Pedra do Sal	PI	17,85
Mandacaru	PE	4,25
Xavante	PE	4,25
Gravatá Fruitrade	PE	4,25
Vitória	PB	4,25
Santa Maria	PE	4,25
Quintanilha Machado I	RJ	135
Foz do Rio Choró	CE	25,2
Alegria II	RN	64,5
Cascata	SC	4,8
Santo Antônio	SC	1,93
Palmares	RS	7,562
Remanejamento		
Usina	Estado	Pot. Contratada (MW)

Formosa	CE	78,6
Icaraizinho	CE	54
Paracuru	CE	23,4
Taíba-Albatroz	CE	16,5
Bons Ventos	CE	50
Alegria I	RN	19,92
Alegria I	RN	31,08
Alegria II	RN	36,3
Canoa Quebrada	CE	10,5
Lagoa do Mato	CE	3,23

Fonte: ELETROBRAS, 2010

[http://www.eletronbras.gov.br/ELB/main.asp?Team={B38770E4-2FE3-41A2-9F75-
DFF25AF92DED}](http://www.eletronbras.gov.br/ELB/main.asp?Team={B38770E4-2FE3-41A2-9F75-
DFF25AF92DED})

Observa-se então que, o fator de capacidade que as usinas eólicas estão operando se encontra abaixo das estimativas feitas pelo governo, que estavam por volta de 30% para os empreendimentos que entraram em operação antes de 2008, e 40% para os que entraram em operação a partir de 2008. Outro ponto observado é que o fator de capacidade médio que as usinas estão operando durante o ano se encontra na faixa de 30%.

O PROINFA apresentou características de incentivos do tipo *Feed-In* (preço premium), estipulando uma tarifa de compra de energia para projetos com contratos para 20 anos, correspondendo ao valor econômico de cada fonte e corrigido anualmente pelo IGP-M de acordo com o mês de aniversário do contrato. Em dezembro de 2010, por exemplo este valor estava em R\$ 268,27 para empreendimentos com menor fator de capacidade e, R\$ 304,25 para empreendimentos com maior fator de capacidade, conforme mostrado na Tabela 12. Além do mecanismo de *Feed-In*, também esteve presente um mecanismo de subsídios para investimentos ao disponibilizar linhas especiais do BNDES para projetos selecionados pelo programa.

Tabela 12 - Preço Premium para o PROINFA

Data (Mês/Ano)	Índice de correção (IGP-M/FGV)	FCRmin*	FCRmax**
		0,324041	0,419347
		Preço Premium (R\$/MWh)***	
Abril/2004	-	180,18	204,35
Dezembro/2005	1,107531	199,55	226,32
Dezembro/2006	1,1501446	207,23	235,03
Dezembro/2007	1,239238	223,29	253,24
Dezembro/2008	1,3607506	245,18	278,07
Dezembro/2009	1,3374508	240,98	273,31
Dezembro/2010	1,4888772	268,27	304,25

*Fator de Capacidade de Referência Mínimo da CGEE

**Fator de Capacidade de Referência Máximo da CGEE

***Calculado a partir do índice de correção do IGP-M (FGV)

Fonte: Portaria MME nº. 45 de 30 de março de 2004

Porém como o valor é corrigido segundo o mês de aniversário de cada contrato, os valores mínimos e máximos serão diferentes por empreendimento. Sendo assim, em 2010 o menor valor do “Preço Premium” ficou em R\$ 242,93/MWh para a usina de

Praia Formosa B e o maior ficou em R\$ 286,88/MWh para a usina de Palmares, sendo que o preço médio no mesmo ano ficou em R\$ 270,32/MWh (ELETROBRÁS, 2009).

5.2. Efeito Estufa e Aquecimento Global

O efeito estufa é um processo que acontece quando uma parcela dos raios infravermelhos, recebidos do Sol, é refletida pela superfície terrestre e depois é absorvida por determinados gases presentes na atmosfera (ver Figura 15). Como consequência disso, a temperatura da Terra permanece maior do que seria na ausência desses gases. Se não houvesse a ocorrência desse fenômeno, ou seja, se toda a radiação solar que incidisse sobre o planeta fosse integralmente devolvida ao espaço, a temperatura da Terra seria 30 graus inferiores à de hoje e o planeta estaria permanentemente coberto por uma camada de gelo. Sendo assim, o efeito estufa é fundamental para a manutenção da temperatura do planeta na média de 15°C (IPCC, 2001).

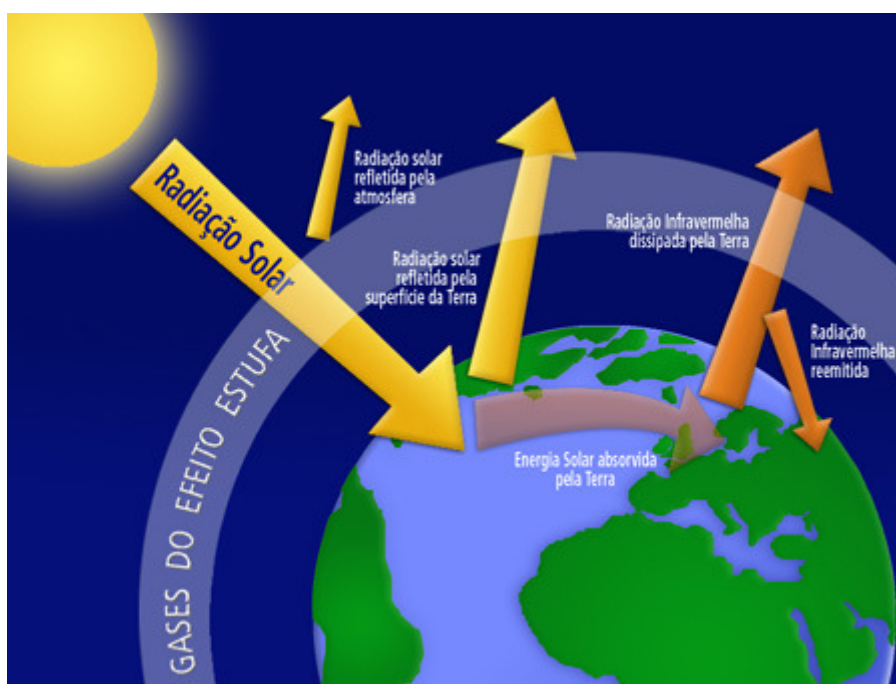


Figura 15 - Esquema ilustrativo do efeito estufa

Fonte: http://www.cmqv.org/upload/imagem_portal_artigo/1461//14257.jpg

Devido às dinâmicas naturais que regem o clima global, a temperatura na Terra tem variado ao longo de milhões de anos, passando por eras glaciais e períodos de secas, e deverá continuar a se comportar assim. No entanto, o planeta abriga hoje uma população de aproximadamente 7 bilhões de habitantes que continua a crescer e cujos ecossistemas, estruturas urbanas e agricultura provocam uma forte ação antrópica no planeta.

Os principais gases de efeito estufa (GEE), que mantêm o balanço energético na atmosfera terrestre são: vapor de água (H_2O), dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O). O aumento da concentração desses gases eleva a retenção de calor do Sol, podendo assim causar mudanças na temperatura do planeta. O Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima prevê que as emissões humanas de gases de efeito estufa poderão levar a um aumento substancial da temperatura média global entre 1,8 e 4,0 graus até 2100.

As concentrações atmosféricas globais de dióxido de carbono, metano e óxido nitroso aumentaram bastante em consequência das atividades humanas desde 1750 e agora ultrapassam em muito os valores pré-industriais determinados com base em testemunhos de gelo de milhares de anos, conforme pode ser visto na Figura 16. Os aumentos globais da concentração de dióxido de carbono se devem principalmente ao uso de combustíveis fósseis e à mudança no uso da terra. Já os aumentos da concentração de metano e óxido nitroso são devidos principalmente à agricultura (IPCC, 2007).

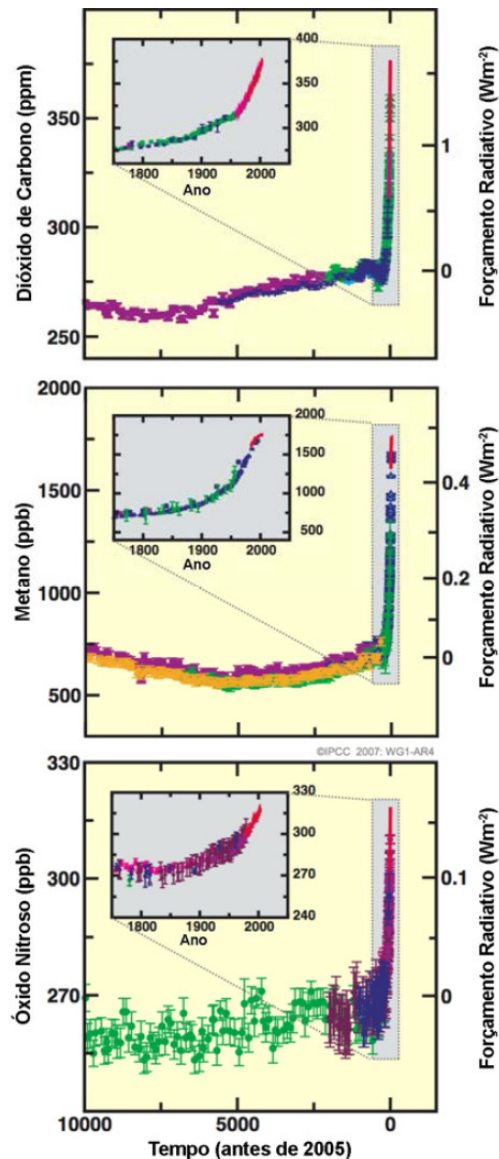


Figura 16 - Mudança nos gases de efeito estufa a partir de dados de testemunho de gelo e dados modernos

Fonte: IPCC, 2007

Em 1988, o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente – PNUMA (United Nations Environment Programme – UNEP) e a Organização Mundial de Meteorologia – OMM (World Meteorological Organization – WMO) constituíram o IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change/Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima), encarregado de apoiar com trabalhos científicos as negociações da Convenção. Segundo os relatórios científicos publicados por este painel, desde a Revolução Industrial, os níveis de CO₂ aumentaram de 280 ppm (partes por milhão) no período pré-industrial para quase 380 ppm em 2005 (faixa natural dos últimos 650.000

anos: 180 a 300ppm). No mesmo período, o CH₄ teve seu nível de concentração aumentado em volume de 700 ppb (partes por bilhão) para 1.744 ppb (faixa natural dos últimos 650.000 anos: 320 a 790 ppb) e o N₂O passou de 270 ppb para 319 ppb em 2005, sendo que a taxa de aumento foi aproximadamente constante desde 1980 e mais de um terço de todas as suas emissões são antrópicas, devendo-se principalmente à agricultura (IPCC, 2007).

Tabela 13 - Concentrações e características dos principais gases estufa

GEE	Concentração no período pré-industrial	Concentração em 2005	Variação	Anos de vida na atmosfera	Potencial de aquecimento global (GWP)		
					20 anos	100 anos	500 anos
CO ₂	280 ppm	380 ppm	36%	Variável	1	1	1
CH ₄	700 ppb	1.744 ppb	149%	12	56	21	6,5
N ₂ O	270 ppb	319 ppb	18%	120	280	310	170
SF ₆	0	4,2 ppt	-	3200	16300	23900	34900

Fonte: Adaptação do IPCC, 2007 e do UNFCCC GHG Data

Desta maneira, o IPCC projetou diversos impactos e vulnerabilidades decorrentes deste aquecimento global para diferentes regiões do planeta. A magnitude e duração dos impactos projetados irão depender da duração e intensidade das mudanças climáticas, além da capacidade de adaptação de cada localidade. A Tabela a seguir apresenta alguns destes impactos projetados, separados por região, conforme consta no Quarto Relatório de Avaliação do IPCC sobre Mudanças Climáticas – Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade.

Tabela 14 - Impactos do aquecimento global projetados para diversas regiões

Região	Prováveis impactos
África	Aumento da escassez de água doce
	Diminuição da produção agrícola
	Redução da atividade pesqueira
	Diminuição da oferta de alimentos
	Degradação de manguezais e recifes
Ásia	Derretimento das geleiras do Himalaia, aumentando inundações e avalanches
	Diminuição da disponibilidade de água doce
	Aumentos de inundações do mar nas regiões costeiras deverá deslocar dezenas de milhões de pessoas
	Risco de fome
	Aumento de inundações e secas
Austrália e Nova Zelândia	Diminuição na disponibilidade de água
	Perda significativa de biodiversidade
	Aumento dos riscos de elevação do nível do mar
	Aumento na severidade e frequência das tempestades e inundações costeiras
	Queda na produções da agricultura e da silvicultura
Europa	Maior risco de inundações repentinas
	As áreas montanhosas enfrentarão retração das geleiras
	Aumento de ondas de calor
	Redução da disponibilidade de água
América Latina	Risco de perda significativa de biodiversidade
	Substituição gradual de floresta tropical por savanas no leste da Amazônia
	Desertificação
	Diminuição da Produção Agrícola
América do Norte	Grande risco de incêndios e grandes aumentos da área queimada.
	Aumento de ondas de calor
	As comunidades e os habitats costeiros sofrerão tensões cada vez maiores
Regiões Polares	Diminuição da Calota Polar
	Maior vulnerabilidade de ecossistemas e habitats específicos
Pequenas Ilhas	Deterioração das condições costeiras
	A elevação do nível do mar deve aumentar as inundações, marés de tempestade, erosão e outros riscos
	Aumento da invasão por espécies não-nativas

Fonte: Adaptação do IPCC, 2007

Além disso, a problemática da mudança do clima manifesta uma dupla desigualdade entre as regiões do mundo. Em primeiro lugar, há diferenças no volume emitido de GEE entre os países, sendo os mais industrializados os maiores emissores, logo, com maior responsabilidade. Em segundo lugar, há desigualdade na distribuição dos impactos das mudanças climáticas, pois estes surgem em proporções diferentes e por eventos climáticos distintos para cada região, não dependendo diretamente da quantidade de GEE emitida pelo país. Além disso, os impactos são diferenciados, porque as perturbações climáticas interagem com fatores de vulnerabilidade preexistente de cada região relacionada, dependendo da localização geográfica e da sensibilidade, sendo que suas conseqüências irão variar também de acordo com a dependência na agricultura e nos serviços dos ecossistemas, na capacidade de adaptação definida por aspectos sociais, econômicos, institucionais, políticos e na dotação dos recursos naturais (ROCHA, 2009).

5.2.1. Protocolo de Quioto

Como identificado no item anterior, a grande maioria dos impactos do aquecimento global previstos são negativos e podem trazer enormes prejuízos para a humanidade. Para tentar minimizar os impactos previstos, a comunidade internacional vem, há algum tempo, debatendo o tema do clima em foros e conferências internacionais.

Reconhecendo a necessidade de se obter informações confiáveis e atualizadas, a Organização Meteorológica Mundial (WMO) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) criaram o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC) em 1988, com a finalidade de avaliar o fenômeno científico do aquecimento global e seus efeitos sobre a humanidade. Para a elaboração do seu Primeiro Relatório de Avaliação, as centenas de cientistas que compunham o IPCC criaram três grupos de trabalho, que permanecem até os dias de hoje e que se propõem a tratar, respectivamente (ROCHA, 2009):

- Grupo I: Avaliação Científica – Análise das informações científicas relativas ao fenômeno;

- Grupo II: Impactos. Adaptação e Vulnerabilidades – Avaliação dos possíveis impactos dos efeitos adversos da mudança do clima, vulnerabilidades socioeconômicas e ambientais e estratégias de adaptação;
- Grupo III: Mitigação – Formulação de estratégias e opções econômicas de mitigação das mudanças climáticas.

Em 1992, para discutir o conceito de desenvolvimento sustentável, foi realizada a Conferência do Rio de Janeiro, onde 154 países mais a união européia assinaram a Convenção Quadro sobre Mudanças Climáticas, que tem como objetivo a estabilização da concentração de gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera em níveis tais que evitem a interferência perigosa com o sistema climático.

A Convenção estabelece também que os países devem proteger o clima segundo o princípio da equidade e de acordo com suas responsabilidades comuns e que as incertezas científicas não devem ser usadas como razão para adiar medidas em áreas onde possam existir ameaças de danos sérios ou irreversíveis, sendo a Conferência das Partes (COP) a responsável pelo desenvolvimento, promoção e monitoramento da Convenção. Tal conceito recebeu a denominação de *common but differentiated responsibility* (CBDR) e se baseia, primeiramente, na noção de que somente por meio da cooperação internacional se poderá solucionar um problema da magnitude do aquecimento global. Desta maneira, a CBDR reconhece que as condições econômico-sociais dos diversos países fazem com que suas respectivas capacidades de resposta ao fenômeno do aquecimento global sejam diferentes entre si e que os países industrializados, sendo os maiores responsáveis pelas emissões de gases na atmosfera, devem ser alvo das ações mais radicais e imediatas para amenizar o problema. Sendo assim, a Convenção Quadro estabeleceu que países industrializados e de economias em transição (listados no Anexo I da Convenção) deveriam conduzir os maiores esforços na mitigação das mudanças climáticas.

O Fundo Mundial do Meio Ambiente (Global Environmental Facility – GEF), coordenado pelo Banco Mundial, PNUMA e PNUD, foi indicado como responsável pelos mecanismos financeiros de implantação da Convenção. A Primeira Conferência das Partes (COP 1) realizada em março de 1995 em Berlim, definiu os limites de emissão dos gases estufa, principalmente o CO₂ e foi lançada a fase piloto para as

atividades implantadas em conjunto, cujo mecanismo seria aprovado em Quioto, em 1997, durante a COP3.

O Protocolo de Quioto significou o primeiro documento sob o qual os países signatários da Convenção do Clima assumiram compromissos específicos com relação à redução da emissão de GEE. Ele estabeleceu para os países industrializados uma redução média de 5,2% de emissões de GEE (dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorcarbonos, perfluorcarbonos e hexafluoreto de enxofre) em relação às emissões de 1990, que deveriam ser atingidas no primeiro período de compromisso (de 2008 a 2012), porém vale ressaltar que as metas de redução não são homogêneas a todos os países. Já os países em desenvolvimento (países não Anexo I) não foram incluídos na obrigação de redução de emissões do Protocolo, mas assumiram compromissos de criar programas internos de redução de emissões.

Como base nessa diferença de obrigações e no fato de que as reduções de emissões obtidas por todo e qualquer país também contribuem para a redução do efeito estufa em escala global, o Protocolo de Quioto encontrou três mecanismos de flexibilização, com o objetivo de facilitar e promover economicamente as reduções assumidas pelos países, conhecidos como: Comércio de Emissões – CE (*Emission Trading – ET*), Implementação Conjunta – IC (*Joint Implementation – JI*) e Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL (*Clean Development Mechanism – CDM*). Tais mecanismos serão descritos com maiores detalhes mais a frente.

Para atingir as metas de redução, o Protocolo sugere que haja cooperação e trabalho conjunto entre os países, além de algumas políticas, medidas e ações, como (Protocolo de Quioto):

- O aumento da eficiência energética em setores relevantes da economia nacional;
- A proteção e o aumento de sumidouros e reservatórios de gases de efeito estufa;
- A promoção de formas sustentáveis de agricultura à luz das considerações sobre a mudança do clima;
- A pesquisa, a promoção, o desenvolvimento e o aumento do uso de formas novas e renováveis de energia, de tecnologias de seqüestro de dióxido de

carbono e de tecnologias ambientalmente seguras, que sejam avançadas e inovadoras;

- Medidas para limitar e/ou reduzir as emissões de gases de efeito estufa não controlados pelo Protocolo de Montreal no setor de transportes;
- A limitação e/ou redução de emissões de metano por meio de sua recuperação e utilização no tratamento de resíduos, bem como na produção, no transporte e na distribuição de energia;

Para entrar em vigor o Protocolo precisou ser ratificado por, pelo menos, 55 partes da Convenção do Clima, totalizando um mínimo de 55% das emissões totais de CO₂, referentes a 1990. Essa condição foi atingida em novembro de 2004, durante a COP 10, com a adesão da Rússia, segundo maior emissor de GEE do mundo. O Protocolo finalmente entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005 (ROCHA, 2009).

5.2.2. Os Mecanismos de flexibilização do Protocolo de Quioto

Os mecanismos de flexibilização são arranjos regulamentados pelo Protocolo de Quioto que facilitam que as partes (países) possam atingir limites e metas de redução de emissões de gases do efeito estufa. Tais instrumentos também têm o propósito de incentivar os países emergentes a alcançar um modelo de desenvolvimento sustentável.

5.2.2.1. Implementação Conjunta – IC (Joint Implementation – JI)

Este mecanismo, definido no artigo 6º do Protocolo, foi proposto pelos EUA, onde os países do Anexo I são autorizados a negociar, financiar e implementar projetos de redução de emissões de GEE em outros países também listados no Anexo I. Os projetos de IC dão origem às Unidades de Redução de Emissões (Emission Reduction Units – ERUs) resultantes de projetos destinados a reduzir emissões ou a removê-las por meio de sumidouros, onde cada unidade corresponde à redução de uma tonelada métrica de emissões de CO₂ equivalente.

A implementação conjunta fornece então às partes um meio flexível e economicamente eficiente para cumprir uma parte de seus compromissos de Quioto, enquanto o anfitrião do projeto se beneficia com o investimento estrangeiro e com a transferência de tecnologia.

5.2.2.2.Comércio de Emissões – CE (Emission Trading – ET)

O comércio de emissões (CE) é um instrumento de mercado que possibilita que os países do Anexo I comprem cotas ou permissões de emissão de outros países, também do Anexo I, que tenham conseguido reduzir suas emissões além de suas metas estabelecidas, através das denominadas Unidades Equivalentes Atribuídas (UEA ou AAUs – Assigned Amount Units). O comércio pode ser realizado entre governos nacionais ou entre setores e/ou empresas, ou seja, um país que conseguir emitir menos do que sua cota pode vender a parte da cota não utilizada àquele que não consegue (ou não deseja) limitar suas emissões para atingir sua cota (ROCHA, 2009).

Segundo os critérios do Protocolo para a comercialização, os projetos são registrados na ONU e podem ter seus créditos vendidos a países pertencentes à União Européia ou ao Japão, cujos governos já estabeleceram metas de redução de poluição para alguns setores da indústria. A segunda alternativa é colocar os créditos à venda em bolsas independentes, como a Bolsa do Clima, de Chicago, fundada em dezembro de 2003. Sua proposta foi criar um mercado de carbono alternativo ao Protocolo de Quioto e entre as empresas fundadoras estão a Ford Motor, a AEP Manitoba Hydro, a Motorola e a DuPont.

5.2.2.3.Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL (Clean Development Mechanism – CDM)

O MDL foi desenvolvido a partir de uma proposta brasileira que previa a criação de um Fundo de Desenvolvimento Limpo, constituído pelo aporte financeiro dos países desenvolvidos que não cumprissem suas metas de redução, de acordo com o princípio “poluidor – pagador”. Em Quioto, a idéia do Fundo foi aprofundada com a possibilidade

dos países desenvolvidos financiarem projetos de redução nos países em desenvolvimento. Desta maneira, este mecanismo previsto no artigo 12 do Protocolo, permite que países do Anexo I financiem projetos de redução ou comprem os volumes de redução de emissões resultantes de iniciativas desenvolvidas nos países não industrializados (do Não-Anexo I) (CEBDS, 2003). Logo, tal mecanismo segue o mesmo princípio do mecanismo de Implementação Conjunta, porém tendo como hospedeiros países em desenvolvimento que não possuem metas de redução de emissões.

A redução de emissões e/ou a remoção de carbono da atmosfera, obtidas por meio da implementação de projetos desenvolvidos sob o MDL, dão origem às unidades de Reduções Certificadas de Emissões (RCE) (*Certified Emission Reduction* - CER), assim como nos outros mecanismos correspondem a redução de uma tonelada métrica de emissões de CO₂ equivalente. As RCEs geradas por tais projetos podem ser usadas pelos países listados no Anexo I, por governos e/ou empreendedores privados, para atingir suas metas de redução de emissões, uma vez respeitado o objetivo de se promover o desenvolvimento sustentável dos países hospedeiros (ROCHA, 2009).

O Protocolo de Quioto e os Acordos de Marrakesh definiram requisitos básicos para os projetos de MDL. Esses requisitos são denominados critérios de elegibilidade. A razão desses critérios é, em última instância, fazer com que o projeto comprove o cumprimento dos objetivos do MDL, ou seja, reduzir emissões de GEE por meio de atividades de desenvolvimento sustentável em países em desenvolvimento. Ao todo, são considerados quatro critérios de elegibilidade: participação voluntária; benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo; adicionalidade; e comprovação do desenvolvimento sustentável.

Sendo assim, a geração de RCEs de um projeto de redução de emissões está vinculada a demonstração de emissões menores do que aquelas que aconteceriam sem o projeto, se mostrando ser adicional, ou seja, o projeto não pode ser parte do “*Business as Usual*” ou cenário de referência do setor considerando as práticas usuais e as opções economicamente viáveis e, desta forma, garantir que haja benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo. Para que um projeto resulte em reduções certificadas de emissões, as atividades de projeto do MDL devem, necessariamente, passar pelas etapas do ciclo do projeto, que são sete:

- Elaboração de documento de concepção de projeto (DCP), usando metodologia de linha de base e plano de monitoramento aprovados;
- Validação, na qual se verifica se o projeto está em conformidade com a regulamentação do Protocolo de Quioto;
- Aprovação pela Autoridade Nacional Designada – AND, que no caso do Brasil é a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC, que verifica a contribuição do projeto para o desenvolvimento sustentável;
- Submissão ao Conselho Executivo para registro;
- Monitoramento;
- Verificação/certificação; e
- Emissão de unidades segundo o acordo de projeto.

A elaboração do Documento de Concepção de Projeto – DCP é a primeira etapa do ciclo. Esse documento deverá incluir, entre outros elementos, a descrição da atividade de projeto, dos participantes da atividade de projeto, da metodologia da linha de base, das metodologias para cálculo da redução de emissões de gases de efeito estufa e para o estabelecimento dos limites da atividade de projeto, bem como das fugas, e do plano de monitoramento. Deve conter, ainda, a definição do período de obtenção de créditos, a descrição das informações para demonstrar a adicionalidade da atividade de projeto, as informações sobre impactos ambientais, os comentários dos atores e informações quanto à utilização de fontes adicionais de financiamento. Os responsáveis por essa etapa do processo são os participantes do projeto.

A validação é o segundo passo e corresponde ao processo de avaliação independente de uma atividade de projeto por uma Entidade Operacional Designada – EOD, no tocante aos requisitos do MDL, com base no DCP. A aprovação, por sua vez, é o processo pelo qual a AND das partes envolvidas confirmam a participação voluntária e a AND do país onde são implementadas as atividades de projeto do MDL atesta que dita atividade contribui para o desenvolvimento sustentável do país. No caso do Brasil, os projetos são analisados pelos integrantes da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, que avaliam o relatório de validação e a contribuição da atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável do país, segundo cinco critérios básicos: distribuição de

renda, sustentabilidade ambiental local, desenvolvimento das condições de trabalho e geração líquida de emprego, capacitação e desenvolvimento tecnológico, e integração regional e articulação com outros setores.

Registro é aceitação formal, pelo Conselho Executivo, de um projeto validado como atividade de projeto do MDL. A aprovação de projetos no Conselho Executivo do MDL é subsequente à aprovação pela Autoridade Nacional Designada. A aprovação pela CIMGC é necessária para a continuidade dos projetos, mas não é suficiente para sua aprovação pelo Conselho Executivo, que analisa também a metodologia escolhida, a adicionalidade do projeto, entre outros aspectos. O registro é o pré-requisito para o monitoramento, a verificação/certificação e emissão das RCEs relativas à atividade de projeto no âmbito do MDL.

O processo de monitoramento da atividade de projeto inclui o recolhimento e armazenamento de todos os dados necessários para calcular a redução das emissões de gases de efeito estufa, de acordo com a metodologia de linha de base estabelecida no DCP, que tenham ocorrido dentro dos limites da atividade de projeto e dentro do período de obtenção de créditos. Os participantes do projeto serão os responsáveis pelo processo de monitoramento.

A sexta etapa é a verificação/certificação. Verificação é o processo de auditoria periódico e independente para revisar os cálculos acerca da redução de emissões de gases de efeito estufa ou de remoção de CO₂ resultantes de uma atividade de projeto do MDL que foram enviados ao Conselho Executivo por meio do DCP. Esse processo é feito com o intuito de verificar a redução de emissões que efetivamente ocorreu. Após a verificação, o Conselho Executivo certifica que uma determinada atividade de projeto atingiu um determinado nível de redução de emissões de gases de efeito estufa durante um período de tempo específico.

A etapa final é quando o Conselho Executivo tem certeza de que, cumpridas todas as etapas, as reduções de emissões de gases de efeito estufa decorrentes das atividades de projeto são reais, mensuráveis e de longo prazo e, portanto, podem dar origem às RCEs. As RCEs são emitidas pelo Conselho Executivo e creditadas aos participantes de uma atividade de projeto na proporção por eles definida e, dependendo do caso, podendo ser utilizadas como forma de cumprimento parcial dos compromissos quantificados de

redução e limitação de emissão de gases de efeito estufa por parte dos países desenvolvidos (Anexo I da Convenção sobre Mudança do Clima).

Dentre os três mecanismos de flexibilização regulamentados pelo Protocolo de Quioto, o MDL é o único que o Brasil pode participar e gerar créditos de carbono.

5.2.3. MDL Programático

Uma discussão que se faz cada vez mais presente é a de que talvez o MDL precise mudar de um patamar baseado em projetos pontuais para um nível setorial ou programático. Pode se dizer que o balanço da criação do mecanismo desde sua implantação é positivo, no entanto, ainda limitado, percebe-se a clara necessidade de se pensar em novas possibilidades para o MDL (UNFCCC, 2009).

O reconhecimento da incapacidade inerente do MDL em servir como instrumento de efetiva promoção do desenvolvimento sustentável ganhou notoriedade na COP 11, ocorrida em Montreal, no final de 2005. Essa COP ficou conhecida como a reunião dos três 'is': *improvement, implementation e imagination*. O *improvement* caracterizou as discussões de aperfeiçoamento dos instrumentos existentes no âmbito da Convenção do Clima, como os mecanismos de capacitação, transferência de tecnologia e os fundos de assistência aos países menos desenvolvidos. O *implementation* caracterizou as decisões a serem implementadas a partir dessa COP/MOP. E, por fim, o *imagination* caracterizou o início formal das discussões sobre o arranjo legal a ser dado ao período pós 2012 (STERK *et al.*, 2005).

As iniquidades do MDL ocuparam espaço central nas discussões na COP 11. Temas como os altos custos de transação, a complexidade do procedimento do ciclo do projeto, as discrepâncias na distribuição regional e de atividades levaram a algumas decisões importantes. Dentre estas, o Conselho Executivo, reconhecidamente carente em capacitação técnica e financeira para dar conta de todas as suas atribuições, ganhou reforço com a promessa de maiores recursos e aumento do seu corpo técnico (STERK *et al.*, 2005).

Um avanço importante foi o estabelecimento do chamado “Programa de atividades no Âmbito do MDL” (Programa de Atividades – PoA). No parágrafo 20 do *Further*

Guidance, aprovado na COP11, definiu-se que “(...) uma ação voluntária coordenada, gerenciada por uma entidade pública ou privada, responsável por implementar uma meta ou política setorial com o objetivo de reduzir/seqüestrar emissões de GEE adicionais, por meio de um número ilimitado de atividades de projeto é elegível ao Programa de Atividades – PoA”.

Sendo assim, uma política nacional, regional ou local, não pode ser considerada como uma atividade de projeto de MDL. Porém, atividades de projeto inseridas em um Programa de Atividades podem ser registradas como uma única atividade de projeto de MDL, para tal, é preciso utilizar metodologias aprovadas de linha de base e monitoramento, definir adequadamente a fronteira do projeto e evitar dupla contagem dos créditos e vazamentos, além de assegurar que a remoção líquida antropogênica por sumidouros, assim como as reduções de emissões, sejam reais, mensuráveis e verificáveis e adicionais àquelas que poderiam ocorrer na ausência da atividade de projeto (UNFCCC, 2009).

Para um projeto ser aprovado dentro do MDL Programático, os requisitos de elegibilidade do MDL tradicional também deverão ser atendidos. Logo, é preciso demonstrar que na ausência do MDL a medida voluntária proposta não seria implementada ou que, apesar da existência de uma política compulsória, seu não cumprimento é tido como uma realidade no país e de fato representa o *status quo*, ou ainda que o PoA poderá levar a um maior nível de comprometimento com a política compulsória já existente, tornando-a mais eficiente e aproximando-a de seus objetivos, demonstrando-se desta maneira sua adicionalidade.

Além da demonstração da adicionalidade, o CDM-POA-DD (*Programme of Activities design document* – documento que representar a estrutura necessária para a implementação de um PoA) deve explicitar a descrição de um típico CPA (*Clean Development Mechanism programme activities*) que possa fazer parte do PoA, abrangendo a tecnologia, ou medida a ser adotada, justificativa da escolha da metodologia aprovada de linha de base e monitoramento e contabilização de possíveis vazamentos. Do mesmo modo, faz-se necessário justificar a inclusão de uma atividade de projeto como CPA no PoA, explicitando que a mesma não foi submetida ao Conselho Executivo como uma atividade de projeto de MDL e que não faz parte de outro PoA (UNFCCC, 2009).

No entanto, trata-se de uma modalidade nova e mesmo tendo sido discutida, em reuniões posteriores, diversos aspectos do POA (como o modelo-padrão para o documento de concepção do projeto), ainda precisam ser definidos. Alguns pontos ainda precisam ser melhorados, como por exemplo, o número de documentos solicitados pelo Conselho Executivo, são necessários três documentos para registrar o Programa de Atividades, que são o PoADD, o CPADD modelo (que contém todas as informações genéricas sobre o projeto) e um CPADD completo (que contém os detalhes do CPA que será validado) (ROCHA, 2009).

5.2.4. Mercados Voluntários de Carbono

O mercado de carbono voluntário abrange todas as negociações de créditos de carbono e neutralizações de emissões de gases do efeito estufa que são realizadas por companhias ou organizações que compram e vendem Reduções Verificáveis de Emissão (VERs - Verified Emission Reductions) (HAMILTON *et al.*, 2009).

Este mercado é composto por grupos e setores que não precisam ou não estão dispostos a diminuir suas emissões de acordo com o Protocolo de Quioto ou empresas localizadas em países não signatários do Protocolo (como as empresas americanas), possuindo assim uma alternativa de comercializar as reduções de emissões.

O mercado voluntário de créditos de carbono possui uma estrutura mais flexível que o mercado regulado, não possui prazos e padronização como o mercado de Quioto o que possibilita um menor custo de transação e viabiliza projetos de menor escala e projetos florestais, ainda contraditórios no âmbito de Quioto devido às controvérsias científicas sobre o comprovado seqüestro florestal do carbono, as fugas inerentes a esses projetos e sua sustentabilidade em geral.

No entanto, os riscos envolvidos no mercado voluntário são maiores e, portanto o preço pago pela redução de emissão é menor que no mercado regulado de Quioto, já que o preço é dado principalmente em função da credibilidade ou integridade dos padrões.

A Bolsa do Clima de Chicago (Chicago Climate Exchange – CCX), com sede nos EUA, é uma bolsa auto-regulável constituída sob as leis norte-americanas, sendo que foi a

primeira do mundo a negociar reduções certificadas de emissões de gases do efeito estufa no mercado voluntário, tendo iniciado suas atividades em outubro de 2003.

Membros da CCX acertam compromissos voluntários, mas vinculantes, para atingir as metas anuais de redução de emissões de GEE que haviam assumido, de acordo com um programa combinado previamente. Membros que reduzem suas emissões abaixo da meta anual ganham permissões que podem ser vendidas dentro da bolsa ou para bancos para futuros cumprimentos. Aqueles que emitem mais do que suas metas anuais compram Carbon Financial Instruments (CFI) a unidade de comércio padrão na CCX, onde cada contrato de CFI representa o equivalente a 100 toneladas métrica de CO₂ (ROCHA, 2009).

De 2004 a 2009 registrou um total de 81.955.500 MT de CO₂e negociados dentro de todas as categorias de projetos elegíveis, sendo elas seqüestro de carbono em solos agrícolas; recuperação de metano em aterros sanitários; eficiência energética e troca de combustíveis; projetos de energias renováveis; emissões evitadas de eliminação de resíduos orgânicos; metano recuperado de minas de carvão; projetos florestais; destruição de HFC; recuperação de metano em tratamento de águas residuais; recuperação de metano na agricultura (CCE, 2009).

Além da bolsa de Chicago, existem diversas outras entidades ao redor do mundo que possibilitam a troca de créditos de carbono no mercado voluntário, como a European Climate Exchange (ECX); Insurance Futures Exchange (IFEX); Montréal Climate Exchange (MCeX) e; Tianjin Climate Exchange (TCX);

5.3. Créditos de Carbono no PROINFA

Conforme descrito anteriormente, atualmente existem alguns mercados de carbono e, em sua maioria, estes mercados comercializam independente uns dos outros e praticam níveis de preços diferentes. Os preços e volumes comercializados refletem diversos fatores, incluindo diferenças no rigor das reduções nas emissões, padrões de execução, custos transacionais, monitoramento e auditoria de projetos.

O aumento da consciência e da competência interna brasileira para o uso de fontes renováveis, o cenário internacional favorável à promoção de energias mais limpas, a

problemática do efeito estufa e do aquecimento global e a necessidade e o comprometimento de países na redução de GEE criaram um cenário político favorável para promoção das fontes de energia renováveis. Esse cenário possibilitou a criação do PROINFA no Brasil, que tinha como objetivo aproveitar o potencial brasileiro de fontes alternativas, disseminar e dominar a tecnologia a nível nacional. Assim, este programa acaba por possuir os mesmos objetivos do MDL, ou seja, de redução de emissões de gases de efeito estufa e o estímulo ao desenvolvimento sustentável, podendo então ser analisado como um programa potencialmente elegível à obtenção de créditos de carbono. Além disso, a demonstração de que o programa é adicional à prática comum se dá facilmente, já que a energia gerada por essas fontes no momento da criação do programa representa um custo a mais para o governo. Logo, existia uma barreira econômica à implementação desses projetos, uma vez que existiam outras opções de fontes mais baratas.

Adaptando cálculos feitos por ROCHA (2009), o potencial de redução e de geração de créditos para a energia eólica contratada pelo PROINFA seria estimado na ordem de 14,5 milhões de toneladas de CO₂, considerado o horizonte de 20 anos. Isso significa que o potencial estimado de receita de créditos de carbono é de aproximadamente 370 milhões de reais no total, para o mesmo período de 20 anos, admitindo-se o preço da Unidade de Redução Certificada de Emissões (CER) a US\$15 e o dólar a 1,70 reais.

Desta maneira, os interesses pela titularidade dos créditos passaram a ser expressos tanto pelos empreendedores quanto pela ELETROBRAS. A lei instituidora do PROINFA (Lei Federal nº 10.438/2002) não estabeleceu como condição de adesão ao programa a obrigação de os produtores transferirem à ELETROBRAS o proveito econômico resultante do MDL, porém, os contratos de compra de energia eram firmados entre os dois.

Posteriormente foi criado o Decreto nº 5.025/04, que dava margem ao entendimento de que a ELETROBRAS poderia ser co-participante de projetos de MDL e também possuidora de direitos às receitas provenientes da venda de CERs, já que ela concedia garantias de compra da energia gerada pelos projetos. Segundo o artigo 16 deste decreto, ficou criada a Conta PROINFA, administrada pela ELETROBRAS, que, dentre outras receitas, seria composta pelas decorrentes de eventuais benefícios financeiros provenientes do MDL.

Em 2006, com o objetivo de acabar com possíveis dúvidas e desentendimentos sobre a titularidade dos créditos de carbono gerados pelos empreendimentos do PROINFA, foi editado o Decreto nº 5.882/06, modificando o Decreto nº 5.025/04. Assim, o Decreto confere à ELETROBRAS o direito de comercializar os créditos de carbono, responsabiliza a ELETROBRAS pela validação e emissão dos certificados de reduções de emissões e determina que mesmo os produtores que auferiram benefícios com a geração e comercialização de créditos de carbono antes da sua publicação deverão repassar os direitos adquiridos à conta do PROINFA. Assim, passou a ser definitivamente de direito da ELETROBRAS o desenvolvimento todas as etapas do ciclo de projeto de MDL, além da comercialização futura dos créditos de carbono oriundos de projetos vinculados ao programa ou direitos a eles relacionados.

Entretanto, ocorreram várias manifestações no sentido de que as disposições instituídas pelo Decreto nº 5.882 não possuem embasamento legal, uma vez que a lei que instituiu o PROINFA não estabelece a transferência de tais créditos à ELETROBRAS nem a sua exploração comercial por aquela empresa. Argumenta-se assim que o decreto ultrapassou os limites da lei de regência. Além disso, aponta-se que o decreto estabeleceu previsões que prejudicam direitos adquiridos dos produtores, que já vinham, há muito tempo, desenvolvendo projetos de aproveitamento dos créditos de carbono.

Dentre esses projetos que pleitearam direito aos créditos de carbono provenientes de projetos de MDL pelo PROINFA podemos citar como exemplo o Projeto Parque Eólico Osório e o Projeto de Geração de Energia Eólica Água Doce:

- Projeto Parque Eólico Osório: Contempla as usinas de dos Índios, Sangradouro e Osório, todas no Rio Grande do Sul, com estimativa total de reduções de emissões de 148.325 toneladas de CO₂e por ano. Este projeto obteve a carta de aprovação do Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) em 30/08/2006 (MCT, 2011), e requisitou 142.181 CERs em 2007 e 150.324 CERs e em 2008, segundo registros da UNFCCC.
- Projeto de Geração de Energia Eólica Água Doce: Localizado em Santa Catarina, com estimativa de reduções de emissões de 13.704 toneladas de CO₂e por ano. Obteve a carta de aprovação do Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC) do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) em

27/07/2006 (MCT, 2011), requisitou 5.231 CERs entre 30 de Setembro de 2006 e 30 de Abril de 2007 e, posteriormente, 10.836 CERs entre 01 de Maio de 2007 e 31 de Março de 2008, segundo registros da UNFCCC.

5.4. Leilões para energia eólica

Além da importância ambiental que a energia eólica possui, há também alguns fatores que justificam uma atenção especial, visando efetivá-la como fonte complementar à geração hídrica no parque gerador brasileiro:

- O vasto potencial eólico nacional;
- Sua distribuição geográfica que se estende também pelo interior do país em áreas socialmente carentes;
- A possibilidade de complementação da energia produzida pela geração eólica com as hidrelétricas; e
- A importância de o Brasil acompanhar o desenvolvimento que vem ocorrendo em nível internacional dessa tecnologia de geração.

Com a implementação do PROINFA, o país conseguiu desenvolver uma indústria nacional de aerogeradores com capacidade de produção próxima a 750 MW por ano e com índice de nacionalização da ordem de 70% (EPE, 2009).

Levando em consideração que a geração eólica tem como característica econômica o elevado investimento inicial e o baixo custo operacional e que o engajamento da iniciativa privada em um projeto de investimento depende basicamente do equilíbrio entre a expectativa de retorno financeiro e a percepção dos riscos, observa-se que o mecanismo de leilão tende a estabelecer o valor adequado ao equilíbrio do preço com a percepção do risco. Logo, foi definido pela Lei nº 10.848/2004 que a contratação de energia elétrica para cobertura do consumo no ambiente regulado e para a formação de lastro de reserva deverá ser feita através de leilões públicos específicos.

Ainda de acordo com a Lei nº 10.848/2004, a contratação de energia pode ser feita pela modalidade quantidade ou disponibilidade:

- Contratos de Quantidade de Energia

Os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de fatores que poderão afetar ou diminuir o fornecimento de energia elétrica, e no caso de falta de fornecimento terão que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos.

- Contratos de Disponibilidade de Energia

A unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade. Neste caso, a receita da Geradora é garantida e os riscos de despacho de tais usinas (pagamento de custos variáveis) são assumidos pela Distribuidora.

Desta maneira, o governo realizou em dezembro de 2009 o 2º Leilão de Energia de Reserva, primeiro leilão exclusivo para contratação de energia proveniente de empreendimentos de fonte eólica, com início de suprimento a partir de 1º de julho de 2012 (Leilão de Energia de Reserva 03/2009 - Fonte Eólica), que teve como resultado a contratação de 71 empreendimentos na modalidade por quantidade de energia e o preço médio de megawatt/hora ficou em R\$ 148,39, o que representa 21,5% inferior ao preço teto estabelecido.

Tabela 15 - Resultado do 2º Leilão de Energia de Reserva (03/2009) e fatores de capacidade utilizados

Empreendimento	Estado	Potência (MW)**	Garantia Física (MW)**	Preço de Venda	Produto 2012-EOL20	Fator de Capacidade (GF/Pot)***
				(R\$/MWh)	(MWh)*	
EOL ARATUA 1	RN	14,4	6,9	151,77	1.051.920,000	0,479
EOL AREIA BRANCA	RN	27,3	11,7	152,63	1.928.520,000	0,429
EOL ARARAS	CE	30,0	12,6	150,38	2.103.840,000	0,420
EOL BURITI	CE	30,0	11,0	150,38	1.928.520,000	0,367
EOL CAJUCOCO	CE	30,0	12,0	150,38	2.103.840,000	0,400
EOL COQUEIROS	CE	27,0	11,6	150,38	1.928.520,000	0,430
EOL QUIXABA	CE	25,2	9,0	153,05	1.577.880,000	0,357
EOL GARCAS	CE	30,0	13,2	150,38	2.279.160,000	0,440
EOL LAGOA SECA	CE	19,5	8,1	152,18	1.402.560,000	0,415
EOL MIASSABA 3	RN	50,4	22,8	152,07	3.857.040,000	0,452
EOL PEDRA DO REINO	BA	30,0	10,8	152,27	1.753.200,000	0,360
EOL VENTO DO OESTE	CE	19,5	7,8	152,18	1.227.240,000	0,400
EOL COXILHA NEGRA V	RS	30,0	11,3	131,00	1.928.520,000	0,377
EOL COXILHA NEGRA VI	RS	30,0	11,3	131,00	1.928.520,000	0,377
EOL COXILHA NEGRA VII	RS	30,0	11,3	131,00	1.928.520,000	0,377
EOL MORRO DOS VENTOS I	RN	28,8	13,5	151,04	2.279.160,000	0,469
EOL MORRO DOS VENTOS III	RN	28,8	13,9	151,01	2.279.160,000	0,483
EOL MORRO DOS VENTOS IV	RN	28,8	13,7	151,02	2.279.160,000	0,476
EOL MORRO DOS VENTOS IX	RN	28,8	14,3	151,03	2.454.480,000	0,497
EOL MORRO DOS VENTOS VI	RN	28,8	13,1	151,05	2.279.160,000	0,455

EOL MACAUBAS	BA	30,0	13,4	139,99	2.279.160,000	0,447
EOL NOVO HORIZONTE	BA	30,0	10,9	139,99	1.753.200,000	0,363
EOL SEABRA	BA	30,0	11,3	139,99	1.928.520,000	0,377
EOL DUNAS DE PARACURU	CE	42,0	19,7	149,96	3.331.080,000	0,469
EOL FAZENDA ROSARIO	RS	8,0	3,2	146,00	525.960,000	0,400
EOL FAZENDA ROSARIO 3	RS	14,0	5,5	146,00	876.600,000	0,393
EOL OSORIO 2	RS	24,0	9,2	149,99	1.577.880,000	0,383
EOL SANGRADOURO 2	RS	26,0	9,9	149,99	1.577.880,000	0,381
EOL SANGRADOURO 3	RS	24,0	9,2	149,99	1.577.880,000	0,383
EOL EMBUACA	CE	25,2	11,1	151,07	1.928.520,000	0,440
EOL BARRA DOS COQUEIROS	SE	30,0	10,5	152,50	1.753.200,000	0,350
EOL COLONIA	CE	18,9	8,2	149,90	1.402.560,000	0,434
EOL ICARAI I	CE	27,3	13,0	142,00	2.279.160,000	0,476
EOL ICARAI II	CE	37,8	18,0	142,00	3.155.760,000	0,476
EOL TAIBA AGUIA	CE	23,1	10,6	149,90	1.753.200,000	0,459
EOL TAIBA ANDORINHA	CE	14,7	6,5	149,90	1.051.920,000	0,442
EOL REI DOS VENTOS 1	RN	48,6	21,8	152,77	3.681.720,000	0,449
EOL REI DOS VENTOS 3	RN	48,6	21,0	153,07	3.681.720,000	0,432
EOL EURUS VI	RN	7,2	3,1	150,00	525.960,000	0,431
EOL FAISA I	CE	25,2	9,3	152,66	1.577.880,000	0,369
EOL FAISA II	CE	25,2	9,5	152,65	1.577.880,000	0,377
EOL FAISA III	CE	25,2	8,3	152,69	1.402.560,000	0,329

EOL FAISA IV	CE	25,2	8,5	152,67	1.402.560,000	0,337
EOL FAISA V	CE	27,3	9,0	152,68	1.577.880,000	0,330
EOL CABECO PRETO	RN	19,8	6,5	151,97	1.051.920,000	0,328
EOL USINA DE MANGUE SECO 1	RN	25,2	12,3	149,99	2.103.840,000	0,488
EOL USINA DE MANGUE SECO 2	RN	25,2	12,0	149,99	2.103.840,000	0,476
EOL USINA DE MANGUE SECO 3	RN	25,2	12,7	149,99	2.103.840,000	0,504
EOL USINA DE MANGUE SECO 5	RN	25,2	13,1	149,99	2.279.160,000	0,520
EOL MAR E TERRA	RN	23,1	8,3	152,64	1.402.560,000	0,359
EOL ICARAI	CE	14,4	7,8	151,08	1.227.240,000	0,542
EOL ALVORADA	BA	7,5	3,9	144,94	525.960,000	0,520
EOL CANDIBA	BA	9,0	4,2	144,94	701.280,000	0,467
EOL GUANAMBI	BA	16,5	8,4	144,94	1.402.560,000	0,509
EOL GUIRAPA	BA	27,0	13,6	144,94	2.279.160,000	0,504
EOL IGAPORA	BA	30,0	13,9	146,94	2.279.160,000	0,463
EOL ILHEUS	BA	10,5	5,0	146,94	876.600,000	0,476
EOL LICINIO DE ALMEIDA	BA	22,5	10,9	144,94	1.753.200,000	0,484
EOL NOSSA SENHORA CONCEICAO	BA	24,0	12,4	146,94	2.103.840,000	0,517
EOL PAJEU DO VENTO	BA	24,0	11,8	146,94	1.928.520,000	0,492
EOL PINDAI	BA	22,5	11,0	144,94	1.928.520,000	0,489
EOL PLANALTINA	BA	25,5	12,2	146,94	2.103.840,000	0,478
EOL PORTO SEGURO	BA	6,0	2,7	146,94	350.640,000	0,450
EOL RIO VERDE	BA	30,0	16,6	144,94	2.805.120,000	0,553

EOL SERRA DO SALTO	BA	15,0	7,4	144,94	1.227.240,000	0,493
EOL SANTA CLARA I	RN	28,8	13,7	150,00	2.279.160,000	0,476
EOL SANTA CLARA II CPFL	RN	28,8	12,7	150,00	2.103.840,000	0,441
EOL SANTA CLARA III	RN	28,8	12,5	150,00	2.103.840,000	0,434
EOL SANTA CLARA IV	RN	28,8	12,3	150,00	2.103.840,000	0,427
EOL SANTA CLARA V	RN	28,8	12,4	150,00	2.103.840,000	0,431
EOL SANTA CLARA VI	RN	28,8	12,2	150,00	2.103.840,000	0,424
Total		1805,7	783,1		132.015.960,000	0,434

* Estimativa do montante negociado em MWh

** Conforme Portaria SPE/MME Nº 16, de 25 de novembro de 2009

*** Elaboração Própria a partir dos dados disponíveis

Fonte: ANEEL, 2010

Em agosto de 2010 foi realizado o 3º Leilão de Energia de Reserva (Edital nº 005/2010 - ANEEL), específico para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e empreendimentos de geração a partir de fonte eólica e biomassa. Foram contratados 20 empreendimentos de geração a partir de fonte eólica na modalidade por quantidade de energia, com preço médio de megawatt/hora em R\$ 122,69, ou seja, 26,5% a menos que o preço teto, que deve dar início ao suprimento a partir de 1º de setembro de 2013.

Tabela 16 - Resultado do 3º Leilão de Energia de Reserva (05/2010) e fatores de capacidade utilizados

Empreendimento	UF	Potência (MW)	Garantia	Preço	Produto	Fator de Capacidade (GF/Pot)*
			Física (MWmédio)	(R\$/MWh)	(MWh)	
CAMPO DOS VENTOS II	RN	30,0	15,0	126,19	2.454.480,000	0,500
PEDRA DO REINO III	BA	18,0	6,8	123,98	1.192.176,000	0,378
FAZENDA ROSARIO 2	RS	20,0	8,0	125,65	1.385.028,000	0,400
EURUS I	RN	30,0	15,5	124,24	2.542.140,000	0,517
EURUS II	RN	30,0	15,2	121,83	2.664.864,000	0,507
EURUS III	RN	30,0	16,1	124,23	2.629.800,000	0,537
CABECO PRETO IV	RN	19,8	8,4	124,45	1.472.688,000	0,424
SERRA DE SANTANA I	RN	19,8	9,7	124,75	1.420.092,000	0,490
SERRA DE SANTANA II	RN	28,8	13,5	125,15	2.366.820,000	0,469
SERRA DE SANTANA III	RN	28,8	12,7	124,85	2.226.564,000	0,441
CRISTAL	BA	30,0	15,7	120,93	2.629.800,000	0,523
PRIMAVERA	BA	30,0	16,4	120,92	2.770.056,000	0,547
SAO JUDAS	BA	30,0	15,6	120,94	2.664.864,000	0,520
RENASCENCA V	RN	30,0	15,0	121,83	2.629.800,000	0,500
DA PRATA	BA	19,5	10,1	121,25	1.770.732,000	0,518
DOS ARACAS	BA	30,0	15,5	121,25	2.436.948,000	0,517
MORRAO	BA	30,0	16,1	121,25	2.577.204,000	0,537
SERAIMA	BA	30,0	17,5	121,25	2.682.396,000	0,583
TANQUE	BA	24,0	13,9	121,25	2.436.948,000	0,579
VENTOS DO NORDESTE	BA	19,5	10,1	121,25	1.770.732,000	0,518
Total	-	528,2	266,8	-	44.724.132,000	0,505
Preço Médio (R\$/MWh)				122,69		

Montante (R\$)	5.487.130.997,28
Preço Marginal Por Produto (R\$/MWh):126,19	

ATENÇÃO : Cada LOTE equivale a 0,1 MW médio

*** Elaboração Própria a partir dos dados disponíveis**

Fonte: CCEE, 2010

Também em agosto, foi realizado o 2º Leilão de Fontes Alternativas (Edital nº 007/2010 - ANEEL), para contratação específica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e empreendimentos de geração que tenham como fontes biomassa e eólica. Neste leilão, foram contratados 50 empreendimentos de geração eólica na modalidade por disponibilidade de energia, com preço médio de megawatt/hora em R\$ 134,46 e com início de suprimento em 1º de janeiro de 2013.

Tabela 17 - Resultado do 2º Leilão de Fontes Alternativas (07/2010) e fatores de capacidade utilizados

Empreendimento	UF	Potência	Garantia Física (MWmédio)	PEQ (R\$/MWh)	Receita Fixa (R\$/ano)	Valor médio (MWh/ano) *	Fator de Capacidade (GF/Pot)*
ARATUA 3	RN	28,8	11,2	137,77	13.517.000,77	98.112,80	0,389
ASA BRANCA I	RN	30,0	13,2	135,40	15.656.573,00	115.632,00	0,440
ASA BRANCA II	RN	30,0	12,8	135,40	15.182.131,00	112.128,00	0,427
ASA BRANCA III	RN	30,0	12,5	135,40	14.826.299,00	109.499,99	0,417
ASA BRANCA IV	RN	30,0	14	133,00	16.311.120,00	122.640,00	0,467
ASA BRANCA V	RN	30,0	13,7	133,00	15.845.088,00	119.136,00	0,457
ASA BRANCA VI	RN	30,0	14,4	133,00	16.777.152,00	126.144,00	0,480
ASA BRANCA VII	RN	30,0	14,3	133,00	16.660.644,00	125.268,00	0,477
ASA BRANCA VIII	RN	30,0	13,6	133,00	15.728.580,00	118.260,00	0,453
PEDRA BRANCA	BA	28,8	12,2	132,50	14.160.540,00	106.872,00	0,424
SAO PEDRO DO LAGO	BA	28,8	13,5	132,50	15.321.240,00	115.632,00	0,469
SETE GAMELEIRAS	BA	28,8	12,6	132,50	14.508.750,00	109.500,00	0,438
COSTA BRANCA	RN	20,7	9,8	130,43	11.197.154,64	85.848,00	0,473
CASA NOVA	BA	180,0	61,4	131,50	70.729.116,00	537.864,00	0,341
ATLÂNTICA I	RS	30,0	13,1	135,00	15.492.060,00	114.756,00	0,437
ATLÂNTICA II	RS	30,0	12,9	135,00	15.255.540,00	113.004,00	0,430
ATLÂNTICA IV	RS	30,0	13	135,00	15.373.800,00	113.880,00	0,433
ATLÂNTICA V	RS	30,0	13,7	135,00	16.201.620,00	120.012,00	0,457
DREEN BOA VISTA	RN	12,6	6,3	137,99	6.890.116,68	49.932,00	0,500
DREEN OLHO DAGUA	RN	30,0	15,3	133,97	17.486.300,28	130.524,00	0,510
DREEN SAO BENTO DO NORTE	RN	30,0	14,6	133,97	16.430.080,80	122.640,00	0,487
FAROL	RN	19,8	10,1	133,97	10.679.552,52	79.716,00	0,510

OSORIO 3	RS	26,0	10,5	137,79	12.432.516,00	90.228,00	0,404
EURUS IV	RN	30,0	13,7	135,40	16.249.625,00	120.012,00	0,457
ARIZONA 1	RN	28,0	12,9	134,59	14.501.803,32	107.748,00	0,461
CAETITE 2	BA	30,0	11,2	137,99	13.296.716,40	96.360,00	0,373
CAETITE 3	BA	30,0	11,2	137,99	13.417.595,64	97.236,00	0,373
CALANGO 1	RN	30,0	13,9	132,80	16.053.926,40	120.888,00	0,463
CALANGO 2	RN	30,0	11,9	132,80	13.727.270,40	103.368,00	0,397
CALANGO 3	RN	30,0	13,9	132,80	16.053.926,40	120.888,00	0,463
CALANGO 4	RN	30,0	12,8	132,80	14.890.598,40	112.128,00	0,427
CALANGO 5	RN	30,0	13,7	132,80	15.821.260,80	119.136,00	0,457
MEL 02	RN	20,0	9,8	132,80	10.818.950,40	81.468,00	0,490
JUREMAS	RN	16,1	7,6	136,01	8.935.857,00	65.700,00	0,472
MACACOS	RN	20,7	9,8	136,01	11.557.041,72	84.972,00	0,473
VENTOS DO MORRO DO CHAPEU	CE	30,0	13,1	133,40	15.308.450,00	114.756,00	0,437
PONTAL 2B	RS	10,8	4,2	134,81	4.960.000,00	36.792,52	0,389
VENTOS DO PARAZINHO	CE	30,0	14	133,32	16.350.123,00	122.638,19	0,467
PEDRA PRETA	RN	20,7	10,3	130,43	11.539.924,68	88.476,00	0,498
REB CASSINO I	RS	24,0	8,9	136,59	10.649.103,00	77.964,00	0,371
REB CASSINO II	RS	21,0	8	136,60	9.572.928,00	70.080,00	0,381
REB CASSINO III	RS	24,0	9,5	136,58	11.366.188,00	83.220,00	0,396
RENASCENCA I	RN	30,0	14	136,00	15.725.952,00	115.632,00	0,467
RENASCENCA II	RN	30,0	14,2	136,00	15.011.136,00	110.376,00	0,473
RENASCENCA III	RN	30,0	14,1	136,00	14.058.048,00	103.368,00	0,470
RENASCENCA IV	RN	30,0	14	136,00	13.343.232,00	98.112,00	0,467
VENTOS DE SAO MIGUEL	RN	30,0	12,4	136,00	12.985.824,00	95.484,00	0,413
VENTO FORMOSO	CE	30,0	13,5	133,40	15.775.884,00	118.260,00	0,450

VENTOS DE TIANGUA	CE	30,0	13,1	133,40	15.308.450,00	114.756,00	0,437
VENTOS DE TIANGUA NORTE	CE	30,0	14,1	133,40	16.477.034,00	123.516,00	0,470
		1519,6	658,5				0,433

ATENÇÃO : Cada LOTE equivale a 0,1 MWmédio

* Elaboração Própria

Fonte: CCEE, 2010

5.5. Fatores de Capacidade

O fator de capacidade de uma usina é a relação entre a produção efetiva da usina de energia durante um período de tempo e de sua energia se tivesse operado em plena capacidade nominal durante todo o tempo. Para calcular o fator de capacidade, utilizaremos as equações abaixo.

$$FC = \frac{\text{Energia Total Gerada (MWh)}}{\text{Potência (MW)} * \text{Tempo (h)}}$$

Ou

$$FC = \frac{\text{Garantia Física (MW)}}{\text{Potência (MW)}}$$

Para o caso do PROINFA, iremos utilizar os dados de geração da CGEE divulgados pela ELETROBRAS e os boletins mensais de geração eólica da ONS, foi realizada uma comparação do fator de capacidade real que as usinas estão operando com as estimativas feitas pelo governo. Para o cálculo do fator de capacidade (FC) utilizando os dados da ELETROBRAS, não foi considerado o primeiro mês de operação do parque por não se saber ao certo o dia da entrada em operação, o que viria a gerar incertezas no valor final encontrado.

Na tabela 18 pode ser visto o resultado dos cálculos e a comparação com os valores fornecidos pela ONS e a estimativa do governo. Percebe-se que os FCs calculados estão próximos aos valores fornecidos pela Operadora Nacional, entretanto, todas as usinas do PROINFA comparadas abaixo estão operando abaixo do fator de capacidade estimado pelo governo.

Além disso, foi feito um cálculo utilizando a mesma equação acima e apenas os empreendimentos que já haviam entrado em operação no ano anterior ao calculado, para se ter uma idéia do fator de capacidade médio que os parques eólicos estão trabalhando durante o ano, obtendo como resultado um FC para 2007 de 31,29%, um FC para 2008 de 31,03% e um FC para 2009 de 28,46%.

Tabela 18 - Geração elétrica e fator de capacidade das usinas eólicas do PROINFA

Geração Elétrica e Fator de Capacidade das Usinas Eólicas do PROINFA

Empreendimento (UEE)	Estado	Início de Geração (MMM/AA)	Ano												Fator de Capacidade Estimado***
			2007				2008				2009				
			Potência Selecionada (MW)	Total (MWh/ano)	Fator de Capacidade*	Fator de Capacidade (ONS)***	Potência Selecionada (MW)	Total (MWh/ano)	Fator de Capacidade*	Fator de Capacidade (ONS)***	Potência Selecionada (MW)	Total (MWh/ano)	Fator de Capacidade*	Fator de Capacidade (ONS)***	
Osório	RS	jul/06	50,0	128.597,85	29,36%	29,87%	50,0	130.326,79	29,75%	32,27%	50,0	119.123,55	27,20%	28,91%	32,00%
RN 15 - Rio do Fogo	RN	jul/06	49,3	151.165,51	35,00%	34,77%	49,3	130.999,65	30,33%	31,23%	49,3	110.028,73	25,48%	26,51%	34,00%
Água Doce	SC	set/06	9,0	21.070,87	26,73%		9,0	20.804,39	26,39%		9,0	17.758,34	22,52%		
Sangradouro	RS	set/06	50,0	140.693,21	32,12%	33,14%	50,0	147.829,74	33,75%	33,45%	50,0	133.057,89	30,38%	31,17%	33,00%
Dos Índios	RS	dez/06	50,0	129.405,92	29,54%	30,14%	50,0	137.640,96	31,42%	31,91%	50,0	123.020,43	28,09%	28,81%	30,00%
Millennium	PB	dez/07	-	-	-		10,2	26.315,72	29,45%		10,2	21.393,93	23,94%		
Beberibe	CE	set/08	-	-	-		25,2	31.484,74	48,16%		25,2	59.251,11	26,84%		
Paracuru	CE	nov/08	-	-	-		23,4	7.115,01	40,94%		23,4	76.261,00	37,20%		
Taiba-Albatroz	CE	nov/08	-	-	-		16,5	7.850,20	46,08%		16,5	42.351,38	29,30%		
Canoa Quebrada	CE	dez/08	-	-	-		10,5	2.886,87	-		10,5	29.035,40	31,57%		43,50%
Pedra do Sal	PI	dez/08	-	-	-		17,9	98,26	-		17,9	46.347,79	29,64%		
Albatroz	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	5.433,37	26,62%		
Atlântica	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	5.874,81	28,89%		
Camurim	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	6.136,50	30,11%		
Caravela	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	5.541,46	27,05%		
Coelhos I	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	5.866,81	28,75%		
Coelhos II	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	6.465,34	31,51%		
Coelhos III	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	4.016,69	19,64%		
Coelhos IV	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	5.432,14	26,68%		
Foz do Rio Choró	CE	jun/09	-	-	-		-	-	-		25,2	42.386,03	37,85%		
Lagoa do Mato	CE	jun/09	-	-	-		-	-	-		3,2	8.567,55	71,93%		
Mataraca	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	4.409,55	21,47%		
Presidente	PB	jun/09	-	-	-		-	-	-		4,5	4.246,57	20,81%		
Praia Formosa	CE	ago/09	-	-	-		-	-	-		6,6	6.422,91	32,31%		
Praia Formosa A	CE	ago/09	-	-	-		-	-	-		5,4	5.255,28	21,73%		39,00%
Praia Formosa B	CE	ago/09	-	-	-		-	-	-		13,8	13.430,12	29,07%		
Praia Formosa C	CE	ago/09	-	-	-		-	-	-		78,6	76.492,56	32,96%		
Praias de Parajuru	CE	ago/09	-	-	-		-	-	-		28,8	41.221,19	47,44%		
Icaraizinho	CE	out/09	-	-	-		-	-	-		54,0	54.470,20	23,28%		43,00%

* FC considerando somente os meses de operação do empreendimento no ano, sem considerar o mês de início de operação - Elaboração própria a partir de dados da Eletrobrás (março/2010)

** Foram consideradas apenas as usinas que operaram durante todo o ano

*** Valores retirados dos Boletins Mensais de geração Eólica da ONS

Esses cálculos foram seguidos para os empreendimentos dos últimos leilões, chegando aos resultados apresentados a seguir.

Para o 2º Leilão de Energia de Reserva, a partir dos dados disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foi possível calcular o fator de capacidade utilizado por cada empreendimento, dividindo-se a garantia física do empreendimento pela sua potência instalada. Os números encontrados estão entre 32,9% para a Eólica Faisa III, no Ceará, e 55,3% para a Eólica Rio Verde, na Bahia, sendo que no total, somando todas as garantias físicas e potências, o valor fica em 43,4%, conforme pôde ser visto na tabela 15.

Do mesmo modo que calculado anteriormente, para o 3º Leilão de Energia de Reserva foi utilizado às informações disponibilizadas pela CCEE, sendo possível assim calcular o fator de capacidade utilizado em cada parque, sendo o valor mais baixo encontrado para a Usina de Pedra do Reino III, na Bahia, de 37,8%, e o mais alto para a Usina de Seraima, também na Bahia, de 58,3%. No total, somando todas as garantias físicas e potências, o valor fica em 50,5%, conforme foi visto na tabela 16.

Calculando para o 2º Leilão de Fontes Alternativas o fator de capacidade conforme feito para os leilões anteriores, observamos que o menor fator de capacidade utilizado foi de 34,1% utilizado pela Usina Casa Nova, na Bahia e o maior foi de 51,0% utilizado pelas Usinas de Olho D'água e Farol, ambas no Rio Grande no Norte. Se somarmos todas as garantias físicas e potências, o valor fica em 43,3%, conforme pôde ser visto na tabela 17.

Com os resultados encontrados até o momento dos leilões realizados, foi elaborada uma tabela contendo o resumo dos fatores de capacidade por estado onde há empreendimento vencedor, sendo possível assim visualizar a variação dos fatores de capacidade e compará-los, inclusive com os empreendimentos do PROINFA. Observa-se que o estado em que apresentou o maior fator de capacidade foi a Bahia, com 52,8% durante o 3º Leilão de Energia de Reserva.

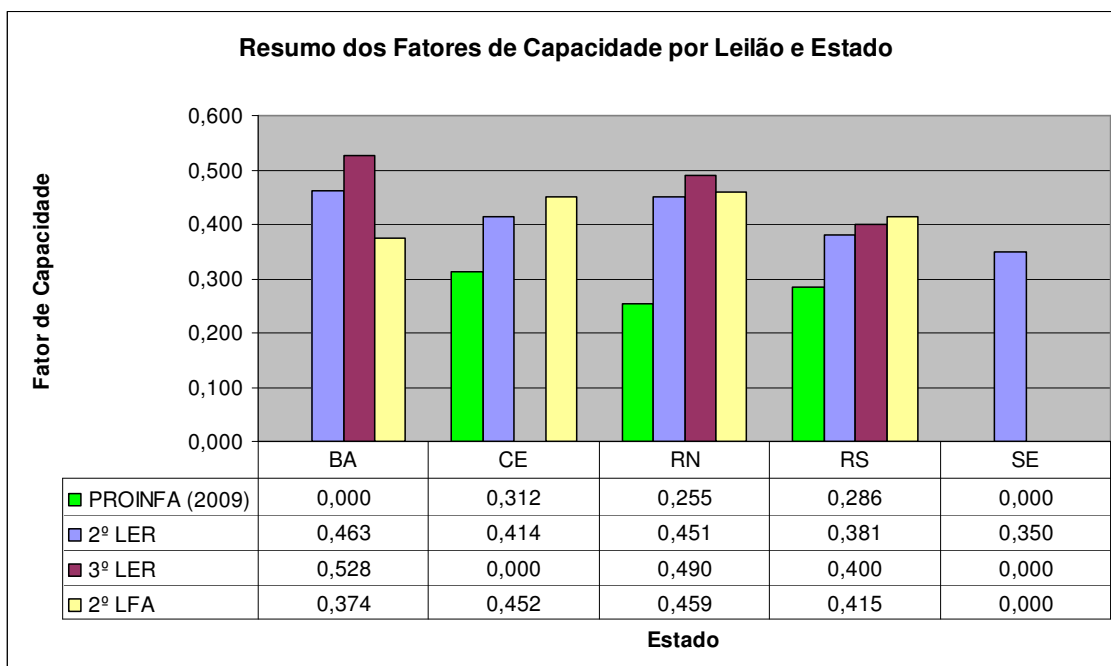


Figura 17 - Resumo dos fatores de capacidade por leilão e por Estado

Fonte: Elaboração Própria

A obtenção dos fatores de capacidades do PROINFA foi calculada para o ano de 2009 e foram considerados os parques com produção elétrica durante todo este ano, sendo eles os de Beberibe, Taíba-Albatroz e Paracuru, no Ceará; Rio do Fogo, no Rio Grande do Norte; Osório, Dos Índios e Sangradouro, no Rio Grande do Sul. Com este resultado, pode-se perceber que os fatores de capacidade atingidos pelas usinas eólicas do PROINFA se encontram bem abaixo dos estimados para os novos leilões de energia elétrica.

5.6. Comparação entre PROINFA e novos leilões

Conforme foi visto anteriormente, estima-se que até o final de 2010 das 54 usinas eólicas contratadas pelo programa PROINFA, tenha-se instalado um total de 43. Este atraso de cronograma se deu as diversas dificuldades encontradas pelos empreendedores, sendo principalmente a dificuldade que alguns encontraram para atender as exigências estabelecidas pelo BNDES para a obtenção do financiamento. Um dos fatores que contribui para essa situação é a definição dada pela lei para os

produtores independentes de energia, que restringe o acesso de empresas que poderiam aportar grandes volumes de capital nos empreendimentos. Eles argumentam que isso tem gerado algumas dificuldades para se levantar o aporte inicial de recursos necessários (COSTA, 2006).

Outra grande dificuldade também encontrada foi a exigência de se atingir o índice de 60% de nacionalização dos empreendimentos, onde o baixo número de fabricantes de aerogeradores no Brasil não conseguira atender a demanda por equipamento na primeira fase do programa.

Empreendedores argumentaram também que o “Preço Premium” estabelecido no PROINFA era, a principio, insuficiente e inviabilizava a implementação dos projetos. Entretanto o governo brasileiro garantiu que o preço fixado para energia eólica era realista com as condições brasileiras e que esse valor tinha sido amplamente discutido com o mercado e que a dificuldade encontrada pelos empreendedores era uma questão de eficiência, e que se o valor do “Preço Premium” estivesse abaixo, não teriam participado da primeira chamada pública tantos projetos de energia eólica (COSTA, 2006).

Entretanto, os resultados dos últimos leilões onde foram contratadas usinas de energia eólica se mostram contraditórios a este último argumento apresentado pelos empreendedores que participaram do PROINFA. Segundo pode-se ver na Tabela 19 e Figura 18 onde se compara os preços dos últimos leilões com o do PROINFA, percebe-se que no 2º LER, o valor contratado ficou 46,64% abaixo do “Preço Premium” do PROINFA, enquanto que no 3º LER está 56,01 % abaixo do “Preço Premium” do PROINFA e no 2º LFA está 51,90% abaixo do “Preço Premium” do PROINFA, o que demonstra também a superação da idéia de que, embora seja vantajosa do ponto de vista ambiental, a produção de energia eólica não era economicamente atrativa.

Tabela 19 - Comparação preços da energia eólica entre o PROINFA e os novos leilões

Programa / Leilão	Preço de energia eólica contratada (R\$/MWh)			Diferença de preço entre PROINFA e leilões (%)		
	Mínimo	Médio	Máximo	Mínimo	Médio	Máximo

PROINFA (2010)*	242,93	270,32	286,88	-	-	-
2º Leilão de Energia de Reserva (Dez/2009)	131	148,39	153,07	46,08%	45,11%	46,64%
3º Leilão de Energia de Reserva (Ago/2010)	120,92	122,69	126,19	50,22%	54,61%	56,01%
2º Leilão de Fontes Alternativas (Ago/2010)	130,43	134,46	137,99	46,31%	50,26%	51,90%

* Preços retirados do PAP 2010

Fonte: Elaboração própria

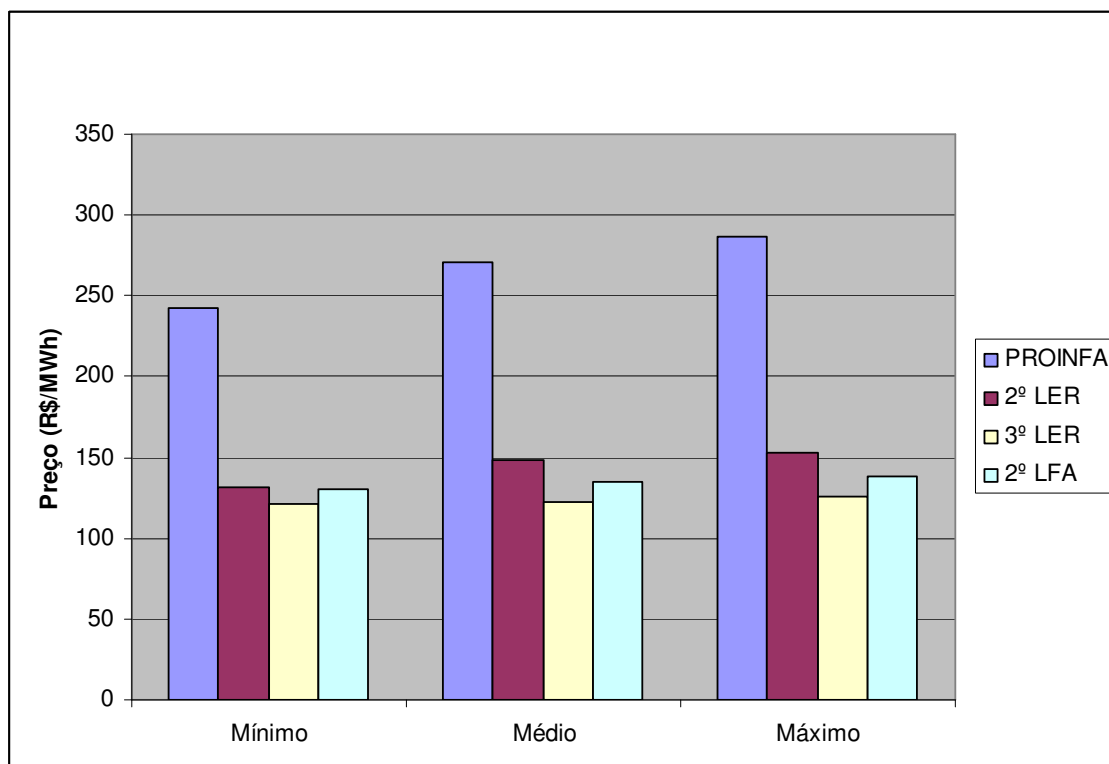


Figura 18 - Preços do PROINFA e novos leilões

Fonte: Elaboração própria

Da Tabela XX, podemos observar então que a diferença dos valores pagos variam de aproximadamente 112 R\$/MWh comparando os preços mínimos entre PROINFA e o 2º Leilão de Energia de Reserva e o 2º Leilão de Fontes Alternativas, até 160 R\$/MWh se comparado com os preços máximos entre o PROINFA e o 3º Leilão de Energia de Reserva. Na média, a diferença de valor entre o PROINFA e os novos leilões ficou por volta dos 132 R\$/MWh, diferença alarmante para empreendimentos similares, mesmo sendo esses contratados em um diferente espaço de tempo, principalmente se levarmos

em consideração que grande parte dos empreendimentos do PROINFA só ficaram prontos a partir de 2008.

Por outro lado, as empresas responsáveis por construir e operar as novas usinas eólicas contratadas nos leilões poderão vender seus créditos de carbono de forma a aumentar a remuneração da energia gerada, diferentemente das usinas do PROINFA, que como foi visto anteriormente, os créditos de carbonos por eles gerados irão para a Conta-PROINFA, gerida pela Eletrobrás. Sabendo então que, a metodologia aprovada, o potencial de redução de emissões (ER_y) de projetos de energia renovável conectados a rede de distribuição é dado pelo produto do fator de emissão da linha de base (EF_y, em tCO₂e/MWh) multiplicado pela eletricidade fornecida pelo projeto proposto à rede (EG_y, em MWh), como a seguir:

$$ER_y = EF_y \cdot EG_y$$

Esses fatores de emissão (EF_y) são divulgados pelo MCT anualmente e para o caso do presente trabalho foi adotado o fator de emissão de 0,1635 tCO₂e/MWh (média dos fatores para margem de construção e margem de operação) referente ao ano base de 2009 por ser o último divulgado pelo governo. A Tabela 20 apresenta um histórico desse fator.

Tabela 20 - Fatores de emissão do SIN brasileiro para projetos de MDL

Ano	Fator de Emissão (tCO ₂ e/MWh)*
2006	0,2023
2007	0,1842
2008	0,3112
2009	0,1635

*Adotando-se como premissa 50% para Margem de construção e 50% para Margem de Operação

Fonte: MCT, 2011

No caso dos novos leilões, o resultado já prevê um fornecimento médio de energia anual (EG_y) para cada empreendimento. Desta maneira, foi possível calcular a quantidade média de Unidade de Redução Certificada de Emissões (CER) gerados anualmente pro cada empreendimento, assim como uma receita média anual e por MWh que esses certificados irão gerar aos empreendedores, chegando ao resultado encontrado na Tabela 21. O que se pode observar é que, mesmo esse adicional de receita de 4,17

R\$/MWh, que ajudará a custear a energia gerada por esses empreendimentos, não são suficientes para reduzir significativamente a diferença de valores pagos entre o preço dos empreendimentos do PROINFA e os dos novos leilões.

Tabela 21 - Redução Certificada de Emissões gerada anualmente para cada leilão

Leilões	Valor médio total (MWh/ano)	CER (tCO2e/ano)*	Receita (R\$/ano)**	Receita (R\$/MWh)
2º Leilão de Energia de Reserva	132.015.960,00	21.582.365,19	550.350.312,31	4,17
3º Leilão de Energia de Reserva	44.724.132,00	7.311.635,27	186.446.699,43	4,17
2º Leilão de Fontes Alternativas	5.640.563,50	922.136,24	23.514.474,19	4,17

*fator de emissão da linha de base 0,1635 tCO2e/MWh

**Admitindo-se o preço da CER a US\$15 e o dólar a 1,70 reais.

Fonte: Elaboração própria

Outro ponto que merece atenção é aos fatores de capacidades (FC) estipulados nos novos leilões e se eles são realmente possíveis de serem alcançados. Conforme visto anteriormente nas Figuras 17 e 18, os FC esperados para os novos empreendimentos estão bem acima daqueles que vem sendo atingidos pelos empreendimentos já em operação pelo programa PROINFA. Os valores do FC que vêm sendo atingidos pelas usinas eólicas do programa de incentivo a fontes alternativas se encontram próximos a 30%, enquanto que para as novas usinas, espera-se que esses valores ultrapassem 40%, e em alguns casos com expectativas para FC acima dos 50%, conforme pode ser visto na Tabela 22.

Tabela 22 - Comparação dos fatores de capacidade da energia eólica entre os empreendimentos do PROINFA e os novos leilões

Programa / Leilão	Fator de Capacidade (%)		
	Mínimo	Médio	Máximo
PROINFA (2009)*	22,52	28,27	37,2
2º Leilão de Energia de Reserva (Dez/2009)**	32,83	43,37	55,33
3º Leilão de Energia de Reserva (Ago/2010)**	37,78	50,51	58,33
2º Leilão de Fontes Alternativas (Ago/2010)**	34,11	43,33	51,01

* Considerado apenas empreendimentos que operaram durante todo o período de jan/2009 a dez/2009

**Valores esperados

Fonte: Elaboração própria

Segundo o Plano Anual do PROINFA 2010, em 2008 houve uma diferença deficitária entre a energia prevista e a energia realmente gerada pelas fontes eólicas total de - 59.815,299 MWh. Entretanto, segundo o mesmo documento, em 2009, apesar de alguns empreendimentos não terem conseguido cumprir com a geração de energia contratada, o balanço final de geração de energia ficou positivo

Desta maneira, acredita-se que a energia eólica tenha se tornado mais competitiva diante dos outros tipos de fonte de energia elétrica no mercado brasileiro, devido a sua evolução técnica, financeira e econômica. Porém, deve-se ficar atento para que não ocorram novamente os atrasos de cronograma para a implantação que aconteceram com os empreendimentos do PROINFA e que a energia contratada seja realmente gerada, ou seja, que os valores contratados nos novos leilões sejam reais e factíveis e que os fatores de capacidade estipulados realmente possam ser alcançados, viabilizando assim esses projetos e aumentando a capacidade de energia eólica instalada e operando no país.

6. Conclusões e recomendações

Conforme apresentado no decorrer deste trabalho, nos últimos anos, o mundo e o Brasil vêm demonstrando um grande interesse na expansão do uso de fontes de energia renovável na matriz de energia elétrica, principalmente devido a dois fatores: diminuição da dependência de combustíveis fósseis, principalmente do petróleo e carvão e; as questões ambientais, sendo o aquecimento global e as metas de redução de emissões de GEE, estipuladas pelo Protocolo de Quioto, os fatores mais relevantes deste ponto.

A energia eólica por ter relativamente baixos impactos ambientais e ter sofrido uma grande evolução tecnológica nas últimas décadas, vem tendo uma grande queda nos seus custos de implantação e operação, se tornando assim cada vez mais competitiva em relação aos outros tipos de fontes alternativas como as pequenas centrais hidrelétricas e a biomassa. Além disso, a energia eólica apresenta no Brasil uma grande vantagem que é a sua complementaridade com as hidrelétricas, ou seja, os períodos em que os reservatórios estão em seus níveis mais baixos coincidem com os períodos de maior intensidade dos ventos, estimulando ainda mais o desenvolvimento desta tecnologia no país.

Desta maneira, pode-se dizer que o desenvolvimento da fonte eólica no Brasil foi marcado inicialmente pela instalação da primeira turbina eólica no país em 1992 em Fernando de Noronha, seguindo dez anos depois com a criação do PROINFA e em 2009 e 2010 com os novos leilões com participação de fontes eólicas, elevando o país a uma capacidade instalada atual de mais de 700 MW.

Entretanto, se analisarmos os empreendimentos em operação ou em processo de instalação provenientes do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas ou os vencedores dos novos leilões, percebemos diversas discrepâncias principalmente em função dos preços das tarifas e dos fatores de capacidade esperados e os realmente observados. De fato, é de se esperar que a evolução tecnológica e setorial tenda a abaixar os custos de investimentos e a aumentar o fator de capacidade das novas usinas eólicas, porém o que foi observado foi uma queda extremamente acentuada, de aproximadamente 50%, no valor dessas tarifas, e as estimativas dos fatores de capacidade estão de 10 a 20 pontos percentuais acima do que vem sendo constatado nas

atuais usinas, o que desperta uma série de questionamentos sobre a atual conjuntura nacional desta fonte de energia.

Sendo assim, alguns cenários futuros podem ser previstos, sendo o melhor deles no caso dos valores dos novos leilões, tanto as tarifas quanto os fatores de capacidade serem realmente viáveis; por outro lado, pode ser que as tarifas dos leilões sejam suficientes para viabilizar o projeto, porém os fatores de capacidade não serão alcançados ou; as tarifas não serão suficiente mesmo se tais fatores de capacidade forem alcançados e; no pior dos cenários, nem as tarifas serão suficientes para viabilizar os projetos como os fatores de capacidade previstos também não serão atingidos.

Para o primeiro caso, se os valores atingidos pelos novos leilões estiverem realmente viabilizando esses empreendimentos e os fatores de capacidade estimados forem alcançados, podemos dizer que as tarifas dessa fonte de energia já caíram de tal forma no país que passamos a atingir níveis dentro da média mundial, que está entre 86 a 154 R\$/MWh. Por outro lado, fica a questão do “Preço Premium” pago atualmente pelo PROINFA, que se encontra muito acima dos preços dos leilões, sendo necessário fazer um estudo e análise dos motivos reais que possam justificar tais tarifas, e no caso de se comprovar que esse preço está muito acima do necessário, sugerir um valor justo para esses empreendimentos.

No caso dos valores das tarifas serem suficientes para se viabilizar os projetos, porém os fatores de capacidade esperados não serem alcançados, essas usinas provavelmente serão instaladas dentro do cronograma previsto sem grandes problemas, entretanto durante sua operação, a energia gerada ficará abaixo da esperada, ocasionando em dificuldade ao empreendedor que será penalizado por isso, e também causará problemas ao abastecimento de energia elétrica do país, pois não será gerada uma parte da eletricidade que deveria ser fornecida, fazendo com que o sistema elétrico nacional busque tal suprimento em outros empreendimentos e fontes.

Por outro lado, pode ser até que os fatores de capacidade estimados sejam de fato reais, entretanto os empreendedores buscando garantir o contrato de geração elétrica tenham colocado os valores das tarifas muito abaixo do que seria a necessária para viabilizar os projetos. Dessa maneira, um problema ocorrido durante o PROINFA pode voltar a ocorrer, que seria o atraso no cronograma de instalação dos projetos, onde os vencedores dos leilões estariam esperando um barateamento dos custos da tecnologia

para poder instalar o parque. Neste caso, novamente o sistema elétrico teria dificuldades em atender a demanda crescente de energia no país, tendo que buscar a eletricidade em outros empreendimentos e fontes.

No pior dos cenários, tanto as tarifas estipuladas pelos leilões não seriam suficientes para viabilizar os projetos como os fatores de capacidade estimados sejam irrealistas. Assim, não só os empreendimentos poderiam ter dificuldades e atrasos na sua instalação, como após sua entrada em operação, a energia contratada não seria gerada na sua totalidade, ocasionando um sério problema de oferta por parte do sistema elétrico nacional.

Para solucionar possíveis problemas com os fatores de capacidade reais dos novos parques, poderia ser necessária uma série de dados de ventos por um período maior, além da implantação de uma tecnologia mais eficiente e outras mudanças no projeto de modo a melhor aproveitar o recurso eólico disponível no local, porém esses casos deverão ser estudados individualmente devido às peculiaridades de cada usina.

Por outro lado, os créditos de carbono poderão ser uma fonte de recursos para esses empreendimentos, de modo que pode aumentar sua lucratividade. Porém como vimos durante esse estudo, a diferença de valores na tarifa do PROINFA e dos novos leilões está na média de R\$ 130 /MWh, e o valor arrecadado com a venda dos CER no mercado de carbono está por volta dos R\$ 4,17 /MWh. Sendo assim, por mais que essa fonte de receita ajude a cobrir os gastos dos projetos, ela provavelmente não será a principal renda que irá viabilizar ou não o parque.

Uma das principais reclamações por parte dos empresários a dificuldade de implantação dos parques eólicos são os elevados custos, principalmente das importações. Tendo em vista solucionar esse fato e promover ainda mais a entrada a energia eólica na matriz eólica nacional, além minimizar os riscos de ocorrer os problemas mencionados acima, foi assinado em junho de 2009 durante o Fórum Nacional Eólico a Carta dos Ventos, onde uma das medidas acordadas será a redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) para os equipamentos eólicos, além de outras propostas para se criar programas de incentivos financeiros, fiscais e tributários que atendam à cadeia produtiva do mercado eólico, desde o fornecimento dos equipamentos, construção dos empreendimentos, até a venda da energia elétrica.

De todo modo, cabe agora observar o desenvolvimento de tais empreendimentos de modo a dar continuidade à evolução tecnologia da energia eólica no país, e desta forma, planejar da melhor maneira possível a expansão da matriz de energia elétrica, de maneira que as metas estabelecidas pelo governo sejam atingidas e seja garantida a segurança no fornecimento elétrico nacional.

7. Bibliografia

AEWA. *Wind Energy Siting Handbook 2008*. American Wind Energy Association (AEWA), fevereiro 2008.

ALBERTS, J., *Addressing Wind Turbine Noise*. Lawrence Technological University, outubro de 2006.

ANEEL. *Atlas de energia elétrica do Brasil*. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), 2002.

ANEEL. *BIG - Banco de Informações de Geração*, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp> Acessado em 17 de setembro de 2010.

ARAÚJO, M., FREITAS, M., 2006. "Acceptance of renewable energy innovation in Brazil - case study of wind energy" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 12, n. 2 (Fev), pp. 584-591.

AWEA. Disponível em: <http://www.awea.org/policy/policies.html>. Acessado em: 18 agosto 2010.

AWEA. *Wind Energy for a new Era: An Agenda for the new President and Congress*. American Wind Energy Association (AWEA), novembro de 2008.

BLOOMBERG. *Results Book 2010*. Bloomberg New Energy Finance, 2010.

BLUNDELL, T., *Wind Power in the UK*; Sustainable development commission, maio de 2005

BMU. *Development of renewable energy sources in Germany 2009*. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety of Germany (BMU), março de 2010.

BMU. *Doing Business in Germany – U.S. & Foreign Commercial Service*. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety of Germany (BMU), 2010

CASTRO, R., *Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Eólica*. Universidade Técnica de Lisboa/ Instituto Superior Técnico, março 2008

CCE. *CCX Offsets Report*; v. 1, n. 5 (Set). Chicago Climate Exchange (CCE), 2009.

CCEE. *Ambiente de Contratação*. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/cceinterdsm/v/index.jsp?vgnextoid=65daa5c1de88a010VgnVCM100000aa01a8c0RCRD> Acessado em: 20 de setembro de 2010.

CEBDS. *Mecanismo de desenvolvimento Limpo*. Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável – FIRJAN, 2003.

CEPEL. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. CEPEL/MME, 2001

CEPEL. *Energia Eólica, Princípios e Tecnologias*. Equipe CEPEL / CRESESB, maio 2008.

CHANGLIANG, X., ZHANFENG, S., 2009. “Wind energy in China: current scenario and future perspectives”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*; v. 13, n. 8 (Out) pp. 1966-1974.

CHAVES, C. Inserção dos consumidores livres no setor elétrico brasileiro: desafios e oportunidades. UFRJ/COPPE, 2010.

CLEMENT, D., LETHMAN, M., HAMRIN, J., *et al. International Tax Incentives for Renewable Energy: Lessons for Public Policy*. Center for Resource Solutions, junho 2005.

COSTA, A., CRESPO, A., NAVARRO, J., *et al.* 2007, “A review on the young history of the wind power short-term prediction”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 12, n. 6 (Ago), pp. 1725-1744.

COSTA, C., *Políticas de promoção de fontes novas e renováveis para geração de energia elétrica: lições da experiência europeia para o caso brasileiro*. UFRJ/COPPE, 2006.

DENHOLM, P., HAND, M., JACKSON, M., *et al.* ***Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States***. National Renewable Energy Laboratory (NREL), agosto de 2009.

DUTRA, R., ***Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA***. UFRJ/COPPE, 2007

ELETROBRÁS. ***Dados de Geração das CGEE participantes do PROINFA***. CCEE/Eletróbrás, março 2010.

ELETROBRÁS. ***Plano Anual do PROINFA 2010 (PAP)***. Eletróbrás, outubro 2009.

ELETROBRÁS. ***PROINFA***, Disponível em: <http://www.eletróbras.gov.br/ELB/main.asp?Team={B38770E4-2FE3-41A2-9F75-DFE25AF92DED}> Acessado em 20 de setembro de 2010.

EPE. ***Nota Técnica PRE 01/2009-r0, Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil***. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética, fevereiro 2009.

EWEA. ***Wind at Work: Wind energy and job creation in the EU***. European Wind Energy Association (EWEA), janeiro de 2009.

EWEA. ***Wind Energy The Facts: Environmental Issues***. The European Wind Energy Association (EWEA), março 2009.

EWEA. ***Wind Energy the Facts: The Economics of Wind Energy***. The European Wind Energy Association (EWEA), março de 2009.

GONZÁLES, P. 2008. "Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms". ***Energy Policy***, v. 36, n. 8 (Ago), pp. 2917-2929.

GWEC. ***Global Wind Energy Outlook 2008***. Global Wind Energy Council (GWEC), outubro 2008.

GWEC. ***Global Wind Report 2009***. Global Wind Energy Council (GWEC), março 2010.

GWEC. ***Indian Wind Energy Outlook 2009***. Global Wind Energy Council (GWEC), setembro 2009.

GWEC. *Wind Power India 2011*. Disponível em: <http://www.gwec.net/index.php?id=124> Acessado em 30 de agosto de 2010.

HAMILTON, K., SJARDIN, M., SHAPIRO, A. *Fortifying the Foundation: State of the Voluntary Carbon Markets 2009*. Ecosystem Marketplace, maio de 2009.

HERBERT, G., INIYAN, S., SREEVALSAN, E., *et al.* 2007, “A review of wind energy Technologies”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 11, n. 6 (Ago), pp. 1117-1145.

IFC. *Environmental, Health, and Safety Guidelines*. International Finance Corporation (IFC)/World Bank Group, abril 2007.

IPCC. *A Base das Ciências Físicas*. Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima, 2007

IPCC. *Climate Change 2001: The Scientific Basis*. Third Assessment Report, 2001.

IPCC. *Impactos, Adaptação e Vulnerabilidade*. Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima, 2007

IPCC. *Mitigação da Mudança do Clima*. Quarto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima, 2007

JACOBSON, D., HIGH, C., *Wind Energy and Air Emission Reduction Benefits: A Primer*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), fevereiro de 2008.

KUNZ T., ARNETT, E., COOPER, B., *et. al.* 2007. “Assessing Impacts of Wind-Energy Development on Nocturnally Active Birds and Bats: A Guidance Document”. *Journal of Wildlife Management*, v. 71, n. 8, pp.: 2449–2486

Lei: *The Renewable Energy Law Of the People’s Republic of China* – Adopted at the 14th Session of the Standing Committee of the 10th National People’s Congress on February 28, 2005.

MCT. Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC). Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/4016.html> Acessado em 25 de janeiro de 2011.

MCT. *Protocolo de Quioto: à convenção sobre mudanças climáticas*; Ministério da Ciência e Tecnologia.

MITYC. *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 – Desarrollo de las redes de transporte*; Ministério de Industria, Turismo y Comercio de España, 2008.

MME. *Balanco Energético Nacional – BEN*. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética, 2010.

MME. *Modelo Institucional do Setor Elétrico*. Ministério de Minas e Energia (MME), dezembro 2003.

MME. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 – PDE*. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética, 2010.

MME. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/> Acessado em 20 de setembro de 2010.

MME. *PROINFA: Guia de Habilitação de Projetos de Geração de Energia Elétrica Centrais Eólicas*. Ministério de Minas e Energia (MME).

NREL. *Renewable Energy Policy in China: Overview*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), abril 2004.

NWCC. *Wind Turbine Interactions with Birds, Bats, and their Habitats: A Summary of Research Results and Priority Questions*. National Wind Coordinating Collaborative (NWCC), 2010.

OECD. *Denmark - Regulatory Reform in Electricity 1999*. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD), outubro 1999.

ONS. *Destaques do ano*. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/publicacoes/dados_relevantes_2009/index.html Acessado em 15 de setembro de 2010.

RIDDINGTON, G., HARRISON, T., MCARTHUR, D., *et al.* *The economic impact of Wind farms on Scottish tourism*. Glasgow Caledonian University, março de 2008

- ROCHA, M., *Do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ao Programa de Atividades: uma análise do uso do biodiesel e da energia eólica no Brasil*. UFRJ/COPPE, 2009
- ROGERS, A., MANWELL, J., WRIGHT, S. *Wind Turbine Acoustic Noise*. Renewable Energy Research Laboratory/University of Massachusetts at Amherst, janeiro de 2006.
- ROSA, P., ESTANQUEIRO, A. *Guia de Projetos Elétricos de Centrais Eólicas: Volume I*. Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), 2003.
- SAIDUR, R., ISLAM, M., RAHIM, K., *et al.* 2010. “A review on global wind energy policy”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 7 (Set), pp. 1744-1762.
- SAWIN, J., MARTINOT, E., *et al.* *Renewables 2010 Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2010.
- SHEPHERD, D.G., 1994, “Historical Development of the Windmill”. In *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*, SPERA, S.A, (ed), 1 ed. New York, ASME Press, pp 1-46.
- STERK, W., WITTNEBEN, B. 2005 Addressing Opportunities and Challenges of a Sectoral Approach to the Clean Development Mechanism, JIKO Policy Paper 1/2005, Wuppertal Institute.
- UNEP. *Global Green New Deal: Atualização para a Cúpula do G20 em Pittsburgh*. United Nations Environment Programme (UNEP), setembro de 2009
- UNEP. *Global Green New Deal: Policy Brief*. United Nations Environment Programme (UNEP), março de 2009
- UNFCCC. *Issues in the Negotiating Process – Kyoto Protocol Mechanisms*: “Clean Development Mechanism”, the Clean Development Mechanism and Emissions Trading. United Nations Framework Convention on Climate Change, 2009.
- WISER, R., BARBOSE, G., *Renewables Portfolio Standards in the United States: A Status Report with Data Through 2007*. Lawrence Berkeley National Laboratory, abril 2008
- WISER, R., BOLINGER, M., *et al.* *2009 Wind Technologies Market Report*. Lawrence Berkeley National Laboratory; agosto de 2010.

WWEA. *World Wind Energy Report 2009*. World Wind Energy Association (WWEA), março 2010.