


**unesp**  **UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA**  
**“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”**  
**Faculdade de Ciências e Letras**  
**Campus de Araraquara - SP**

ANDERSON NAKASATO DAMASCENO

**VIABILIDADE DA GERAÇÃO DE  
ELETRICIDADE A PARTIR DE FONTE EÓLICA  
ON-SHORE:** dificuldades e vantagens de expansão na  
matriz elétrica brasileira



ARARAQUARA – S.P.  
2015

ANDERSON NAKASATO DAMASCENO

**VIABILIDADE DA GERAÇÃO DE  
ELETRICIDADE A PARTIR DE FONTE EÓLICA  
ON-SHORE** : dificuldades e vantagens de expansão na  
matriz elétrica brasileira

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) apresentado ao Conselho de Curso, de Ciências Econômicas, da Faculdade de Ciências e Letras – Unesp/Araraquara, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

**Orientador:** Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup>. Stela Luiza de Mattos Ansanelli

ANDERSON NAKASATO DAMASCENO

**VIABILIDADE DA GERAÇÃO DE  
ELETRICIDADE A PARTIR DE FONTE EÓLICA  
ON-SHORE:** dificuldades e vantagens de expansão na  
matriz elétrica brasileira

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC)  
apresentado ao Conselho de Curso de Ciências  
Econômicas, da Faculdade de Ciências e Letras –  
UNESP/Araraquara, como requisito para obtenção  
do título de Bacharel em Ciências Econômicas

**Orientador: Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Stela Luiza de Mattos  
Ansanelli**

Data da qualificação: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_

**MEMBROS COMPONENTES DA BANCA EXAMINADORA:**

---

**Presidente e Orientador: Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Stela Luiza de Mattos Ansanelli**

.

---

**Membro Titular: Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup> Luciana Togeiro de Almeida**

.

Universidade Estadual Paulista  
Faculdade de Ciências e Letras  
UNESP – Campus de Araraquara

## **AGRADECIMENTOS**

Meus agradecimentos a todas as pessoas que fizeram parte dessa trajetória, em especial a Professora Stela Luiza de Mattos Ansanelli, pela orientação e pelos ensinamentos transmitidos. A todos docentes do departamento de Economia, que proporcionaram uma grande experiência acadêmica.

Agradeço aos amigos da turma XXVIII de Ciências Econômicas e aos amigos de república cujo convívio foi um grande aprendizado durante todos esses anos.

Meus agradecimentos e todo carinho a minha família, que possibilitou que tudo acontecesse, com suporte em todos os aspectos possíveis, aos meus pais Mário e Edna, as minhas irmãs Mariana e Daiane.

## RESUMO

As fontes renováveis de energia apresentam um papel importante no contexto mundial atual, seu crescimento está intrinsecamente ligado a questões ambientais consolidadas e a segurança energética, norteadas pela busca de alternativas de energia. Dentre as fontes alternativas renováveis, a energia eólica se destaca em território brasileiro, apresenta grande potencial ainda não explorado e crescimento contínuo na matriz elétrica nacional.

Os fatores específicos da geração, a conjuntura e as políticas de incentivo influenciam na expansão da energia eólica no Brasil. Sendo assim, o setor eólico brasileiro apresenta características que podem ser avaliadas para viabilizar o desenvolvimento de tal energia.

Tendo isso em vista, o presente trabalho visa identificar quais as vantagens e os empecilhos para expansão dessa fonte de energia na matriz elétrica brasileira. Para isso, o trabalho estuda diferentes parâmetros: características de geração elétrica das diferentes fontes energéticas, políticas de incentivo, custos de geração, emissões de CO<sub>2</sub>, evolução da energia eólica no Brasil, o potencial eólico brasileiro e o regime de complementaridade hídrico-eólico.

Palavras Chave: Energia Eólica, Eletricidade, Matriz Energética, Energia no Brasil.

## **ABSTRACT**

The renewable energy sources presents an important role on the world's current context, its growing is essentially connected to the environmental issues and the energetic security, guided by the search for alternatives of energy. Among the alternative energy sources, the wind energy shows great importance in the brazilian territory, it has a great potential still unexplored and constant growth in the national electric matrix.

The specific factor of generation, the conjuncture and the incentive politics influence on the expansion of wind energy in Brazil. Thus, the brazilian wind sector shows features which can be evaluated enable its developing.

Keeping that in mind, the present work aims identify which are the advantages and the difficulties for the expansion of this energy source in the brazilian electric matrix. For that, the work studies the different parameters: features of electric generation of the different energy sources, incentive politics, generation costs, CO<sub>2</sub> emission, evolution of wind energy in Brazil, the brazilian wind potential, and the regime of complementarily hydro-wind.

**Keywords:** wind energy, electricity, electric matrix, energy in Brazil.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	9
<b>2. FORMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA</b> .....	11
2.1 Energia e o homem .....	11
2.2 Fontes Energéticas Não-Renováveis .....	13
2.2.1 Gás Natural .....	13
2.2.2 Petróleo .....	14
2.2.3 Carvão Mineral .....	15
2.2.4 Energia Nuclear .....	16
2.3 Energias renováveis .....	17
2.3.1 Energia da Biomassa .....	21
2.3.2 Energia Hídrica .....	22
2.3.3 Energia Solar .....	23
2.3.4 Energia eólica .....	24
2.3.4.1 Estado da Arte.....	33
<b>3. PANORAMA DA ENERGIA MUNDIAL</b> .....	37
3.1 Consumo.....	38
3.2 Oferta.....	39
3.3 Eletricidade.....	41
3.3.1 Energia Eólica.....	43
3.4 Modalidades de Políticas de Incentivo .....	48
3.4.1 Sistema de leilão.....	48
3.4.2 Sistema de cotas/certificados verdes .....	49
3.4.3 Sistema <i>Feed-in</i> .....	51
3.5 Políticas de Incentivo na Alemanha .....	53
3.5.1 Primeiros Programas.....	54
3.5.2 Lei das Energias Renováveis .....	56
3.6 Políticas de incentivo na Dinamarca .....	59
3.7 Políticas de Incentivo nos Estados Unidos .....	61
3.7.1 Compras governamentais .....	64
3.7.2 Portfólio Padrão de Renováveis ( <i>Renewables Portfolio Standard</i> ).....	64
<b>4. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL</b> .....	67
4.1 Formação Institucional do Setor Energético Brasileiro.....	67
4.2 Marcos Regulatórios.....	72
4.3 PROEÓLICA e PROINFA .....	74

4.4 Histórico da Energia Eólica no Brasil .....	76
4.5 Potencial Eólico Brasileiro .....	77
4.6 Potência Instalada no Brasil .....	82
4.7 Geração de Empregos .....	87
4.8 Custos da Energia Eólica .....	90
4.9 Impacto Ambiental – Emissões de CO <sub>2</sub> .....	94
<b>5. CONCLUSÃO.....</b>	<b>97</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>101</b>



## 1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é a principal fonte de calor, iluminação e força na atualidade, também exige o ser humano de determinadas privações como o acesso a informação através da televisão e internet, do melhor armazenamento de alimentos, da inserção na sociedade de consumo, etc. A utilização da mesma garante melhores condições de vida, sendo assim, consiste em um elemento essencial para o modo de vida moderno.

Considerando tal importância da eletricidade na sociedade, questões como a segurança energética e os impactos ambientais da produção de energia despertam preocupação. As experiências com choques do petróleo da década de 70 contribuíram na busca por fontes alternativas de energia objetivando diminuir a dependência energética de origem fóssil, tendo em vista que a diversificação da matriz energética não era somente uma necessidade econômica, mas também, estratégica. Outro fator determinante para busca de fontes alternativas de energia foram as conferências da ONU que ressaltaram a preocupação ambiental consolidando o conceito de “desenvolvimento sustentável”, o que impulsionou as fontes de energias renováveis. Tais energias são marcadas por ter capacidade de regeneração e não estarem ligadas a utilização de derivados de combustíveis fósseis, que estão relacionados ao extrativismo e a impactos ambientais com efeitos negativos a longo prazo, como o efeito estufa. (Leite, 2008) As energias renováveis também não estão associadas a exaustão de reservas, problemas geopolíticos e poluição (GOLDEMBERG; PALETTA, 2012)

A possibilidade de expansão de fontes alternativas de energia é grande no território brasileiro devido ao grande potencial inexplorado de algumas fontes. Nesse contexto, a energia eólica se destaca. No Brasil, a geração de energia eólica é incipiente quando comparada ao seu potencial de 143,5 GW de capacidade instalada. O setor eólico apresentou crescimento significativo devido a dois fatos marcantes: (1) as políticas de incentivo governamentais como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), que visava aumentar a participação das fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), (2) crise de 2008, quando empresas internacionais se voltaram ao mercado brasileiro para realizar investimentos devido à baixa dinâmica econômica do setor existente no mercado europeu e americano.

Atualmente a matriz energética brasileira é composta majoritariamente por energia hidráulica, provinda de hidrelétricas (63,03% do total da capacidade instalada), sem um sistema complementar consolidado originário de energia limpa. A recente escassez hídrica

expôs o problema da falta de diversificação energética em âmbito nacional e a necessidade de discussão sobre a dependência de fontes energéticas intermitentes, majoritariamente de hidrelétricas, sem a complementaridade planejada de um sistema alternativo de energias limpas, o que gera a ampliação da utilização de termelétricas altamente poluentes com altos custos.

Tendo isso em vista, o presente estudo busca a compreensão dos fatores específicos que dificultam uma maior participação da energia eólica na matriz nacional e também delinea quais suas vantagens, considerando a abundância de recursos ainda não aproveitados do território brasileiro, que poderiam ser utilizados minimizando impactos ambientais e trazendo benefícios socioeconômicos.

Com base nesses fatores, a monografia está estruturada em três capítulos. O primeiro capítulo estudará os aspectos de geração das diferentes fontes energéticas. O segundo capítulo discutirá o panorama mundial da energia, com dois enfoques: a evolução da energia eólica na matriz energética mundial e as experiências internacionais com políticas de incentivo por alguns países que são referência mundial no setor eólico. O terceiro capítulo abordará o desenvolvimento da energia eólica no Brasil, tratando do potencial disponível em território nacional, a complementaridade entre as fontes eólico-hídrica, aspectos dos custos de geração eólico-elétrica, emissões de CO<sub>2</sub>, os marcos regulatórios e as políticas de incentivo nacionais. Finalmente, a conclusão apresentará quais as vantagens da utilização da energia eólica na matriz elétrica nacional e quais os empecilhos para a expansão dessa fonte energética.

## 2. FORMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

### 2.1 Energia e o homem

Energia é definida pela física como a capacidade de realizar trabalho. O trabalho consiste na mudança das relações físicas, de tempo ou lugar. A energia é uma ideia abstrata, todo acontecimento de alteração nas relações físicas ocorre devido à transformação de energia. (CALABI et al., 1982) Logo, não nos deparamos com a manifestação direta de energia informe, pura, mas sim, pelas formas as quais a energia se manifesta. Sendo assim, o pressuposto físico é de que existe uma equivalência entre os fenômenos, como calor e movimento, que podem ser medidos em uma unidade comum e também convertidos. (CALABI et al., 1982)

Tal fenômeno pode ser subdividido em diferentes formas, tais como: energia de radiação, energia química, energia nuclear, energia mecânica, energia térmica, energia magnética, energia elástica e energia elétrica. Sendo assim, o cerne da discussão consiste na capacidade de conversão energética, ou seja, a transformação de uma energia em outra. Esses processos de conversão de energia ocorrem segundo duas leis fundamentais da física: a Lei da Conservação, alega que a energia se conserva, sendo assim, não pode ser criada nem destruída; já a Segunda Lei da Termodinâmica explicita que a eficiência da energia não será a mesma para suas diferentes formas de utilização. (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003).

Toda energia da Terra disponível para o homem tem sua origem no Sol (com exceções tais como: energia disponível a partir da gravidade lunar e de raios cósmicos). Até mesmo outras fontes energéticas como o carvão e o petróleo provêm indiretamente do Sol, correspondem ao alto acúmulo energético da energia solar que transformou a vida animal e vegetal. A ideia de conversão energética está intrinsecamente associada à economia e existem três tipos principais de conversores energéticos: pelo organismo do próprio homem, conversores orgânicos e conversores inorgânicos. No primeiro tipo ocorre a conversão, por meio do organismo humano, da energia química contida em alimentos em energias como calor, movimento, energia muscular e cerebral. O segundo tipo de conversão pode ser entendido como a utilização da energia dos animais para transporte. Já o último, os conversores inorgânicos, são a transformação de energia pelas usinas hidrelétricas, parques eólicos, máquina a vapor etc. Sendo assim, conversores de energia servem para tornar aproveitável a energia solar incidente sobre o planeta. (CALABI et al., 1982)

A energia tem participação ativa nas atividades humanas, houve um grande incremento do consumo de energia nos diversos estágios de desenvolvimento humano. Segundo Goldemberg e Villanueva (2003, p.45), o aumento do consumo *per capita* de energia aconteceu da seguinte maneira:

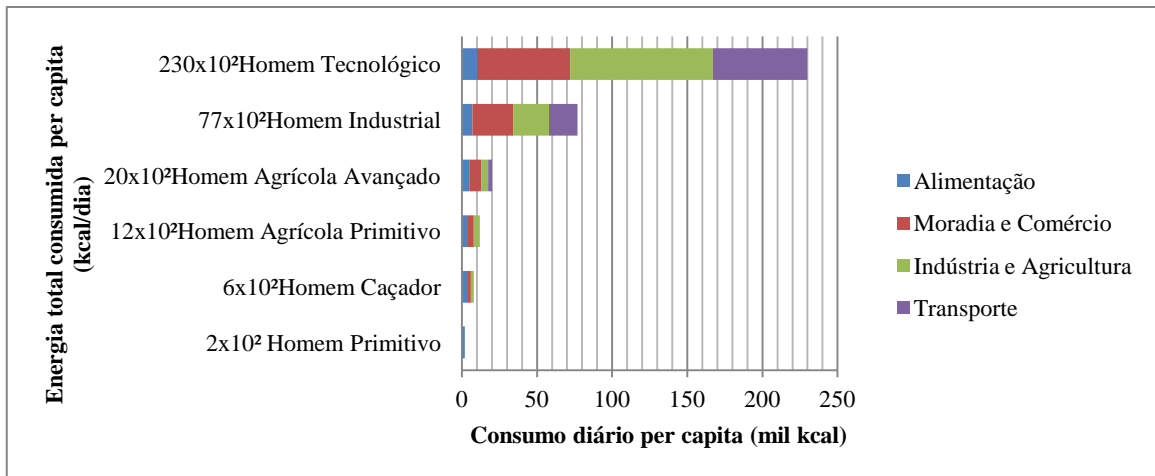


Gráfico 1 – Aumento do Consumo *Per Capita* de energia

Fonte: GOLDEMBERG E VILLANUEVA (2003)

1. O homem primitivo: dispunha somente da energia provinda dos alimentos que ingeria, ou seja, 2 mil kcal/dia. Localização: Leste da África, aproximadamente 1 milhão de anos atrás.
2. O homem caçador: já utilizava madeira para cozinhar e obter calor, também dispunha de maior quantidade de alimentos. Localização: Europa, aproximadamente 1 milhão de anos atrás.
3. O homem agrícola primitivo: nesse estágio o homem dispunha da energia de animais de tração. Localização: Mesopotâmia, 5000 a.C.)
4. O homem agrícola avançado: diferentemente do homem agrícola primitivo que somente usava a energia de animais de tração, utilizava o transporte animal, a força da água, do vento e carvão para aquecimento. Localização: Noroeste da Europa, em 1400 d.C.
5. O homem industrial: período correspondente à utilização da máquina a vapor a partir da Revolução Industrial. Localização: Inglaterra, 1875.
6. O homem tecnológico: caracterizado pelo padrão de consumo energético alto, com grande consumo energético provindo de atividades relacionadas à indústria e agricultura, transporte, moradia e comércio. Localização: EUA, 1970.

Dentre as formas de energia, a elétrica se destaca no que tange a iluminação, fonte de calor e força na atualidade, também exime o ser humano de determinadas privações como o acesso a informação através da televisão e internet, do melhor armazenamento de alimentos etc. A utilização da mesma garante melhores condições de vida, sendo assim, consiste em um elemento essencial para o modo de vida moderno.

## **2.2 Fontes Energéticas Não-Renováveis**

As fontes energéticas não-renováveis são marcadas pelo vasto tempo geológico para produzir suas reservas, as quais podem ser categorizadas de duas formas: fontes fósseis de energia e fontes primárias de energia nuclear. A primeira categoria é formada pelo acúmulo de matéria orgânica durante milhões de anos no subsolo terrestre, formando assim: petróleo, carvão mineral, gás natural e outros. Já a segunda, é composta de materiais químicos disponíveis no globo terrestre, sendo que o aproveitamento energético ocorre pela fissão de seus núcleos, tendo o urânio como principal representante (GOLDEMBERG e LUCON, 2007)

### **2.2.1 Gás Natural**

O gás natural é predominantemente encontrado na natureza associado ao petróleo (é comum essa associação devido ao processo de degradação da matéria orgânica, que em um de seus estágios produz petróleo e, em seus últimos, gás natural), sua localização recorrente são conjuntos de rochas porosas no subsolo tanto terrestre quanto marinho. Tal gás é definido como uma mistura de hidrocarbonetos (átomos de hidrogênio e carbono) leves, resultantes do processo de decomposição da matéria orgânica, com predominância de moléculas de metano ( $\text{CH}_4$ ) (ANEEL, 2008). Essa mistura permanece em estado gasoso a pressão atmosférica e temperatura ambiente e é considerada menos poluente, gera menor impacto ambiental, quando comparada com outras fontes de origem fóssil (SANTOS et al., 2007).

A partir do refino do petróleo bruto também podem ser extraídos todos os hidrocarbonetos gasosos, ou também pelo processo de gaseificação do carvão denominado *Coal-to-Gas* (CTG) (SANTOS et al., 2007). O processo para obter derivados similares ao do petróleo através da transformação do gás também é possível e é intitulado *gas-to-liquid*

(GTL), procedimento esse, menos agressivo ao meio ambiente, entretanto, por ser uma tecnologia recente, ainda opera a custos elevados (ANEEL, 2007). A utilização do gás natural pode-se dar de duas formas diferentes, sendo uma das finalidades a geração exclusiva de eletricidade e, a segunda, consiste na co-geração, ou seja, se extrai também o calor e o vapor dos processos industriais.

### 2.2.2 Petróleo

O petróleo é uma das principais fontes de geração de energia no mundo. Sua utilização foi inicialmente voltada para a iluminação através da queima de um de seus subprodutos, o querosene, que se apresentava como uma alternativa para substituição do uso do óleo de baleia que se encarecia no século XIX. A estabilidade do querosene era o que definia sua qualidade, ou seja, quando não incorporasse gasolina que poderia gerar explosões. (PETROBRAS, 2011). Um grande exemplo dessa busca por um padrão, pela estabilidade, é a própria formulação do nome de umas das grandes companhias americanas, a *Standard Oil*.

O petróleo consiste em uma substância de origem fóssil formada por uma mistura predominantemente de hidrocarbonetos (átomos de hidrogênio e carbono) e, em menor quantidade, derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados, oxigenados e organo-metálicos. Tal composto em condições de temperatura e pressão ambientes permanece em estado líquido. Uma importante classificação foi realizada por Tissot e Welte (1984) utilizando um total de 550 petróleos em seus estudos. A nova classificação foi proposta com base o teor de enxofre e dos hidrocarbonetos: alcanos (compostos parafínicos), cicloalcanos (naftênicos), os aromáticos mais os compostos de N, S, O (resinas e asfaltenos). O critério utilizado pelos autores foi o corte de resíduo do petróleo obtido a 210°C. No Quadro 1 a seguir, temos a subdivisão dos seis tipos de petróleo realizada por Tissot e Welte. (PETROBRAS, 2002 apud TISSOT; WELTE, 1984, p. 375-423)

<b>Tipo de Petr3leo</b>	<b>Concentra33o no Petr3leo (&gt;210°C)</b>		<b>Teor de Enxofre no 3leo</b>
Paran3ficos	S > 50% AA < 50%	P > N e P > 40%	< 1%
Paraf3nicos-naft3nicos		P ≤ 40% e N ≤ 40%	
Naft3nicos		N > P e N > 40%	
Arom3ticos intermedi3rios	S ≤ 50% AA ≥ 50%	P > 10%	> 1%
Arom3ticos asf3lticos		P ≤ 10% e N ≤ 25%	
Arom3ticos naft3nicos		P ≤ 10% e N ≥ 25%	Geralmente < 1%

Quadro 1 – Tipos de petr3leo

Fonte: Tissot e Welte. (PETROBRAS, 2002 apud TISSOT; WELTE, 1984, p. 375-423)

Por meio do processo de destila33o fracionada 3 poss3vel obter do petr3leo os seguintes produtos: g3s residual, g3s liquefeito do petr3leo (GLP), gasolina, querosene, gas3leo leve, gas3leo pesado, lubrificantes e res3duos. Al3m da utiliza33o do petr3leo como fonte de energia, seu uso como mat3ria-prima tamb3m 3 essencial na produ33o de pl3sticos, borrachas sint3ticas, tintas, solventes, produtos cosm3ticos etc.

Os derivados de petr3leo podem ser utilizados de duas maneiras para gera33o de energia el3trica, um primeiro m3todo 3 a queima direta dos combust3veis em centrais motogeradoras e o segundo 3 a partir do calor da queima em ciclos t3rmicos a vapor (ABRADEE, 2015). O 3ltimo processo ocorre de forma similar em todas as usinas que utilizam derivados de petr3leo na produ33o de energia el3trica. O processo 3 baseado na combust3o de tais derivados em uma c3mara, o calor dessa etapa aquece e aumenta a press3o da 3gua que se transforma em vapor e movimenta as turbinas da usina. Essa sequ3ncia de procedimentos transforma a energia t3rmica em energia mec4nica, e essa 3ltima 3 transformada em energia el3trica pelos geradores da usina (ANEEL, 2008).

### 2.2.3 Carv3o Mineral

O carv3o pode ser subdividido em dois tipos b3sicos, vegetal e mineral. O primeiro 3 obtido pela carboniza33o da lenha. J3 o segundo 3 um min3rio n3o-met3lico de origem f3ssil, de florestas do per3odo carbon3fero, sendo encontrado na forma de betume, pode ser preto ou marrom e 3 constitu3do predominantemente por carbono e magn3sio. Foi um dos principais pilares da Primeira Revolu33o Industrial gerando o vapor que movia m3quinas e locomotivas,

sendo assim, constituiu uma das primeiras fontes energéticas utilizadas em larga escala. Além de agravar o problema do “efeito estufa”, também gera efeitos negativos tais como o fenômeno “*smog*”, que consiste em uma camada de fumaça escura altamente tóxica que gera problemas respiratórios (GOLDEMBERG; LUCON, 2007).

O carvão mineral é voltado atualmente para a geração de calor e eletricidade, as termelétricas a carvão tem grande participação na matriz energética mundial. Seus outros usos são na produção de aço, em refinarias de alumina, em manufaturas de papel e nas indústrias químicas e farmacêuticas. (CEMIG; 2012)

#### **2.2.4 Energia Nuclear**

O primeiro reator nuclear do mundo para produção de energia foi construído em 1942, quando surgiu a oportunidade de concretizar o que já estava sendo discutido no âmbito acadêmico, a energia da fissão dos átomos poderia ser utilizada em bombas e geradores de energia. Tal questão já havia sido levada ao governo americano por Einstein em 1939. Já no ano de 1945 ao final da Segunda Guerra Mundial, foi demonstrado o poder de destruição da então nova tecnologia, ocorreram os bombardeios das cidades japonesas de Hiroshima e Nagasaki (CEMIG; 2012).

Mesmo com os acontecimentos da Segunda Guerra, existem vantagens na utilização da energia nuclear de forma pacífica, como a não emissão de gases de efeito estufa que contribuiu para consolidação dessa fonte energética. O processo de geração de energia através de termonucleares ocorre com a utilização do átomo de urânio. O urânio chega às usinas após ter passado por um processo complexo, inicialmente ocorre seu beneficiamento, ou seja, após a extração da natureza ocorre a purificação e concentração, o que origina uma espécie de sal de cor amarela conhecido como o *yellowcake* ( $U_3O_8$ ). A continuidade do processo é a conversão, quando o *yellowcake* é dissolvido, purificado e convertido para o estado gasoso (gás  $UF_3$ ). A terceira fase é composta pelo aumento da concentração dos átomos de urânio 235, passando de 0,7% para 4%, ou seja, o conhecido enriquecimento (ANEEL, 2008).

A geração de energia elétrica nas termonucleares ocorre, de forma simplificada, pela fissão do núcleo do átomo de urânio, e com a energia sendo liberada lentamente ela manifesta-se na forma de calor (caso fosse liberada de forma mais rápida, se apresentaria na forma de luz), que aquece a água no interior dos reatores e a transforma em vapor que movimenta as turbinas. (ANEEL, 2008)



### 2.3 Energias renováveis

As fontes renováveis de energia são de extrema importância estratégica no que tange a diversificação da matriz energética e estão de acordo com o paradigma econômico atual, desenvolvimento com sustentabilidade. Para entender a evolução da energia renovável na composição de matrizes energéticas é necessário definir o conceito de desenvolvimento sustentável e entender a relação implícita deste com as fontes alternativas de energia.

Durante a década de 70, o pessimismo prevalecia na sociedade, o que foi retratado pelo Clube de Roma<sup>1</sup> no relatório “*The Limits of Growth*”, com uma ótica análoga ao pensamento de Thomas Malthus, porém, com relação ao crescimento exponencial da industrialização, poluição e esgotamento de recursos naturais e em contrapartida a disponibilidade de recursos com crescimento linear, no entanto, esta análise ficou distante da realidade (GOLDEMBERG, 2010). Outro livro relevante foi publicado pela revista “*The Ecologist*” em janeiro de 1972, denominado “*Blueprint for Survival*”, tendo como foco da discussão a ideia de limitação da população mundial a 3,5 bilhões de pessoas, a proibição de migração e controle do crescimento demográfico, tais conceitos eram muito bem aceitos por respeitáveis cientistas ingleses (LAGO, 2007). Em meio a essa conjuntura, a ONU definiu agendas como a Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, em Estocolmo, no ano de 1972, inserindo a sustentabilidade no cerne de discussões pelo mundo. O Relatório de Founex (1972, p.4) elaborado abordava temáticas relacionadas à proteção ao meio ambiente e ao desenvolvimento sustentável, formulando 26 princípios, dentre eles:

*“Com o fim de se conseguir um ordenamento mais racional dos recursos e melhorar assim as condições ambientais, os Estados deveriam adotar um enfoque integrado e coordenado de planejamento de seu desenvolvimento, de modo a que fique assegurada a compatibilidade entre o desenvolvimento e a necessidade de proteger e melhorar o meio ambiente humano em benefício de sua população.”*

Tal Conferência juntamente com os processos negociadores da Convenção de Viena para Proteção da Camada de Ozônio (1985) e o Protocolo de Montreal sobre Substâncias que Destroem a Camada de Ozônio (1987) fortaleceram a comunidade científica e estabeleceram novas formas de relações internacionais. As negociações foram um sucesso, mobilizaram

---

<sup>1</sup> O Clube de Roma foi fundado pelo industrial italiano Aurélio Peccei e teve grandes empresas como

diversos setores da sociedade e estabeleceram a necessidade de estipular acordos com parâmetros ambientais mesmo com uma teoria científica não comprovada que consistia na ideia do gás da estratosfera poder ser destruído por certos químicos antropogênicos (LAGO, 2007). Dando continuidade ao novo paradigma socioambiental instituído na sociedade, no início da década de 80, a ONU instaura a Comissão Mundial Sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, sendo formulado assim o Relatório Brundtland<sup>2</sup> (1986). O desenvolvimento sustentável é então definido como “*aquele que atende as necessidades do presente sem comprometer a possibilidade de as gerações futuras atenderem as suas necessidades*”(NOSSO FUTURO COMUM, 1990).

Essa definição é sustentada por três pilares: o econômico, o social e o ambiental. Essa visão da ONU entra em concordância com o chamado efeito *leapfrogging*, ou seja, conceito que se contrapõe a visão de que para ocorrer desenvolvimento são necessários impactos ambientais. Segundo Lago (2007) o Relatório Brundtland foi de extrema importância também por estabelecer as bases teóricas anos depois para Conferência do Rio de Janeiro. Essas conferências organizadas pela ONU demonstravam a preocupação com questões ambientais e tornou possível, 20 anos após a realização do encontro em Estocolmo (1972), a Conferência conhecida como “Rio + 20”, com a participação de 172 países e de 108 Chefes de Estado ou de Governo, a magnitude demonstra a importância dada ao tema. A Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e Desenvolvimento teve como objetivo:

*“Elaborar estratégias e medidas para parar e reverter os efeitos da degradação ambiental no contexto dos crescentes esforços nacionais e internacionais para a promoção do desenvolvimento sustentável e ambientalmente adequado em todos os países.”<sup>3</sup>*

O Comitê Preparatório elaborou 3 pontos principais para serem aprovados no Rio, sendo: Agenda 21, a Declaração do Rio e a Declaração de princípios sobre florestas. A Agenda 21<sup>4</sup> consiste em um documento de extrema importância devido a extensão

---

<sup>2</sup> O relatório Brundtland tinha como missão propor uma agenda global para mudança. Constituiu o maior esforço então conhecido para conciliar a preservação do meio ambiente com o desenvolvimento econômico, cujo porto de chegada denominou-se Desenvolvimento Sustentável (NASCIMENTO, 2012)

<sup>3</sup> Extraído de: < <http://www.un.org/documents/ga/res/44/ares44-228.htm>>. Acesso em: 20 set. 2014.

<sup>4</sup> A Agenda 21 foi organizada em 4 seções. Seção 1: as dimensões social e econômica do desenvolvimento sustentável. Seção 2: gestão de recursos naturais para o desenvolvimento sustentável, sendo tal seção

programação, propostas de ações, em diversas áreas que visava maior cooperação para realização de programas voltados a mudar paradigmas tradicionais de desenvolvimento econômico e de proteção do meio ambiente. Para tanto, atribuiu novas dimensões no tocante a integração internacional, dos governos, da sociedade civil e os setores produtivo, acadêmico, e científico. A Declaração do Rio foi pensada inicialmente para ser um documento de apenas uma única página, em linguagem simples. Ao final da Conferência chegou-se em uma carta concisa com alguns princípios que atingiam as preocupações tanto dos países desenvolvidos como os dos países em desenvolvimento. Os países em desenvolvimento conseguiram dar continuidade as suas prioridades já estabelecidas em Estocolmo, como por exemplo, o Princípio 1: os homens estarem no centro das preocupações de desenvolvimento sustentável. Já os países desenvolvidos incluíram princípios que faziam com que a proteção ambiental fizesse parte do processo de desenvolvimento sustentável (Princípio 4). A “Declaração de Princípios com Autoridade e não Juridicamente Obrigatória para um Consenso Mundial sobre o Manejo, Conservação e o Desenvolvimento Sustentável de todos os Tipos de Florestas” demonstrava a intenção dos desenvolvidos de responsabilizar de forma mais contundente os países em desenvolvimento pelo aquecimento global tendo como justificativa a queimada das florestas, desviando o foco da emissão de gases devido ao padrão de produção e consumo dos países desenvolvidos. Tal Declaração foi um embate que dividiu os países em dois grupos de interesse, demonstrando a incapacidade de articulação dos países desenvolvidos e a reticência dos países em subdesenvolvimento a interferências externas em suas políticas ambientais (LAGO, 2007).

Os anos seguintes a Conferência do Rio explicitaram que as intenções firmadas pelos países participantes ficaram distantes da aplicação real das resoluções. Até a Cúpula de Joanesburgo ocorreram certas dificuldades políticas para as nações assumirem os desafios, as responsabilidades. Entretanto, certos compromissos assumidos no Rio de Janeiro foram concretizados o que demonstra o poder de impacto do conceito de desenvolvimento sustentável nas comunidades, nos governos locais, em empresas e organizações não governamentais. Um reflexo disso, foi a redução dos custos de fontes alternativas de energia, ocorreu uma evolução no incentivo às energias renováveis como a solar e a eólica, porém,

---

subdividida em proteção a atmosfera, desertificação e seca, oceanos, água doce, resíduos, diversidade biológica, combate ao reflorestamento. Seção 3: fortalecimento dos grupos sociais na implementação do objetivo do desenvolvimento sustentável (mulheres, crianças, indígenas, ONGs, sindicatos, academia, etc). Seção 4: meios de implementação, dividida em recursos e mecanismos financeiros, tecnologia, instituições e instrumentos jurídicos. (Lago, 2007)

fontes energéticas tradicionais como o carvão, que consiste em uma energia não-renovável, continuaram recebendo subsídios.

O estímulo para maior participação da sociedade civil no cerne das discussões de desenvolvimento sustentável foi evidenciado pela progressão da participação das ONGs (que aceitaram as forças de mercado como colaboradoras à proteção do meio ambiente) e pelo próprio planejamento da Cúpula de Joanesburgo dando importância aos *Multistakeholders*, as próprias organizações não-governamentais, comunidade científica e acadêmica, setor produtivo e diversos atores da sociedade civil. Outra mudança significativa pós “Rio 92” foi a compreensão pelas instituições e organizações não governamentais das demandas/visão dos países em desenvolvimento, sendo assim, as questões locais dos países em desenvolvimento são consideradas de forma mais individualizadas, com adaptações dos conceitos de proteção ambiental aplicados nos países desenvolvidos.

A Cúpula de Joanesburgo significava uma grande oportunidade política para os países africanos conseguirem destaque para problemas regionais, como a pobreza. Sendo assim, é organizado um documento denominado “*New Partnership for African Development*” (NEPAD) (Nova Parceria para o Desenvolvimento da África) que tratava a questão da pobreza de forma individualizada, de maneira específica aos problemas do continente africano. O Plano de Ação apresentado na Quarta Sessão da Comissão do Comitê Preparatório já incluía não somente as questões da pobreza africana, mas também de outros grupos de países como “Pequenos Estados Insulares em Desenvolvimento” (SIDA, em inglês) (inseridos na Terceira Sessão da Comissão do Comitê Preparatório) e problemas relacionados a América Latina e Caribe. O Plano de Ação também apresentava outros pontos tais como: erradicação da pobreza; alterações dos padrões insustentáveis de produção e consumo; proteção e gestão das bases de recursos naturais para o desenvolvimento econômico e social; desenvolvimento sustentável em um mundo voltado para globalização; saúde e desenvolvimento sustentável; e meios de implementação e governança (LAGO, 2007).

Para Lago (2007) as principais conquistas da Cúpula de Joanesburgo consistiram na reafirmação nas metas para erradicação da pobreza, água e saneamento, saúde, produtos químicos perigosos, pesca e biodiversidade; inclusão de energias renováveis e responsabilidade corporativa; a decisão política de criação de um fundo mundial de solidariedade para erradicação da pobreza; e o fortalecimento do conceito de parcerias entre diferentes atores sociais para a dinamização e eficiência de projetos.

A consolidação do paradigma socioambiental, desenvolvimento sustentável, contribuiu juntamente com os dois choques do petróleo da década de 70 para impulsionar a

diversificação e adoção de novas das fontes energéticas no mundo. Em 1973 quando ocorreu a conhecida Guerra do *Yom Kippur*, envolvendo Israel, Egito e Síria, os seis países exportadores do Golfo, formados pela Organização Árabe dos Países exportadores de Petróleo (OPAEP) decidiram elevar o preço do *Arabian Light*, passando dos então 2,989 dólares/barril para 4,119 dólares/barril e realizaram embargo aos países aliados de Israel. Após dois meses, o preço de referência chegou ao patamar de 11,651 dólares/barril. Após 5 anos, ocorre um novo choque do petróleo. O preço do petróleo dispara para 35 dólares/barril motivado pela paralisação da produção do Irã, consequência da revolução iraniana liderada pelo aiatolá Khomeini e, um segundo fator, foi a decisão saudita de limitar sua produção (MARTIN, 1992).

Sendo assim a busca por fontes alternativas de energia decorre fundamentalmente da década de 70 devido aos choques do petróleo e ao novo paradigma socioambiental que estava sendo consolidado, o que contribuiu para a adoção de fontes renováveis de energia em países desenvolvidos. Essas energias são marcadas por ter capacidade de regeneração e não estarem ligadas a utilização de derivados de combustíveis fósseis, que estão relacionados ao extrativismo e a impactos ambientais com efeitos negativos a longo prazo, como o efeito estufa (LEITE, 2008). As energias renováveis também não estão associadas à exaustão de reservas, problemas geopolíticos e poluição (GOLDEMBERG; PALETTA, 2012).

### **2.3.1 Energia da Biomassa**

A biomassa durante muito tempo foi grande fonte de energia primária da humanidade, somente há cerca de 100 anos começou a perder espaço no ramo energético para outras fontes. Primeiramente surge o carvão como uma grande alternativa energética e, em segundo lugar, o petróleo e o gás natural, sendo assim, a biomassa foi perdendo espaço durante esses períodos de adesão a novas fontes energéticas. Entretanto, hoje a utilização de biomassa para geração de energia se apresenta de forma crescente no mundo (CORTEZ; LARA; AYARAZA, 2008).

Segundo Leal (2005) a biomassa (em sua forma vegetal) consiste no armazenamento da natureza da energia originária do sol. Através da fotossíntese (processo biológico de reações físico-químicas, ocorre em seres vivos clorofilados que, expostos à luz solar utilizam o dióxido de carbono da atmosfera e a água do solo, produzindo glicose e liberando oxigênio) as plantas produzem carboidratos que formam os tecidos vegetais que contém maior valor

energético do que os seus formadores, CO<sub>2</sub> e água. Para Leite (2008), a produção de energia através da biomassa está interligada a processos mais complexos de produção, ou seja, envolve técnicas agrícolas e processamento físico e químico de insumos, diferentemente dos combustíveis fósseis que são associados a práticas meramente extrativistas.

As principais fontes de biomassa são: vegetais não-lenhosos (sacarídeos, celulósicos, amiláceos, aquáticos), vegetais lenhosos (madeira e seus resíduos), resíduos orgânicos (resíduos agrícolas urbanos e industriais) e os biofluidos ( óleos vegetais como mamona, soja etc.) (CORTEZ; LARA; AYARAZA, 2008). Sendo tais fontes enquadradas em duas classificações: Biomassa Moderna e Biomassa Tradicional. A primeira remete a utilização de resíduos derivados da produção de cana-de-açúcar, florestas energéticas plantadas, setor de papel e celulose, resíduos da produção de grãos, resíduos da indústria madeireira. Já a segunda se constitui primordialmente de lenha e de outros resíduos naturais. o que produz impactos ambientais negativos (LEAL, 2005). Para Macedo (2001, p .4) “as principais fontes no Brasil estão concentradas em alguns setores, sendo: cana-de-açúcar, celulose e papel, grãos, indústria da madeira e as plantações energéticas apresentam-se como promissoras”.

A geração de energia elétrica através da biomassa acontece principalmente pelo procedimento de cogeração, no qual produz dois ou mais energéticos tendo em vista o mesmo processo. As principais formas de aproveitamento da biomassa são: ciclo a vapor com turbinas de contrapressão, ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração e ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa. (ABRADEE, 2015).

### **2.3.2 Energia Hídrica**

Um dos recursos naturais mais abundantes em nosso planeta é a água. Cerca de 75% da superfície é coberta por água, do montante total disponível a água doce corresponde à aproximadamente 3%. Além de seu consumo para atender as necessidades fisiológicas humanas, a água pode ser utilizada também para a geração de energia elétrica. O potencial gravitacional possibilita de utilização da energia hidráulica, que ocorre através do aproveitamento de quedas d'água, sendo elas naturais ou artificiais. Para concretizar a produção de energia, é necessário determinada integração de alguns fatores: vazão do rio, a quantidade de água disponível em determinado período de tempo e os desníveis de relevo (naturais ou artificiais).

As usinas hidrelétricas são compostas fundamentalmente por barragem, sistema de

captação e adução de água, casa de força e vertedouro. Para produzir energia hidrelétrica é necessário represamento de água por meio de um reservatório para que haja um desnível que resulta no aproveitamento da vazão da água pelos sistemas de captação e adução. Tais sistemas levam a água por meio de condutos metálicos ou canais à casa de força. Nesse estágio, as pás giratórias são inteiramente ligadas a um eixo conectado ao gerador, durante o movimento dessas ocorre a conversão da energia cinética em energia elétrica. Assim, encerra-se o processo de geração e a água retorna ao curso natural do rio por meio do canal de fuga. Para cada desnível existem turbinas hidráulicas apropriadas para a geração de energia, denominadas: Pelton, Kaplan, Francis e Bulbo (esse tipo de turbina é utilizado em usinas hidrelétricas “a fio d’água”, que aproveitam a velocidade do rio para gerar energia, não necessitam assim de grandes desníveis, altas vazões e grandes reservatórios) (ANEEL, 2008).

Outro componente da usina hidrelétrica é o vertedouro, porém esse tem como função liberar a água represada em casos específicos, ou seja, quando o nível do reservatório ultrapassa o nível recomendado, seja por motivos relacionados a chuva (esse processo visa controlar o volume de água para que não ocorra enchentes), excesso de vazão ou quando a quantidade de água é maior do que o necessário para geração de energia (ABRADEE, 2015).

### **2.3.3 Energia Solar**

A energia originária do sol apresenta-se como a principal fonte de energia do planeta. Mesmo a radiação solar não atingindo em sua totalidade a superfície terrestre devido a reflexão e a absorção, estima-se que o consumo energético mundial seja 10 mil vezes menor do que o potencial de energia solar que incide sobre a superfície terrestre (ANEEL, 2008 apud CRESESB, 2000). As tecnologias de aproveitamento da energia solar subdividem-se em modelos baseados para utilização térmica e para conversão direta da radiação solar em energia elétrica.

A utilização de tecnologias voltadas para aproveitamento heliotérmico pode ocorrer através de coletores e receptores. No primeiro caso o uso é majoritariamente residencial, os coletores absorvem a radiação solar e aquecem a água à temperaturas inferiores à 100 °C. O aproveitamento desse aquecimento também pode ser voltado à edifícios públicos e comerciais, hospitais, restaurantes, hotéis etc. Tendo em vista uma casa típica com 3 ou 4 moradores, para que o aquecimento de água seja suficiente à utilização, são necessários cerca de 4m<sup>2</sup> de coletor. Já o coletor solar é voltado para sistemas que necessitam de maiores

temperaturas. Os raios solares são captados por meio de uma superfície refletora em formato esférico, a finalidade é captar a energia em uma área grande e concentra-la em um ponto menor (foco) onde fica concentrado o fluido para elevação de sua temperatura (ANEEL, 2008).

A energia solar pode ser transformada diretamente em energia elétrica através de dois processos geração: fotovoltaico e termoelétrico. No primeiro caso, por meio semicondutores fotossensíveis ocorre a conversão da radiação solar em uma diferença de potencial em terminais denominados junção P-N. Tais terminais consistem em uma estrutura dos elementos eletrônicos semicondutores fundamentais, diodos e transistores. A junção metalúrgica nos modelos de junção P-N ocorre seguindo a composição de níveis atômicos e é formada geralmente por silício (Si) e em menor frequência o germânio (Ge). A corrente contínua é gerada pela ligação elétrica desses terminais (EPE, 2012). Outro procedimento que possibilita a conversão da energia solar em energia elétrica é o termoelétrico. Devido aos efeitos da radiação solar, ocorre uma diferença de potencial gerada através da junção de dois metais quando ocorre a elevação da temperatura desta, comparativamente as outras extremidades dos fios (ANEEL, 2008).

### **2.3.4 Energia eólica**

O vento é formado pela interação da energia solar e a rotação planetária, consiste assim na atmosfera em movimento. Todos os planetas do sistema solar que são envoltos por gases pode-se observar o mesmo fenômeno, entretanto, com características diferentes específicas de cada um, sendo assim, apresentam distintas formas de formação de ventos, ou seja, circulação atmosférica. Tal ocorrência é um mecanismo permanente, sendo mensurável em uma escala de bilhões de anos. (CEPEL, 2001)

Segundo definição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), energia eólica consiste na energia cinética contida nas massas de ar em movimento. A geração de eletricidade ocorre pela transformação da energia cinética de translação em rotação com a utilização de aerogeradores ou turbinas eólicas.

A primeira utilização de energia eólica tem data imprecisa sendo que diversas civilizações a utilizaram de diferentes formas, a estimativa segundo Camargo (2005, p. 60-63 apud SOUZA, 2010, p. 55-56) é de que os egípcios já a utilizavam 5.000 a.C. Durante a história tal energia teve seu uso intensificado para determinadas atividades, sendo para



substituição da força motriz humana e animal em algumas atividades ou em barcos à vela a partir da Idade Média com a utilização das forças aerodinâmicas em maior escala. Seu aproveitamento também ocorreu a partir do século XIV com uma diversificação de sua utilidade, no bombeamento de água e moagem de grãos. No final do século XIX e durante o século XX buscou-se sua utilização para geração de energia elétrica, entretanto, para esse uso era necessário estudos e pesquisas para desenvolvimento tecnológico. Inúmeros países realizaram investimentos em protótipos de turbinas eólicas objetivando conecta-las a rede elétrica (DUTRA, 2001; SOUZA, 2010).

Os moinhos de vento foram fortemente difundidos na Europa com destaque para sua ampla utilização na Holanda. Inicialmente esses instrumentos estavam ligados à drenagem de áreas alagada, mas passaram a um uso diversificado, ou seja, utilizados para fabricação de papel após o surgimento da imprensa e em moagens e serrarias. Somente na Holanda, existiam no século XIX aproximadamente 9.000 moinhos, na Bélgica 3.000 na Inglaterra 10.000 e na França 650 (DUTRA, 2001).

A Revolução Industrial foi um grande marco para a utilização da energia eólica, com a invenção da máquina a vapor houve grande declínio da quantidade de cata-ventos existente. Os novos modos de produção pressionaram o abandono progressivo do uso da força eólica na Holanda, reduziu-se a quantidade de cata-ventos a 2.500 no século XIX, já no século XX, especificamente em 1960, existiam somente 1.000 (CHESF-BRASCEP, 1987 apud DUTRA, 2001, p.8).

A Revolução Industrial juntamente com a expansão da utilização da energia elétrica, estabeleceu um novo padrão de consumo no mundo, principalmente no meio urbano. Com o advento da combustão por combustíveis fósseis com grandes reservas deste recurso o panorama energético muda. O declínio da energia eólica ocorre em diversos países, a geração de energia começava a se concentrar em grandes centros, que para distribuição de energia aproveitava as diversas formas de produção.



Figura 1 – Tradicional moinho holandês

Fonte: EWEA (2004, p.8 apud Souza, 2010, p. 56)

Alguns países pequenos que não possuíam reservas de petróleo ou grandes rios continuaram a investir em energia eólica, caso da Dinamarca, que no início do século XX conseguiu produzir diversos modelos de aerogeradores, entre 5 e 25 kW, a quantidade de modelos teve crescimento contínuo até a Segunda Guerra mundial, período em que a tecnologia possibilitou a utilização de carvão e petróleo em larga escala houve declínio da geração eólica.

Em meio a década de 1930 os Estados Unidos e a Rússia buscavam a expansão da ocupação de alguns territórios, como não haviam muitos recursos energéticos disponíveis em tais regiões, a utilização de aerogeradores de pequeno porte se mostrou viável para atender tais localidades. Os aerogeradores eram capazes de atender residências, e o de maior sucesso era denominado como *Jacobs*, que apresentava capacidade de fornecer 1 kW elétrico a uma velocidade de 5,5 m/s, tinham diâmetro de 4,27 metros e pás de madeira tipo hélice (DUTRA, 2001).

Outra linha de desenvolvimento de aerogeradores, os de grande porte, teve início no final do século XX. A adaptação dos cata-ventos para geração de energia elétrica teve 1888 como um importante marco quando Charles Brush (da companhia *Brush Electric* posteriormente incorporada a *General Electric Company*) implementa em Cleveland, Ohio, um sistema automatizado para gerar energia elétrica. O cata-vento contava com um gerador de corrente contínua que alimentava baterias, uma roda principal com 144 pás e diâmetro de 17m, torre de 18m de altura, sustentado por um tubo metálico central de 36 cm (que possibilitava a adaptação do sistema aos ventos) (DUTRA, 2001; MARQUES 2004).

Segundo MARQUES (2004, p. 20) a invenção de Brush teve alguns aspectos limitadores, tais como:

*“baixa velocidade de operação e alto peso do rotor para aplicar geração de velocidade e os 12 kW, produzidos pelo rotor de 17 metros de diâmetro, mostram um fraco desempenho quando comparado com os 70-100 kW, produzidos pelos modernos moinhos de ventos ou Turbinas eólicas, com os mesmos 17 metros de diâmetro”.*



Figura 2 – Moinho de vento de Brush  
Fonte: DUTRA (2001)

Além dessas limitações apresentadas, o cata-vento de Brush também apresentou características inovadoras para época, importantes para o desenvolvimento da energia eólica: a) a altura estava dentro dos padrões dos outros cata-ventos que tinham como finalidade o beneficiamento de grãos e bombeamento d'água; b) detinha um instrumento de grande fator de multiplicação da rotação das pás e c) compôs a primeira tentativa da união tecnológica de geração de energia com os moinhos de vento e aerodinâmica (DUTRA, 2001).

Entre 1920-1970 foram desenvolvidos diversos modelos de aerogeradores, um dos primeiros, importante posteriormente para o desenvolvimento das turbinas eólicas foi desenvolvido na Rússia em 1931, denominado *Balaclava*, tinha 100 kW ficou em operação dois anos na costa do Mar Cáspio. Gerou um total de 280.000 kWh ano, ou seja, um fator médio de utilização de 32%. Nos anos posteriores, durante a Segunda Guerra Mundial, os recursos energéticos eram escassas devido à alta demanda, o que impulsionou o desenvolvimento de aerogeradores de médio e grande porte. Em 1941 foi instalado em Vermont o maior aerogerador até então projetado, de 1,25MW, ficou conhecido como *Smith-Putnam*, e era caracterizado pelas duas pás e o rotor com 53 m de diâmetro. Após quatro anos incessantes de operação ocorreu a quebra por fadiga de uma de suas pás (DUTRA, 2001;

MARQUES, 2004).



Figura 3 – Turbina Eólica Balaclava

Fonte: SHEPHERD (1994, *apud* DUTRA, 2001, p.13)



Figura 4 – Turbina Eólica *Smith-Putnam*

Fonte: MARQUES (2004)

Com o término da Segunda Guerra Mundial, o gargalo de recursos energéticos deixa de existir e outras fontes energéticas como usinas hidrelétricas ganham destaque no cenário internacional. Alguns estudos demonstraram a inviabilidade da geração eólica, deixando de ocorrer assim o aproveitamento para geração energética e se tornando somente foco de estudo em alguns países, mas, na Dinamarca, devido aos escassos recursos, a energia eólica continuava a crescer, sendo que os cientistas Poul LaCour e Johannes Juul se concentravam nessa área de pesquisa. Sendo assim, a primeira turbina eólica de corrente alternada foi construída na Dinamarca, desenvolvida entre 1956-1957 por Johannes Jull. A instalação dessa turbina foi na ilha de Gedser, nome o qual a turbina eólica ficou conhecida. Esse aerogerador era caracterizado por três pás, uma torre de concreto, eixo horizontal operando em *upwind*<sup>5</sup> com gerador assíncrono e sistema eletromecânico de direcionamento de turbina com relação ao vento. Esse projeto foi de grande influência para as turbinas eólicas modernas, com o sistema de limitação de potência por meio da perda aerodinâmica passiva e o freio aerodinâmico das pás (DUTRA, 2001; MARQUES 2004).

---

<sup>5</sup> Existem duas categorias de eixo horizontal, *upwind* e *downwind*. Na primeira o vento sopra frontalmente, as pás são rígidas e o rotor pode ser orientado, se adaptando assim a direção do vento. Já a segunda o rotor é flexível e auto-orientável, sendo que o vento sopra pela retaguarda. Disponível em: <<https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/custo-comparativo/>>. Acesso 15 dez. 2014



Figura 5 - Turbina Eólica Gedser  
Fonte: MARQUES (2004)

Nesse mesmo período foi desenvolvido outro aerogerador, mas com características diferentes, ilustrado na Figura 6 Na turbina eólica de *Hutter* as pás apresentavam outros materiais, como fibra de vidro e plástico com regulação de passo, tal desenvolvimento alternativo possibilitou maior eficiência e diminuiu o peso das pás, sendo assim, segundo MARQUES (2004, p. 23), “esse projeto propiciou uma redução da estrutura mecânica, através da redução das cargas do rotor”.



Figura 6 – Turbina Eólica de *Hutter*.  
Fonte: MARQUES (2004)

A energia eólica que havia perdido dinâmica após a Segunda Guerra Mundial, quando ocorreu a expansão das usinas hidrelétricas e termoelétricas, entretanto, na década de 1970 ocorreram os choques do preço do petróleo que a impulsionaram novamente. Com o encarecimento dos combustíveis alguns países como os Estados Unidos, Alemanha, Canadá e Suíça desenvolvem programas de suporte para o desenvolvimento. Nos Estados Unidos as

pesquisas se voltaram tanto para aerogeradores de eixo horizontal quanto de eixo vertical. Com exceção da Dinamarca que buscou um aumento gradual do tamanho das turbinas, os modelos buscados por outros países, com destaque para os Estados Unidos onde o mercado de pequeno porte já era crescente, eram de grande porte, objetivando o desenvolvimento de protótipos de larga escala, com mais de 100kW de potência (DUTRA, 2001; MARQUES, 2004).

No início do século XX foi desenvolvido o modelo *Darrieus* na França em 1925 e utilizado nos Estados Unidos em 1931, posteriormente foi aperfeiçoado por Peter South, Raj Rangi, membros do *National Research Council* do Canadá (SPERA, 1994 *apud* DUTRA, 2001, p.18). A Agência Espacial Americana (NASA) iniciou na década de 1970 estudos sobre aerogeradores de modelo vertical no Centro de Pesquisas Langley. Entretanto, o centro que se consolidou referência nas pesquisas de desenvolvimento de turbinas eólicas foi o *Sandia National Laboratories*, que buscou desenvolver um modelo de eixo vertical mais competitivo, criando um modelo pequeno de 17m de diâmetro, 100 kW. Nos anos seguintes, em 1984 e 1987 foram projetados modelos de 34 m de 625 kW, com inúmeros avanços tecnológicos, entretanto, a turbina menor teve maior aceitabilidade pelo mercado gerador (DUTRA, 2001).



Figura 7 – Turbina Eólica de deixo vertical  
Fonte: SANDIA (2000, *apud* DUTRA, 2001, p.20)

Com o Programa Federal de Energia Eólica de 1975 nos Estados Unidos foram desenvolvidos diversos protótipos com parcerias entre a Agência Americana de Energia (DOE) e a NASA. Os aerogeradores de eixo horizontal tiveram crescimento progressivo de sua potência. O primeiro modelo fruto da cooperação de agências norte americanas foi o Mod-O, que era composto de 100 kW de potência nominal, torre de 30.5 m e rotor de 38.1 m

de diâmetro (DIVIONE, 1994 apud DUTRA, 2001, p. 18). Após aperfeiçoamentos dentro do mesmo projeto em 1979 foi construído o Mod-0A de 200 kW e 38,1m de diâmetro. O Programa Federal de Eenergia Eólica possibilitou um aumento expressivo na potência das turbinas, em 1979 o projeto Mod-1 foi desenvolvido, era um aerogerador de eixo horizontal de 2.0 mW e rotor de duas pás com 61 m de diâmetro. Já em 1987 a potência do Mod-2 chegou à 2.5 MW e diâmetro de 91.4 m e o Mod-5B atingiu a marca de 3.5MW de potência com diâmetro de 100 m (DUTRA, 2001).



Figura 8 – Turbina Eólica MOD-1 2MW  
Fonte: MARQUES (2004)

Outro modelo desenvolvido na década de 1980, foi o alemão GROWIAN (*Grosse windenergie Anlage*), consistia na mais alta tecnologia da época e contava com uma turbina fixada em uma torre tubular flexível com 100 m de altura e com rotor de 100 m de diâmetro. Tanto este modelo quanto o americano não obtiveram sucesso, apresentaram falhas e inviabilidade econômica. O conceito dinarmaquês foi o de maior êxito, conhecido como *Donish Concept*, era composto por três pás e operava em velocidade constante, que segundo MARQUES (2004, p. 26):

*“Permite o uso de um gerador assíncrono em gaiola de esquilo, que é barato e robusto e pode ser conectada diretamente à rede sem a necessidade de sistemas elétricos adicionais. As pás do rotor são fixas, ou seja, não podem girar em torno do próprio eixo e a limitação da velocidade durante tempestades ou rajadas de vento é obtido pelo efeito da perda aerodinâmica passiva, provocado aerodinamicamente pelas pás”.*

A tentativa de produção direta de turbinas eólicas maiores, sem o devido

amadurecimento tecnológico, teve grandes empecilhos. A forma de produção que demonstrou êxito foi o aumento gradual do tamanho das turbinas, não somente pelas limitações tecnológicas, mas também, devido ao custo de produção de energia: as turbinas eólicas de pequena escala produziam a um custo inferior as de larga escala. Então, nesse método, utilizava-se o conhecimento adquirido em um determinado tipo de turbina para produção da classe de potência futura, sendo assim, o crescimento era baseado em aumentos de escala (MARQUES, 2004). A Figura 9 apresenta a evolução do tamanho das turbinas eólicas e o prospecto de crescimento.

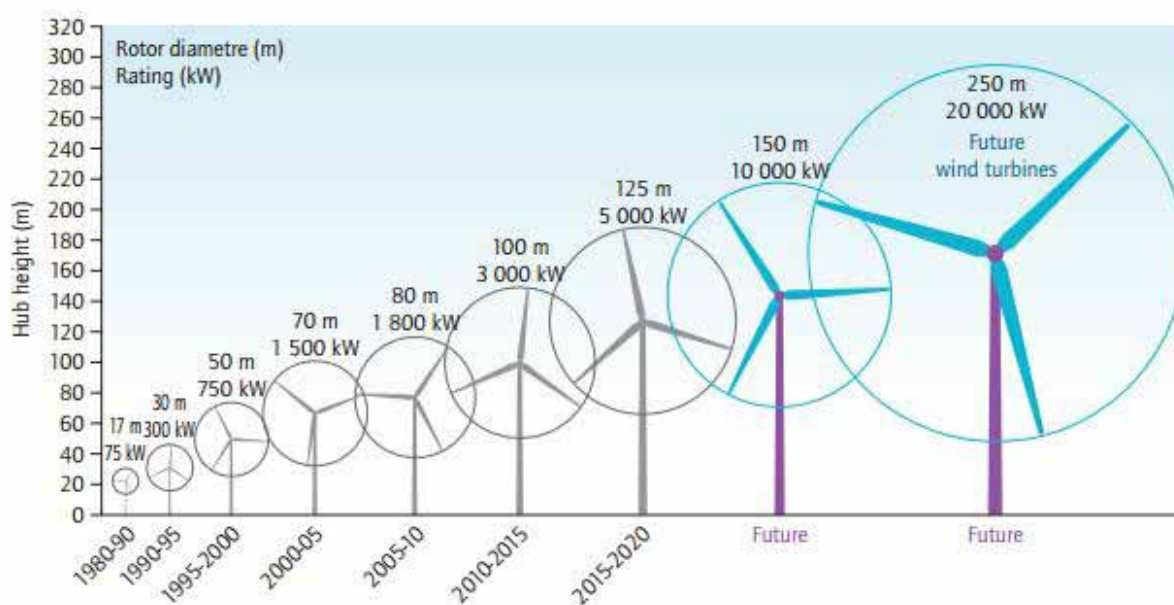


Figura 9 – Evolução do Tamanho das Turbinas Eólicas desde 1980 e prospectos.  
Fonte: IEA (2013)

O desenvolvimento tecnológico de turbinas maiores foi acompanhado pelo crescimento da indústria eólica. De modo geral, o grau de complexidade dos componentes aumentou, desde os mecânicos até o sistema elétrico. Algumas alterações de destaque foram:

- introdução do sistema *pitch regulation*, ou seja, a pá pode rodar no entorno do seu próprio eixo, que possibilitou a maximização e limitação da potência em condições adversas;
- conversores estáticos de potência que possibilitou a maximização da potência de saída em determinada região de operação da turbina, ficou conhecido como operação em velocidade variável;
- substituição do gerador assíncrono por um gerador síncrono que possibilitou a eliminação da caixa de engrenagem (MARQUES, 2004). Sendo assim, os modelos e componentes de turbinas apresentam atualmente diversas formas, visando maximizar a produção de energia eólica.



### 2.3.4.1 Estado da Arte

Para compreender a evolução tecnológica dos aerogeradores é necessária uma elucidação dos princípios básicos de sua tecnologia. A energia disponível para um aerogerador é a energia cinética contida nas massas de ar, que se desloca a uma velocidade uniforme e constante  $v(m/s)$ . A rotação da turbina realiza a conversão da potência disponível no vento em energia mecânica que, posteriormente, será convertida em energia elétrica pelo gerador. Vários fatores influenciam no aproveitamento de força resultante da energia cinética, como o perfil aerodinâmico das pás, a melhor adaptação, ou seja, pequenas modificações proporcionam mudanças na potência do vento extraída pelas turbinas (MARQUES, 2004; SOUZA, 2010; CEPEL, 2001).

Como a coluna de ar possui massa e se move em forma de vento, a equação (1) a seguir demonstra a energia cinética disponível no vento:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

$P$  = potência eólica disponível;

$\rho$  = massa específica do ar;

$A$  = área de varredura ( $\pi \cdot D^2/4$ , em que  $D$  é o diâmetro do rotor)

$V$  = velocidade do vento.

Com a equação pode-se chegar a algumas conclusões: a) um importante fator contido na fórmula (1) é a relação diretamente proporcional entre a potência cinética e a massa específica do ar. Como a densidade do ar tende a diminuir quanto maior for a altitude, verifica-se melhor aproveitamento das massas de ar em projetos situados em regiões de menor altitude (considerando as demais variáveis constantes); b) a potência eólica também é diretamente proporcional a área de varredura das pás, sendo assim, o diâmetro do rotor é proporcional à potência eólica; c) a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, tal rendimento explicita a importância dos fatores locais no desenvolvimento dos projetos eólicos (SOUZA, 2010).

O aproveitamento da potência eólica realizado pelos aerogeradores não corresponde a toda a potência disponível, pois, a conversão da energia eólica em mecânica acontece pela redução da velocidade do vento, o que consiste em um aproveitamento parcial. A potência mecânica convertida nos aerogeradores é menor do que a potência eólica provinda pela

velocidade do vento anterior à área de varredura. Com o aproveitamento de parte da potência eólica, a velocidade do vento atrás da área de varredura é menor do que da frente, de modo que a energia eólica foi convertida em mecânica. Caso toda a potência eólica fosse convertida em mecânica, a velocidade do vento atrás da área de varredura deveria ser zero, o que violaria a lei de continuidade da energia. De mesmo modo, caso a velocidade do vento atrás da área de varredura fosse igual a da frente, ou seja, se não houvesse nenhuma redução na velocidade do vento, a potência extraída seria zero (MARQUES, 2004).

Segundo MARQUES (2010, p. 38) a potência máxima que uma turbina eólica pode extrair foi descoberta em 1926 por Betz e Glauert, sendo fornecida pela equação a seguir:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_{p,Betz} \quad (2)$$

$C_{p,Betz}$  = coeficiente de potência 0.593

O coeficiente de potência inserido na equação (2) equivale a possibilidade de conversão de 59,3% da energia eólica em mecânica em um cenário que não correm perdas na extração da energia do vento. Entretanto, na realidade esse valor é menor, pois, depende da turbina utilizar para movimento do rotor, a força de arrasto (coeficiente de potência é menor que 0.2), força que atua sobre uma área perpendicular à direção do vento, ou de sustentação (coeficiente de potência pode chegar a 0.5), que considera a força de arrasto e também um componente perpendicular à velocidade relativa (soma vetorial da velocidade do vento e a velocidade das pás) (MARQUES, 2004).

O aerogerador que é o dispositivo utilizado para conversão de energia eólica (cinética) em mecânica, é constituído por alguns componentes essenciais, como a turbina eólica (um dos principais elementos, pois é responsável pela conversão da energia eólica em mecânica de rotação, é composto pelo cubo do rotor e pás), multiplicador mecânico, gerador elétrico e sistemas de conexão elétrica e controle (PAVINATTO, 2005).

A maioria das turbinas eólicas operam em baixa rotação (em 36 RPM, por exemplo), entretanto o gerador elétrico opera em alta (1.800 RPM, por exemplo), para que a rotação seja adequada e os torques corretos, sendo dessa forma a energia mecânica repassada de maneira compatível ao gerador, no aerogerador existe um componente chamado multiplicador mecânico, conhecido como caixa multiplicadora, que converte e compatibiliza o torque e a

velocidade de rotação. O gerador elétrico transforma a energia mecânica fornecida da etapa anterior em energia elétrica. Os geradores podem ser de indução ou também do tipo síncrono (PAVINATTO, 2005).

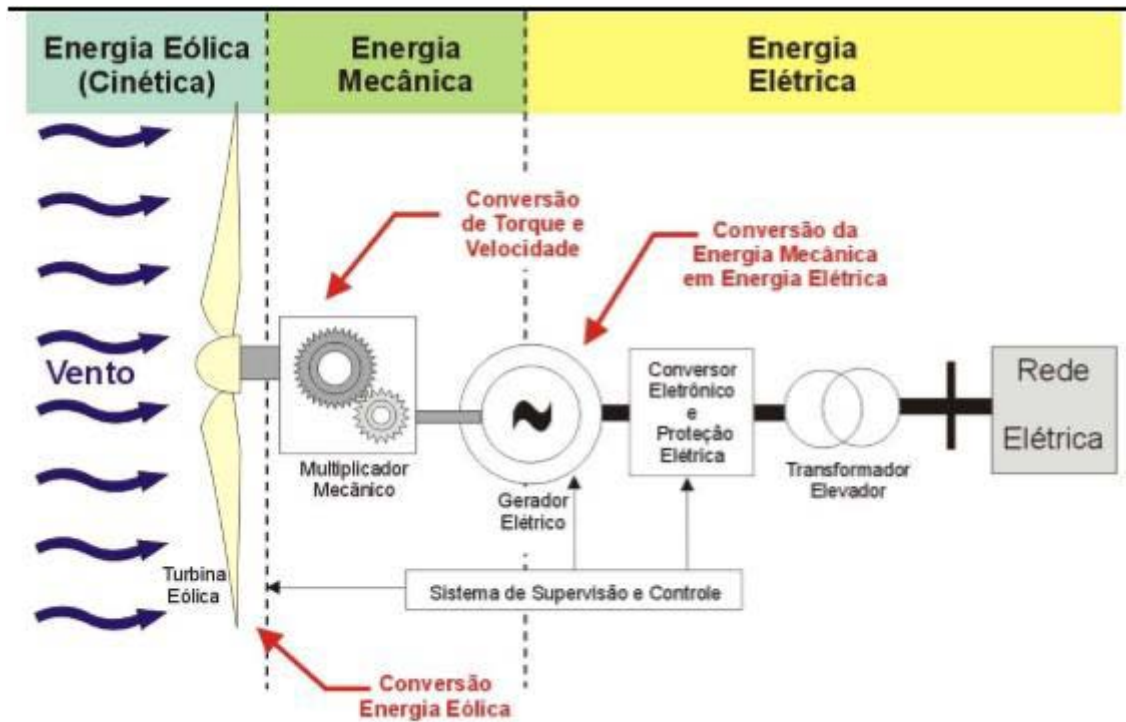


Figura 10 – Esquema geral de funcionamento de um aerogerador  
Fonte: PAVINATTO (2005)

Os aerogeradores disponíveis no mercado podem ser divididos em dois grupos, o primeiro é composto pelos que seguem a filosofia “Dinamarquesa”, operam em velocidade de rotação aproximadamente constante e o gerador é acoplado diretamente à rede elétrica utilizando um sistema chamado *soft-starter* limitando a corrente durante esse processo. Já o segundo grupo admite velocidade de rotação variável dentro de uma taxa de variação pré-estabelecida. O que possibilita essa variabilidade dentro de uma faixa delimitada é a inserção de conversores eletrônicos de potência ao acoplamento do gerador elétrico com a rede elétrica, tal instrumento permite que a conversão da energia dos ventos tenha melhor desempenho (CARLIN et al, 2001, apud PAVINATTO, 2005, p. 33).

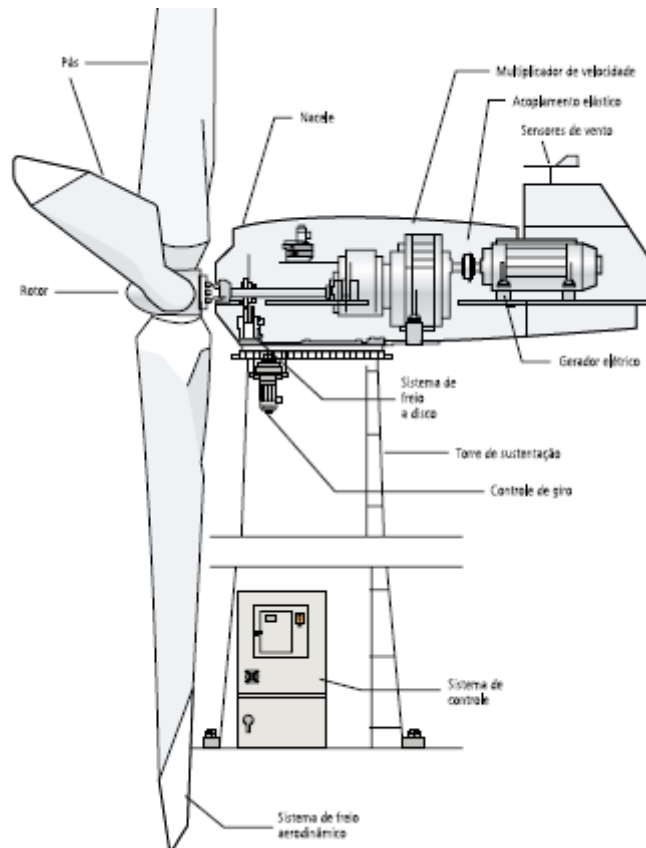


Figura 11 - Desenho Esquemático de uma turbina eólica moderna  
 Fonte: ANEEL (2005)

Independente do tipo de aerogerador, a tensão é compatibilizada por um transformador elevador para compatibilizar os níveis aos da rede de distribuição. Os aerogeradores operam com um sistema de controle, sendo que tal ferramenta monitora e otimiza a funcionalidade do mesmo, sendo que ações indevidas ou de risco são evitadas. Com isso diversos fatores, tais como para-raios, protetores contra sobre-corrente e curto-circuito, protetores contra sub e sobre tensão e proteção contra sobre e sub frequência são supervisionados por esse sistema principal. Esse instrumento também é constituído, em caso de existência, de um sistema de conversão de potência ou capacitadores para compensação de energia reativa (PAVINATTO, 2005).

### 3. PANORAMA DA ENERGIA MUNDIAL

Para compreender a atual estrutura do setor energético é necessário elucidar como ocorreu a formação histórica da economia mundial da energia. Ao longo dos anos o homem aumentou seu consumo de energia, durante o período de 1850-1950 o crescimento do consumo de energia estava em uma taxa anual média aproximada de 2%, já entre 1950-1970 ocorre um crescimento mais vertiginoso a taxas de 4,5%. Tal incremento no consumo energético pode ser observado pela série de crescimento no consumo médio por habitante de menos de 0,3 tep em 1850 para 0,5 em 1900, 0,8 tep em 1950, 1,4 tep em 1970, chegando em 1992 ao patamar de 1,6 tep. (MARTIN, 1992) A evolução do consumo mundial de energia primária é mostrada no Quadro 2:

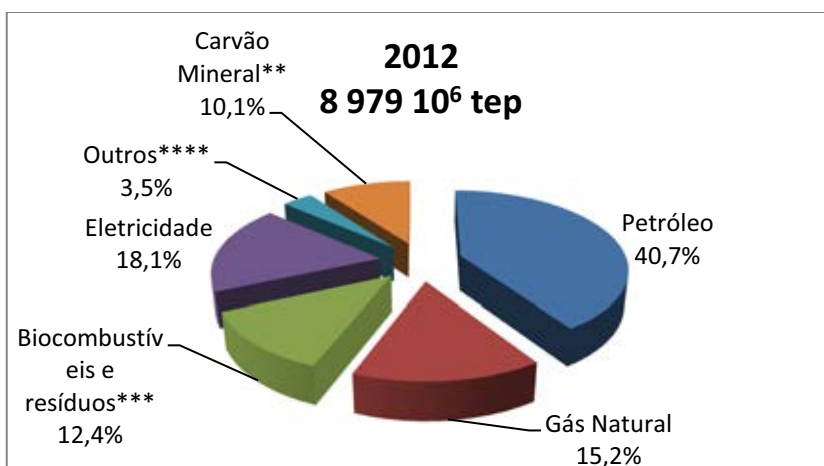
Ano	Carvão	Petróleo	Gás Natural	Eletricidad e primária	Total Comercial	Madeira e outros	Total
1700	3	-	-	-	3	144	147
1750	5	-	-	-	5	180	185
1800	11	-	-	-	11	217	228
1850	48	-	-	-	48	288	336
1900	506	20	7	1	534	429	963
1950	971	497	156	29	1653	495	2148
1973	1563	2688	989	131	5371	670	6041
1989	2266	3095	1652	350	7363	744	8107

Quadro 2 – Evolução do Consumo Mundial de Energia  
Fonte: MARTIN (1992)

O referido aumento no consumo médio de energia ocorreu acompanhado de algumas mudanças estruturais, tais como: a) os usos térmicos (predominantes na sociedade pré-industrial) crescem em um ritmo inferior ao dos usos elétricos; b) energias como o carvão, o petróleo, hidroeletricidade, gás natural, energia nuclear sucederam-se antes de substituírem parcialmente e; c) houve uma mudança no consumo mundial energético, os países em desenvolvimento, principalmente asiáticos, deixaram o posto de principais consumidores de energia do mundo na primeira metade do século XIX e, Europa e a América do Norte assumem tal posição com o consumo correspondendo a 75% da produção mundial no início do século XX. (MARTIN, 1992)

### 3.1 Consumo

Em 2012 o consumo de energia apresentava a seguinte divisão que demonstra as demandas energéticas mundiais: o petróleo como principal fonte, correspondendo a 40,7% do consumo final; gás natural representa 15,2%; biocombustíveis e resíduos 12,4%; eletricidade 18,1%; carvão mineral 10,1%; outros 3,5%.



\*Mundo inclui aviação internacional e *bunkers* marítimos internacionais.

\*\*Nesse gráfico turfa e óleo de xisto são agregados ao carvão.

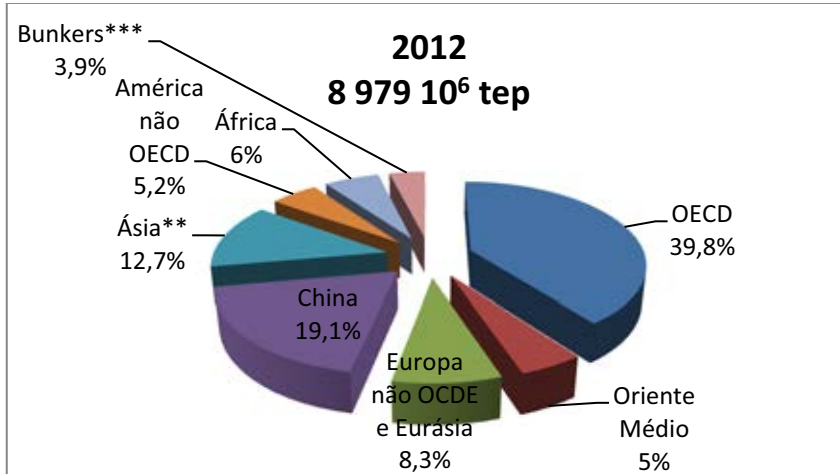
\*\*\* Dados para consumo final de combustíveis e resíduos fora estimados para um número de países.

\*\*\*\*inclui energia geotérmica, solar, eólica, calor etc.

Gráfico 2 – Consumo final por fonte (2012)

Fonte: adaptado de IEA (2014)

Quando o consumo é dividido seguindo o critério de regionalização, observa-se a grande demanda energética (39,8% do consumo total mundial) dos membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) muitos deles países desenvolvidos, grandes potências industriais, com alto padrão de consumo o que gera uma demanda significativa de energia. A China consiste em um grande consumidor de energia, 19,1% do consumo mundial total é originado por tal país asiático, que tem a maior população e representa a segunda maior economia do mundo. As demais regiões são: Oriente Médio 5%; Europa não OCDE e Eurásia 8,3%; Ásia 12,7%; América não OCDE 8,3%, África 6% e Bunkers 3,9%.



\*Dados para consumo final de combustíveis e resíduos fora estimados para um número de países.

\*\* Ásia excluindo a China.

\*\*\*Inclui aviação internacional e *bunkers* marítimos internacionais.

Gráfico 3 – Consumo final por região (2012)

Fonte: adaptado de IEA (2014)

### 3.2 Oferta

O panorama da oferta mundial de energia sofre algumas transformações na participação de algumas fontes energéticas durante 1973 e 2012. Em 1973, o petróleo correspondia a quase metade da oferta total de energia mundial, o gás natural e o carvão consistiam nas outras duas fontes de destaque, juntas representavam 46,1% do total da oferta. A geração hidráulica, grande destaque no contexto brasileiro atual com as hidrelétricas, apresentava um cenário de pequena participação na oferta mundial, somente 1,8%.

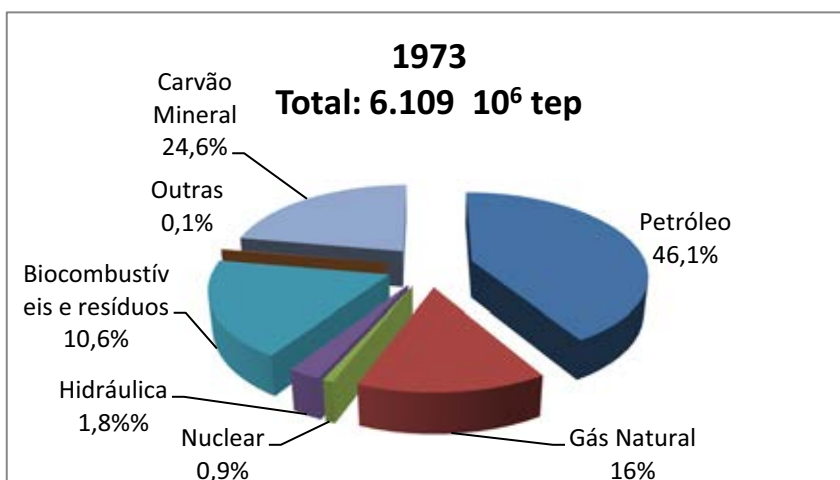


Gráfico 4. – Oferta Mundial de Energia por Fonte (1973)

Fonte: adaptado de IEA (2014)

O Gráfico 5 apresenta a predominância de fontes não-renováveis de energia no total da oferta mundial. Uma significativa alteração quando comparados os períodos 1973-2012 é redução da participação relativa do petróleo na oferta total de energia, entretanto, continua como a principal fonte energética do planeta, passando de 46% em 1973 para 31,4% em 2012. A década de 1970 foi de extrema importância para o setor energético devido aos choques de petróleo, o movimento natural dos países foi a busca por fontes alternativas de energia, consequentemente, a participação do petróleo na oferta mundial de energia foi reduzida.

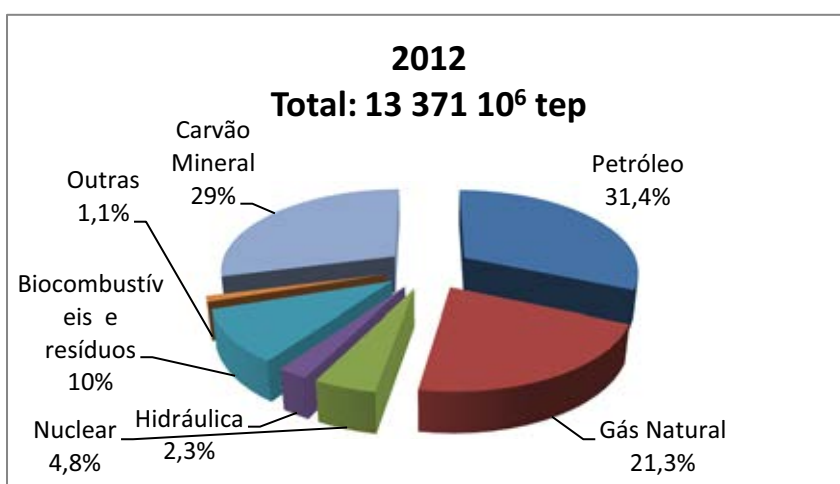
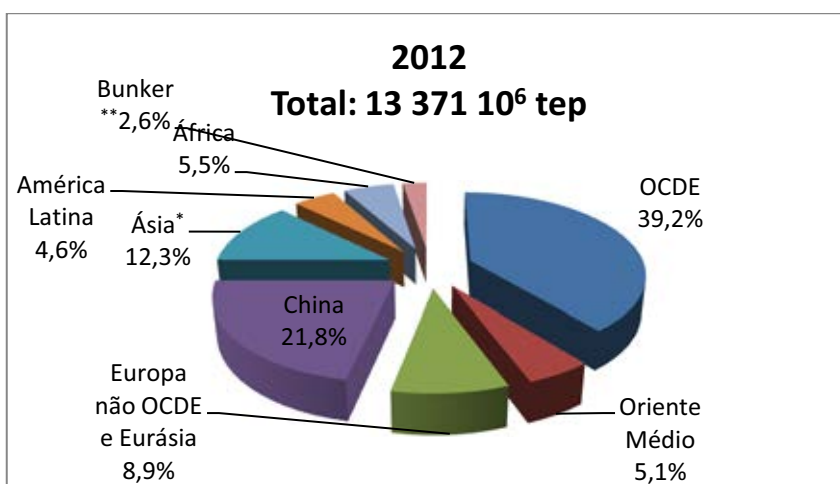


Gráfico 5 – Oferta Mundial de Energia por Fonte (2011)  
Fonte: adaptado de IEA (2014)

Contrariamente ao hidrocarboneto de origem fóssil, outras fontes como o carvão mineral, gás natural, energia nuclear e hidráulica aumentaram as participações na oferta mundial de energia para 29%, 21,3%, 4,8%, 2,4% respectivamente.



\* Ásia Exclui a China

\*\* Inclui aviação internacional e Bunker Marítimo



Gráfico 6. – Oferta de Energia por Região (2011)  
 Fonte: adaptado de IEA (2014)

Quando regionalizado esse processo de oferta de energia, cria-se um parâmetro do domínio dos países integrantes da OCDE e China (analisada separadamente da Ásia) no contexto mundial. Juntas, essas duas regiões correspondem por mais da metade da oferta de energia, sendo um montante total de 60,2%.

### 3.3 Eletricidade

A geração de eletricidade no mundo tem predominância de fontes não-renováveis de energia. O carvão representa a maior fonte de geração elétrica mundial, 40,4%. A energia provinda da utilização do aproveitamento do potencial gravitacional das quedas d'água representa um montante significativo na geração de energia, 16,2%. O gás natural consiste em 22,5%, petróleo 5%, nuclear 10,9% e outros tipos de geração correspondem a 5%.

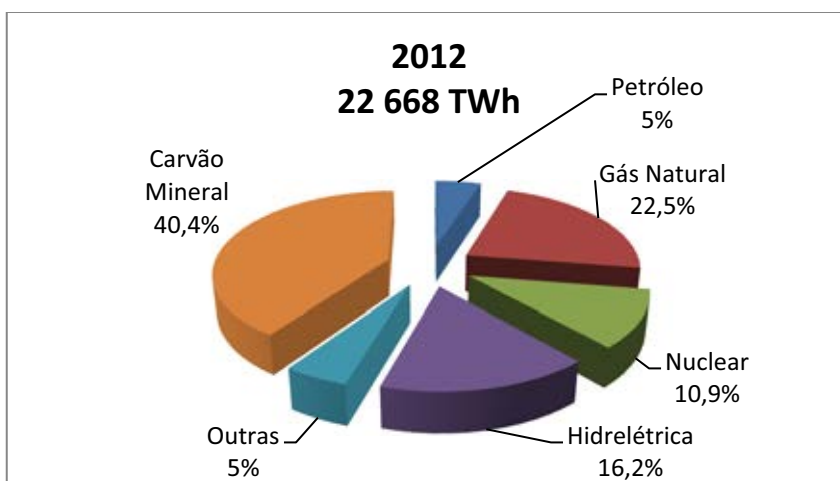
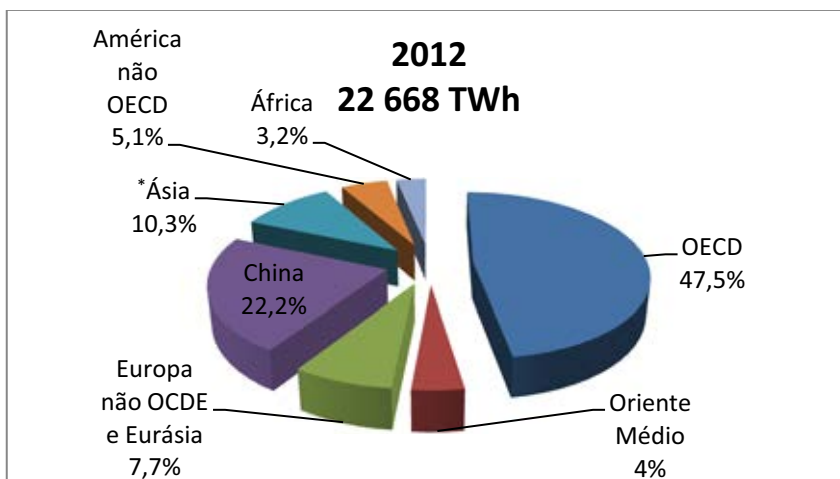


Gráfico 7 – Geração de Eletricidade por fontes (2012)  
 Fonte: adaptado de IEA (2014)

A geração de eletricidade subdividida por regiões demonstra a concentração em países membros da OCDE e China (correspondem a 47,5% e 22,2% respectivamente). Essas características do setor elétrico são atreladas ao poder econômico e numerosa população, o que gera grande demanda de eletricidade. O gráfico a seguir apresenta a participação de cada região na geração de eletricidade.



\*Ásia não inclui a China.

Gráfico 8 – Geração de Eletricidade por região (2012)

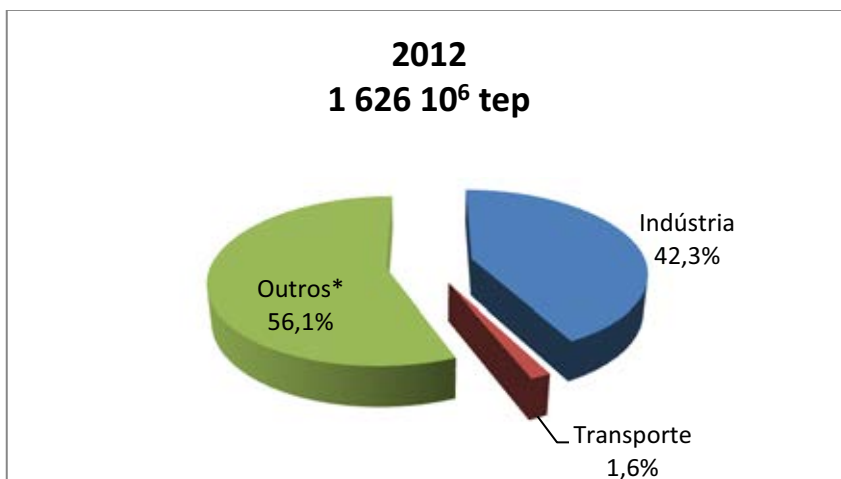
Fonte: Key Energy Statistics 2014

Agência Internacional de Energia (IEA)

A geração de energia nos demais países não representa metade do total de eletricidade do mundo. A Ásia compõe 10,3% da eletricidade mundial, o Oriente Médio 4%, a Europa não OECD e Eurásia 7,7%, América não OECD 5,1% e África 3,2%.

Três grandes setores de atividade econômica dividem entre si o consumo final de energia no mundo: indústria, transportes e outros (composto por agricultura, serviços públicos, residencial e outros). Tal estrutura de abrangência mais geral mascara as características específicas de cada país, países como Sri Lanka e Quênia têm pequena demanda energética para indústria, já o Japão a indústria ultrapassava 60% do consumo final de energia já em 1971. (MARTIN, 1992) Sendo assim, pode-se analisar setorialmente a divisão do consumo mundial de energia elétrica, porém, com algumas ressalvas para análise da evolução do consumo regional.

Os dados apresentados pela Agência Internacional de Energia (IEA) demonstram que o segmento que representa o maior consumo mundial de energia é formado pela agricultura, comércio e serviços públicos, residencial e outros não especificados, com 56,1%. Já indústria e transporte correspondem a 42,3% e 1,6% respectivamente.



\*Agricultura, comércio e serviços públicos, residencial, outro não específico.

Gráfico 9 – Consumo mundial de energia por setor (2012)

Fonte: adaptado de IEA

### 3.3.1 Energia Eólica

O incremento anual na capacidade instalada energia eólica mundial apresentou crescimento contínuo durante os anos de 1996 até 2012, quando atingiu o maior valor da série histórica, 45.169 MW. Já no ano seguinte, em 2013, ocorreu uma queda de 21,87% da expansão quando comparado ao ano anterior, chegando assim, a patamares de acréscimo anual inferiores aos de 2009 (38 467 MW).

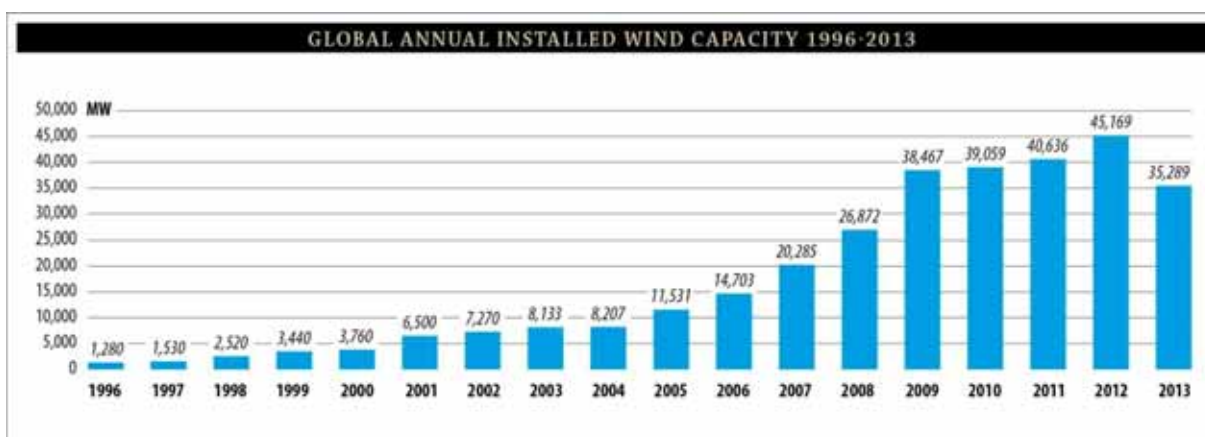


Gráfico 10. – Capacidade global anual de energia eólica instalada. (1996-2013)

Fonte: GWEC (2014)

Entre 2008-2009 ocorreu a maior variação em números absolutos, em 2008 o aumento da capacidade anual instalada foi 26.871 MW, já em 2009, o crescimento foi de 38.059 MW,

ou seja, 11.959 MW a mais do que o ano anterior. O maior aumento relativo ocorreu entre 2000-2001, quando se alteraram os valores de a expansão em 72,87%, ou seja, o acréscimo na capacidade anual de energia eólica passa de 3.760 MW e atinge 6.500 MW. Outra análise evolutiva do quadro da energia eólica mundial consiste na capacidade cumulativa anual global de energia eólica instalada, que em 1996 apresentava 6.100 MW, já em 2013 o valor atingiu 316.105 MW.

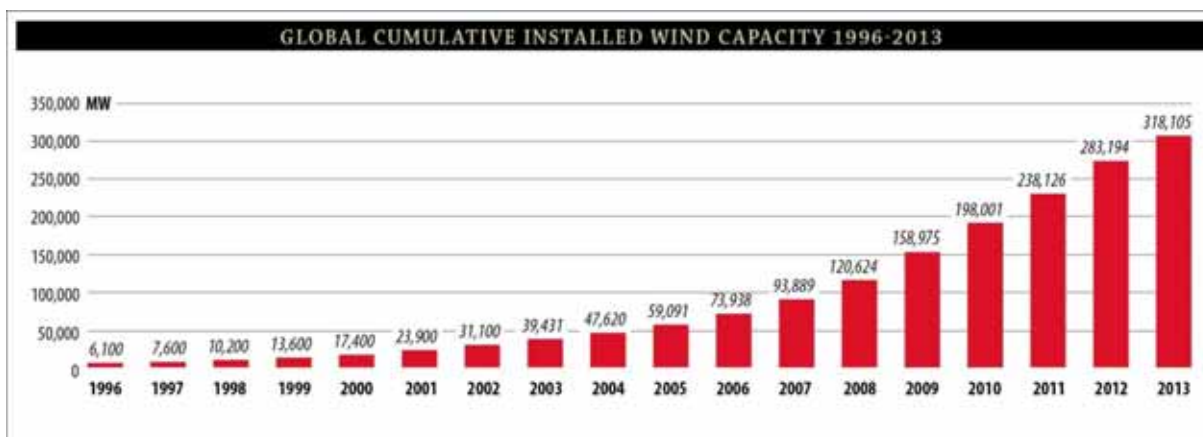


Gráfico 11. – Capacidade Cumulativa Global Anual de Energia Eólica Instalada. (1996-2013)  
Fonte: GWEC (2014)

O crescimento ocorre de forma contínua, com o maior incremento em 2012 (quando comparado ao ano anterior), no valor de 45.068 MW. A menor variação da capacidade cumulativa global em número absolutos ocorreu entre 1996-1997, quando houve aumento de apenas 1.600 MW, representando um aumento percentual de 26,23%. Já o menor crescimento percentual ocorreu entre os anos de 2012-2013, com um aumento relativo de 12,33%, ou seja, 34.911 MW em números absolutos.

Os 10 países que mais adicionaram capacidade instalada em 2013 foram: China, Alemanha, Reino Unido, Índia, Canadá, EUA, Brasil, Polônia, Suécia e Romênia. O Total de acréscimo na capacidade desses países 28.887 MW. Deste montante a China representa 45,6 %, ou seja, 16.088 MW. Já os demais países do mundo incrementaram naquele ano 6.402 MW de capacidade instalada, correspondendo a 18,1% do montante mundial.

O Gráfico 13 apresenta uma grande concentração da energia eólica, os dez países com maior capacidade instalada cumulativa correspondem a 84,8% do total mundial, ou seja, em 2013 a soma da capacidade instalada da China, EUA, Alemanha, Espanha, Índia, Reino Unido, Itália, França, Canadá, Dinamarca totalizou 269.773 MW. O restante do mundo equivale a 15,2% da capacidade instalada cumulativa, o que representa 48 442 MW, sendo o montante mundial 318 105 MW.

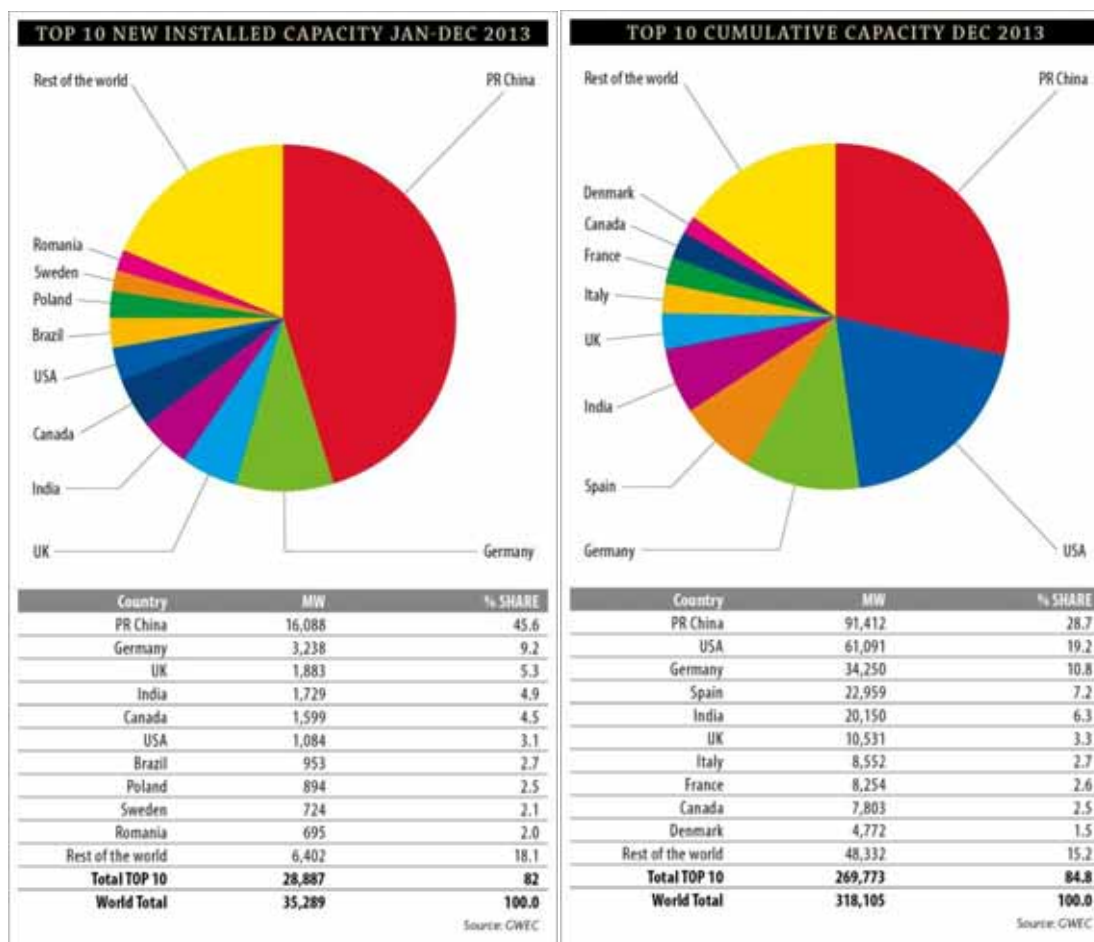


Gráfico 12. – *Ranking* dos 10 países com novas capacidades instaladas de energia eólica (2013)  
Fonte: GWEC (2014)

Gráfico 13 – *Ranking* dos 10 países com maior capacidade instalada cumulativa de energia eólica (2013)  
Fonte: GWEC (2014)

Quando a capacidade anual instalada é agrupada por regiões, reflete a concentração mundial da energia eólica, observada nos dados individualizados apresentados no Gráfico 14. Os maiores incrementos regionais (de 2005 a 2013) ocorreram na Europa, América do Norte e Ásia. O continente asiático obteve um crescimento contínuo até o ano de 2010, quando atingiu seu ponto máximo de acréscimo seguido por duas quedas consecutivas até a aparente recuperação do ritmo de expansão em 2013.

O continente europeu apresentou pequenas variações anuais na capacidade anual instalada de energia eólica com algumas quedas na quantidade de acréscimo nos anos de 2008, 2010, 2011 e 2013, entretanto, seguindo uma tendência de aumento. Já a América do Norte teve um primeiro movimento tendendo ao aumento no acréscimo anual da capacidade de instalada no período de 2005-2009, seguido por uma queda relativa no ritmo de crescimento em 2010.

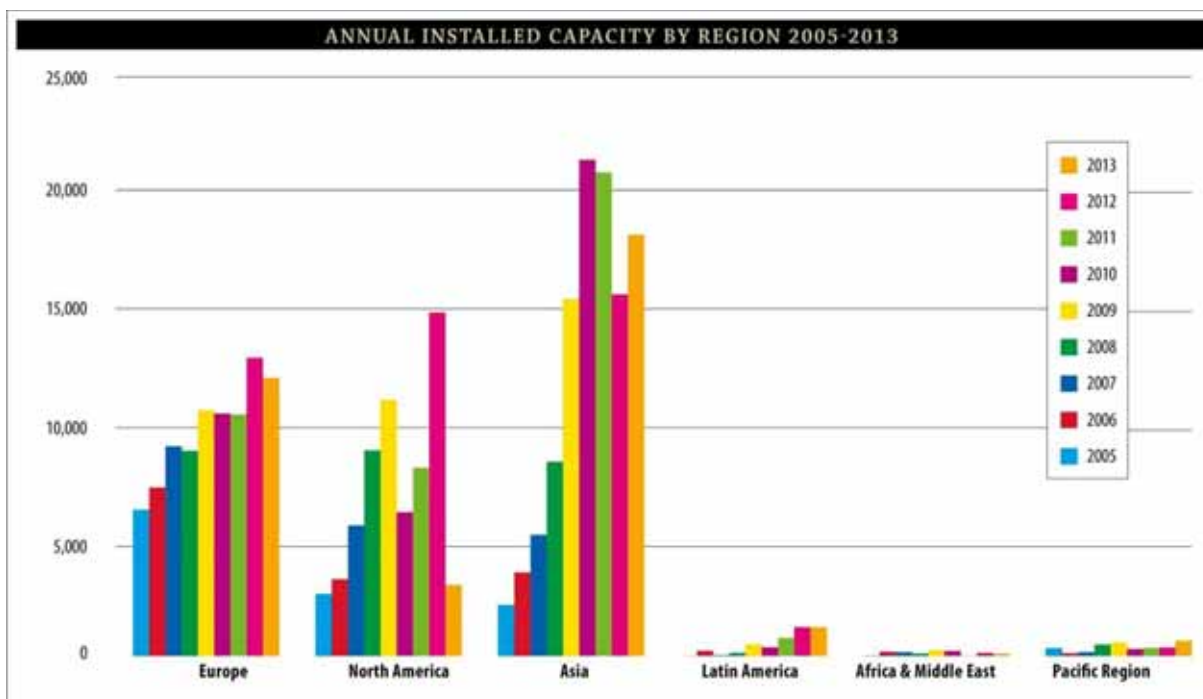


Gráfico 14. – Capacidade Instalada Anual por Região (2005-2013)

Fonte: GWEC (2014)

Na Tabela 3 os dados contextualizam de forma individualizada as regiões agrupadas no Gráfico 14. A África e o Oriente Médio representavam juntos aproximadamente 0,4% da capacidade instalada em 2013. A Ásia correspondia a aproximadamente 36% da capacidade instalada mundial, com destaque para grande participação da China, 79% da capacidade asiática. Já a Europa representa 38% do montante mundial de capacidade instalada, com importante parcela localizada na Alemanha e na Espanha, correspondendo a aproximadamente 28% e 19% respectivamente. A América Latina e o Caribe têm pequena participação mundial, somente 1,5% aproximadamente, com destaque para o Brasil que representa um total aproximado de 73% da região.

O continente norte americano tem grande importância mundial no que tange a energia eólica, corresponde a aproximadamente 22% da capacidade instalada mundial, e desse valor os EUA são responsáveis por 86%. Já região do Pacífico representa somente 1,22% da capacidade instalada do mundo sendo que, a Austrália, representa 84% desse total.

GLOBAL INSTALLED WIND POWER CAPACITY (MW) – REGIONAL DISTRIBUTION				
		End 2012	New 2013	Total (End of 2013)
<b>AFRICA &amp; MIDDLE EAST</b>				
	Ethiopia	81	90	171
	Egypt	550	-	550
	Morocco	291	-	291
	Tunisia	104	-	104
	Iran	91	-	91
	Cape Verde	24	-	24
	Other <sup>(1)</sup>	24	-	24
	<b>Total</b>	<b>1,165</b>	<b>90</b>	<b>1,255</b>
<b>ASIA</b>				
	PR China	75,324	16,088	91,412
	India	18,421	1,729	20,150
	Japan	2,614	50	2,661
	Taiwan	571	43	614
	South Korea	483	79	561
	Thailand	112	111	223
	Pakistan	56	50	106
	Sri Lanka	63	-	63
	Mongolia	-	50	50
	Other <sup>(1)</sup>	71	16	87
	<b>Total</b>	<b>97,715</b>	<b>18,216</b>	<b>115,927</b>
<b>EUROPE</b>				
	Germany	31,270	3,238	34,250
	Spain	22,784	175	22,959
	UK	8,649	1,883	10,531
	Italy	8,118	444	8,552
	France	7,623	631	8,254
	Denmark	4,162	657	4,772
	Portugal	4,529	196	4,724
	Sweden	3,746	724	4,470
	Poland	2,496	894	3,390
	Turkey	2,312	646	2,959
	Netherlands	2,391	303	2,693
	Romania	1,905	695	2,600
	Ireland	1,749	288	2,037
	Greece	1,749	116	1,865
	Austria	1,378	308	1,684
	Rest of Europe <sup>(1)</sup>	4,956	832	5,737
	<b>Total Europe</b>	<b>109,817</b>	<b>12,031</b>	<b>121,474</b>
	of which EU-28 <sup>(1)</sup>	106,454	11,159	117,289
<b>LATIN AMERICA &amp; CARIBBEAN</b>				
	*Brazil	2,508	953	3,461
	Chile	205	130	335
	Argentina	142	76	218
	Costa Rica	148	-	148
	Nicaragua	146	-	146
	Honduras	102	-	102
	Dominican Republic	33	52	85
	Uruguay	56	4	59
	Caribbean <sup>(1)</sup>	136	-	136
	Others <sup>(1)</sup>	54	20	74
	<b>Total</b>	<b>3,530</b>	<b>1,235</b>	<b>4,764</b>
<b>NORTH AMERICA</b>				
	USA	60,007	1,084	61,091
	Canada	6,204	1,599	7,803
	Mexico	1,537	380	1,917
	<b>Total</b>	<b>67,748</b>	<b>3,063</b>	<b>70,811</b>
<b>PACIFIC REGION</b>				
	Australia	2,584	655	3,239
	New Zealand	623	-	623
	Pacific Islands	12	-	12
	<b>Total</b>	<b>3,219</b>	<b>655</b>	<b>3,874</b>
	<b>World total</b>	<b>283,194</b>	<b>35,289</b>	<b>318,105</b>

Source: GWEC

<sup>1</sup> Israel, Jordan, Kenya, Libya, Nigeria, South Africa  
<sup>2</sup> Bangladesh, Philippines, Vietnam  
<sup>3</sup> Bulgaria, Cyprus, Czech Republic, Estonia, Finland, Faroe Islands, FYROM, Hungary, Iceland, Latvia, Liechtenstein, Lithuania, Luxembourg, Malta, Norway, Romania, Russia, Switzerland, Slovakia, Slovenia, Ukraine  
<sup>4</sup> Austria, Belgium, Bulgaria, Cyprus, Croatia, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, UK  
<sup>5</sup> Caribbean: Aruba, Bonaire, Curacao, Cuba, Dominica, Guadalupe, Jamaica, Martinique, Granada  
<sup>6</sup> Bolivia, Colombia, Ecuador, Peru, Venezuela

Note:  
\* Projects fully commissioned, grid connections pending in some cases  
Project decommissioning of approximately 374 MW and rounding affect the final sums

Quadro 3 – Capacidade Instalada Global de Energia Eólica (2012-2013)  
Fonte: GWEC (2014)

### 3.4 Modalidades de Políticas de Incentivo

As vantagens apresentadas pelas fontes alternativas de energia fazem necessárias políticas específicas para o desenvolvimento desse segmento energético. A aplicação de tais políticas resultou no sucesso ou fracasso das fontes de geração de energia. A seguir serão analisados alguns modelos de incentivo, tais como: sistema *feed-in*, sistemas de leilão e sistemas de cotas/certificados verdes. Para criar um parâmetro e compreender quais políticas de incentivo são eficientes, é necessário verificar as experiências internacionais adotadas, como será também analisado a seguir.

#### 3.4.1 Sistema de leilão

Uma forma de incentivo utilizado para fontes alternativas de energia é o sistema de leilão, adotado por países como: Reino Unido, Irlanda e França até 2000. Esse processo concorrencial estabelece uma reserva de mercado e um preço a ser pago aos produtores pelas concessionárias de energia, ou seja, as concessionárias são obrigadas a pagar o preço estipulado em leilão.

Tal sistema competitivo organiza as fontes alternativas de geração de energia em ordem crescente de custos até que alcance a quantidade a ser contratada. O pagamento da energia é baseado no preço final de leilão, tais valores garantidos em contratos de longo prazo realizados com os geradores de energia elétrica renovável (DUTRA, 2007).

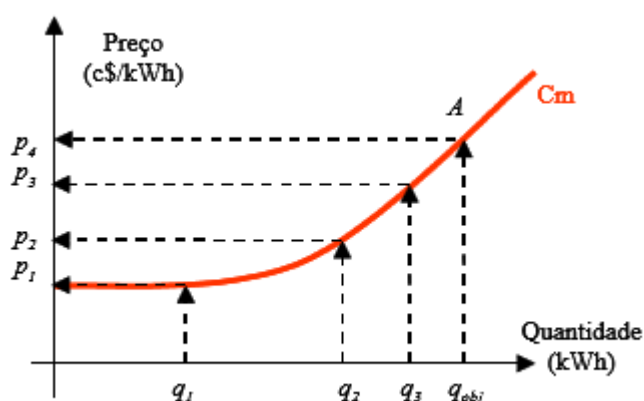


Figura 12 – Curva dos custos marginais do Sistema de Leilão  
Fonte: FINON (2002, apud DUTRA, 2007, p.25)

A contratação de energia por meio de leilões concebe a curva dos custos marginais



formada pelas rodadas de leilão figura 12. Estas rodadas fornecem os preços  $p_1$ ,  $p_2$ ,  $p_3$ , e  $p_4$ , correlacionados as respectivas quantidades  $q_1$ ,  $q_2 - q_1$ ,  $q_3 - q_2$ ,  $q_{obj} - q_3$ , para chegarem assim à quantidade de energia final ( $q_{obj}$ ). Contrariamente ao sistema *Feed-in*, no Sistema Leilão os produtores não recebem renda diferencial. (DUTRA, 2007)

### 3.4.2 Sistema de cotas/certificados verdes

O Sistema de cotas/certificados verdes presente na Áustria, Dinamarca, Suécia e Bélgica em 13 estados americanos, consiste em estipular uma cota de geração de energia elétrica vendida no mercado, exclusiva, para a geração provinda de fontes alternativas de energia de renovável. Esse método pode ser operacionalizado através por duas alternativas: a) o operador pode efetuar a compra, determinada em sua cota, dos produtores de fontes alternativas de energia de geração renovável por meio de contratos de longo prazo, ou; b) pela compra de certificados de montante específico, dos geradores de outras operadoras de energia que apresentem excedente de geração por fonte renovável. Sendo assim, a) e b) compõem duas formas distintas de emissão de certificados por geradoras de energia elétrica, os preços são segmentados em preço de mercado e de mercado específico de certificados verdes (VOOGT, 2000, apud DUTRA. 2007, p.26).

A Figura 13 abaixo demonstra o ponto de equilíbrio A de certificados verdes, que ocorre na intersecção entre quantidade demandada definida pela cota  $q_{obj}$  e a oferta (representada pela curva de custos marginais,  $C_m$ ). Com isso, o preço  $p$  definido no ponto de equilíbrio representa a cota  $q_{obj}$  no mercado. Logo, a renda extra auferida corresponde a área gráfica  $cAp$ , como ocorre na distribuição uniforme no caso do sistema *Feed-in* (DUTRA, 2007).

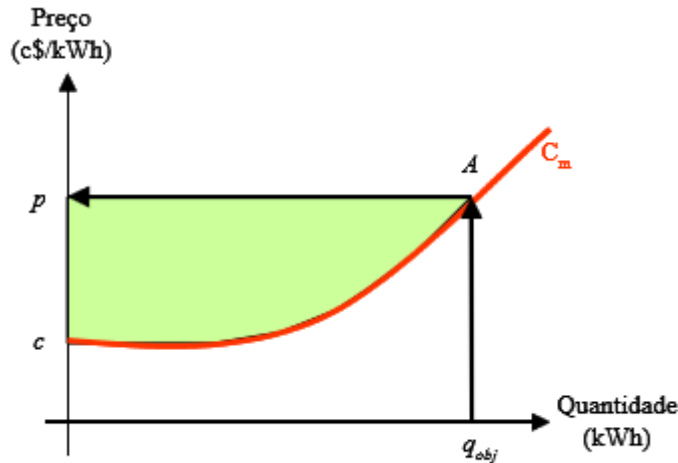


Figura 13 – Curva dos custos marginais no sistema de cotas  
 Fonte: FINON (2003, apud DUTRA, 2007, p.26)

No sistema de cotas/certificados verdes as tecnologias de produção não são diferenciadas, ou seja, não existem tratamentos específicos para cada tipo. As curvas de custo marginal são diferenciadas entre as firmas existentes, cada uma dispõe de recursos específicos, sendo assim, não se beneficiam da mesma oportunidade de uso das fontes alternativas de energia. A existência dos Certificados Verdes evita a adesão de novos projetos que apresentam diferentes custos marginais, ou seja, a maior eficiência global é proporcionada através cotas alocadas. Essas cotas e certificados verdes compartilham a obrigatoriedade da meta entre as firmas, equalizando os custos marginais de produção entre operadores e novos operadores são incentivados a atuar no mercado (DUTRA, 2007).

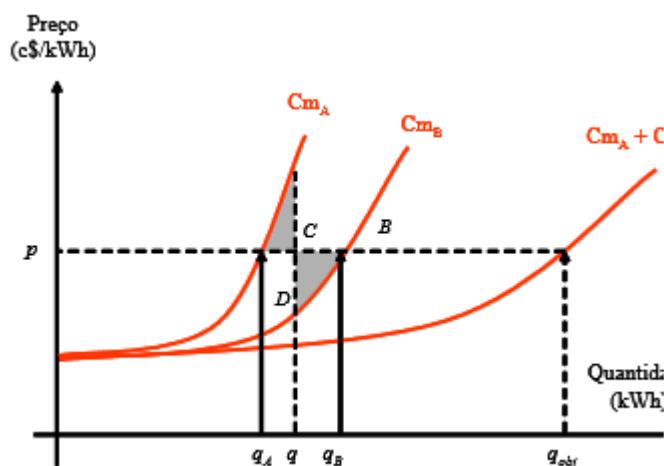


Figura 14 – Operação no mercado de certificados verdes (exemplo para dois produtores: A e B)  
 Fonte: FINON (2003, apud DUTRA, 2007, p.28)

A Figura 14 acima exemplifica a complementaridade existente no sistema de

certificados verdes. De forma hipotética, apresenta as firmas “A” e “B”, que têm a meta de atingir o patamar de produção energética “q”, de origem renovável. Relativamente à meta, os recursos de “A” são escassos e os custos marginais são altos ( $C_{m_A}$ ). Em um mercado composto pelo sistema de cotas, a firma “A” tem a possibilidade de recorrer à compra de certificados, o que contribui para atingir o objetivo estipulado. Para isso, “A” limitará sua produção em “ $q_A$ ” e por meio da compra de certificados ao preço de equilíbrio “p” atingirá seu objetivo de produção “q”. O aumento da produção de “B” para  $q_B$  propicia um excedente de geração renovável que é vendido no mercado. Portanto, para alcance do objetivo global ( $q_{obj} = q_A + q_B = 2q$ ), existe uma interação que diminui os custos e beneficia a eficiência do sistema, como demonstrado nas áreas achuradas; essa flexibilização do sistema não limita as operadoras a operarem em patamares restritos  $q_A$  e  $q_B$  (DUTRA, 2007)

### 3.4.3 Sistema *Feed-in*

O sistema *feed-in* muito utilizado por países como Alemanha, Dinamarca e Espanha é baseado em preços e segundo FINON (2002, apud Dutra, 2007, p.20) concebe duas distintas conceituações. A primeira consiste na regulação de um mínimo de preços pagos obrigatoriamente pelas concessionárias aos produtores independentes assim que os projetos são conectados a rede. Já a segunda é pautada no montante pago ao produtor, pela energia sendo renovável ou não, inclui subsídios de produção e/ou taxas de reembolso. Também em situações menos usuais, refere-se à quantia adicional ao preço da energia elétrica de mercado. (MOTHORST, 1990; HUBER et al. 2001, HAAS et al. 2001 apud DUTRA, 2007, p.20) Existem duas óticas para analisar o sistema *feed-in*. A primeira interpreta os preços praticados/regulamentados de custos evitados de fontes não renováveis de energia ou como um prêmio pela minimização dos impactos ambientais ou benefícios sociais decorrentes da não utilização de fontes não renováveis. E uma segunda perspectiva admite as tarifas do sistema como um incentivo a geração energética de fontes renováveis.

Existem diferentes formas de tratamento do sistema *feed-in*, o modo como será manejado depende dos objetivos diretos dos países relacionados às políticas de incentivos de fontes alternativas de energia renovável que abrangem diversos aspectos como: fatores tecnológicos, econômicos, políticos, estratégicos etc. As garantias podem ser fixar tarifas no médio e longo prazo, ou até mesmo optar por uma determinada flexibilidade tarifária nos períodos (DUTRA, 2007). Os modelos de tarifação podem seguir uma linha uniforme (como

observado na figura 15:

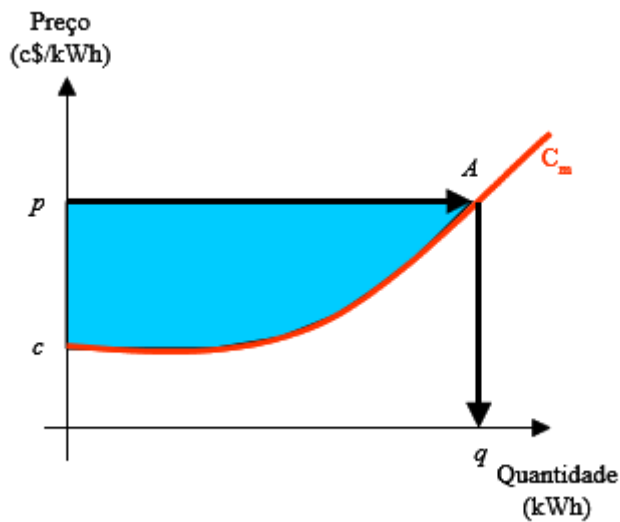


Figura 15 – Sistema *Feed-In*: Tarifas Fixas  
Fonte: Dutra (2007)

As tarifas fixas proporcionam ao produtor um ganho adicional quando a geração está dentro de um condicionante: a curva de custo marginal está “abaixo” da tarifa fixa estabelecida pelo sistema *feed-in*. A figura proporciona a possibilidade de uma análise estática a qual os projetos de geração energética estão em seu melhor potencial, ou seja, para o caso da energia eólica a geração se localiza em melhores locais do que os calculados para definição da tarifa, com melhor potencial eólico. Tal ação gera uma renda adicional que é representada pela área  $(cAp)$ , destacada em azul, entre a curva dos custos marginais ( $C_m$ ) e a tarifa  $p$ .

O sistema *feed-in* também admite tarifas variadas que possibilitam a desconcentração das instalações (a produção não fica assim concentrada somente em áreas com maiores facilidades para produção que proporcionam altas taxas de retorno), o que favorece o desenvolvimento regional e a eficiência econômica (encorajamento para investimentos mais produtivos). Para isso, como forma de garantir o retorno de produtores em localidades desfavoráveis, as taxas são estabelecidas de forma decrescente, associada aos diferentes níveis de produção. Conforme a figura 16, a tarifa diferenciada  $p'$  limita as rendas diferenciais (área estabelecida entre a curva de custos marginais e os incrementos de tarifa, representada pelos pontos  $p'p''Ac$ ), de acordo com o custo marginal de produção, viabilizando assim, produções menos propícias a produção (DUTRA, 2007).

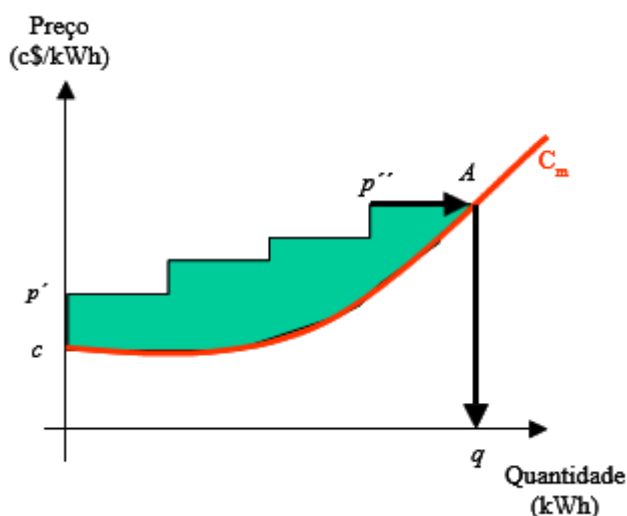


Figura 16 – Sistemas *Feed-In*: Tarifas variadas  
 Fonte: FINON (2002, apud DUTRA, 2007, p.22)

### 3.5 Políticas de Incentivo na Alemanha

A década de 1970 foi marcada pelos dois grandes choques do petróleo representou um ponto crucial para busca de alternativas energéticas em todos os países afetados (os quais apresentavam elevada dependência do hidrocarboneto de origem fóssil), na Alemanha não foi diferente, em meio a esse contexto, a busca pela segurança energética através da expansão de fontes até então pouco exploradas apresentava-se como uma possibilidade de aproveitamento real. Nesse contexto, a energia nuclear já utilizada na Alemanha desde 1955, aparece no pós-choque do petróleo como esperança de ser uma fonte independente e barata, entretanto, em 26 de abril de 1986 o acidente de Chernobyl explicitou os perigos da geração nuclear, o que impulsionou o desenvolvimento de fontes mais seguras e de geração renovável de energia. Não somente os riscos da geração de energia nuclear alertaram a sociedade, os modos de produção como um todo apresentavam externalidades negativas e refletiam na população por meio chuvas ácidas, mortes das florestas, poluição etc. A clara visão dos impactos negativos na sociedade originários de suas próprias ações alavancou a conscientização ambiental e a busca por fontes energéticas alternativas renováveis, começou a ganhar força (DUTRA, 2007)

As questões climáticas se tornavam o cerne da discussão ambiental na década de 90, as mudanças no clima proporcionadas pelo homem eram assunto nas principais conferências promovidas pela ONU, sendo assim, quando o Protocolo de Quito é assinado, a Alemanha se predispôs a controlar as emissões de gases do efeito estufa, estabelecendo como parâmetro os

valores da década de 90, ou seja, as emissões do período de 2008 a 2012 deveriam representar 21% da emissão de gases de 1990. Essas fizeram com que a utilização de fontes renováveis de energia se tornassem essenciais para cumprir a meta estipulada pelo próprio governo, que adotou diversas políticas de incentivo, inicialmente para ser compatível com as questões ambientais, para substituição da geração nuclear e para atender a meta estipulada pelo Protocolo. Tais medidas governamentais, não geraram muito impacto inicialmente, a grande mudança do panorama de energia eólica, ocorreu principalmente a partir dos anos 90, como será apresentado a seguir (DUTRA, 2007)

### **3.5.1 Primeiros Programas**

Após a grande tragédia em Chernobyl, 1986, ocorreram pressões sobre o governo alemão para alternativas que apresentassem menores riscos, então, políticas de incentivo a alternativas energéticas foram adotadas naquele mesmo ano. O primeiro passo nessa perspectiva era o subsídio dado a cinco novas turbinas de uma mesma empresa após o protótipo ser testado e instalado. Tal modelo de incentivo, denominado “Programa Protótipo de 250 kW”, resultou em um aumento de cinquenta novos modelos, entretanto, não teve papel crucial na consolidação do mercado eólico (DUTRA, 2007).

O governo alemão buscava novas formas de políticas de incentivo devido a forte pressão para adoção da ampliação de geração de energia renováveis. Cria assim, por uma nova abordagem o “Programa de 100 MW”, em 1989, que posteriormente seria ampliado para 250 MW. Essa ação governamental consistia em subsidiar as turbinas eólicas com base em um critério diferente, a potência gerada a velocidade de 10 m/s passa a ser o parâmetro do programa. Sendo assim, segundo Dutra (2007, p. 66) a potência das turbinas totalmente subsidiadas ao final do programa seria de 350 MW nominais.

O Programa apresentou certas dificuldades iniciais, principalmente por ser mais vantajoso somente para turbinas eólicas de aproximadamente 100 kW. Mesmo com os problemas de subsídio que eram inicialmente de € 0,0087/kWh (compartilhados entre concessionária e governo, em € 0,046/kWh e € 0,041/kWh respectivamente) o governo conseguiu um crescimento contínuo de 50 MW ao ano durante os dois anos iniciais, e em 1996 atingiu 1560 turbinas, ou seja, uma potência instalada de 362 MW em todos os estados da Alemanha. (IEA, 2003 apud DUTRA, 2007, p. 67).

O então “Programa de 250 MW” tomou novo contorno e importância após a

implementação da Lei *Feed-In* de eletricidade (LFE) em 1991. Quando a LFE entrou em vigor, a demanda por novos projetos superou as expectativas do governo, incentivando novos investidores a participar do mercado. A LFE representou um mecanismo importante de apoio a geração de energia eólica, pois simplesmente bastava para atrair agentes para o mercado, já que os subsídios foram limitados a 40 turbinas de um mesmo tipo. O número limite adotado teve como objetivo alavancar a distribuição do mercado pelo maior número de fabricantes possível. Alguns investidores tornaram-se tão bem sucedidos que o teto estipulado em 250 MW tornou-se pequeno. A própria restrição aos subsídios, com as oportunidades de investimento em localidades onde os ventos eram propícios para geração de energia e turbinas eólicas confiáveis de grande porte, propiciaram uma competição na indústria o que resultou na redução de preços das turbinas eólicas, ou seja, o preço alcançado deveria eximir os fabricantes da necessidade de subsidiamento (DUTRA, 2007)

Juntamente ao Programa de 250 MW foi criada uma ferramenta complementar, *Wissenschaftliches Mess und Evaluierungstramm* (WMEP) que segundo Dutra (2007) tem monitorado as turbinas participantes possibilitando a criação de um banco de dados para melhor compreensão do comportamento desses instrumentos ao longo do tempo. Para isso, o acompanhamento é tem por base coletar informações relacionadas a geração de energia, conexão com a rede, velocidade e direção do vento em cada turbina.

Posteriormente, em 1990 a pressão pública era forte na Alemanha com relação às energias renováveis, como resposta o governo alemão cria a Lei de *Feed-In* de Eletricidade (LFE – *Stromeinspeisungsgesetz*), o sistema consiste na garantia de compra da geração de energia elétrica de fontes renováveis objetivando o desenvolvimento e ampliação dessas fontes na matriz energética alemã. A taxa de reembolso estipulada alcançava 90% da média dos preços de venda das concessionárias. Sendo assim, do preço total pago pelas concessionárias de distribuição na compra de energia, € 0,041/kWh a € 0,056/kWh o montante pago a mais aos grandes produtores estava entre € 0,030/kWh e € 0,046/kWh (DUTRA, 2007).

Esse sistema diferenciava as concessionárias ao longo da costa da Alemanha devido à posição geográfica ter alta densidade de projetos instalados, instituiu-se assim, uma compra obrigatória que representava uma significativa carga financeira. As regiões de obrigatoriedade de compra representavam áreas menos favoráveis para projetos eólicos, sendo assim, as concessionárias locais, que repassavam diretamente ao consumidor os valores adicionais (toda a bonificação paga pela geração de energia elétrica, ou seja, o ônus financeiro gerado pela LFE recaía sobre as concessionárias e os consumidores). Para compensar essa

obrigatoriedade, a própria LFE estabelecia que as concessionárias locais detivessem o direito de repassar as cargas às concessionárias regionais, com um fator condicional: caso o valor da energia eólica excedesse 5% das suas necessidades. (DUTRA, 2007).

As instituições de pesquisa como o *Deutsches Windenergie-Institut* – DEWI e o *Network of European Measuring Institutes* – MEASNET tiveram papel fundamental nas políticas estaduais, pois, não era somente pela LFE que ocorriam os incentivos. Os governos, locais com a base nas pesquisas e dados disponíveis, organizavam subsídios específicos através da análise dos projetos a serem implementados. O foco principal era busca pelos incentivos mais eficientes que possibilitassem aprimoramento dos modelos existentes. (DUTRA, 2007)

### 3.5.2 Lei das Energias Renováveis

O crescimento acelerado do mercado eólico alemão proporcionado pela LFE, com taxas médias de aumento de capacidade de 58% desde 1993, atingiu em 1999 o total de 7879 turbinas eólicas instaladas no país, correspondendo a 8,75 TWh, ou seja, 2% do consumo total da Alemanha. Esse rápido crescimento gerou preocupações entre as autoridades alemãs devido aos limites de subsidiamento prescritos na LFE (DUTRA, 2007).

O limite imposto na LFE era equivalente a 5% da geração por fontes renováveis, causava inquietação devido à alta taxa de ocupação nas melhores regiões da Alemanha, principalmente da região norte, chegando a patamares próximos ao teto estipulado pela Lei. Com tal apreensão, as principais empresas alemãs e dinamarquesas investiram para alcançarem maior *market share*, em modelos maiores e mais potentes. Os agentes do mercado e as autoridades notaram assim, que a LFE necessitava de ajustes (DUTRA, 2007).

O ajuste na LFE ocorre no dia 25 de fevereiro de 2000, quando o Parlamento alemão ratificou a Lei das Energias Renováveis – LER (*Erneuerbare-Gesetz*), que não só garantiu a continuidade do processo de expansão das energias limpas na matriz energética alemã como também ampliou o escopo de energias atendidas, significou um incentivo a outras fontes de energia renovável. A Lei objetivava o acréscimo de energias renováveis, com a duplicação da participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica de 5% para 10% em 2010 meta pertencente à Comissão Europeia em seu relatório “*Renewable Energy White Paper*” de 1997 (DUTRA, 2007).

A LER buscava minimizar impactos ambientais como o efeito estufa e preservar as



reservas de combustíveis fósseis. Para isso, a intenção da LER era a formação de mercados de energia renovável, tornando as fontes alternativas mais competitivas comparativamente as tradicionais. A Lei contava com um modelo tarifário decrescente para as fontes de energia renovável, sendo reavaliado a cada dois anos para compensar possíveis inovações tecnológicas e desenvolvimento do mercado (DUTRA, 2007).

Com a abertura do mercado de energia alemão, mais intensamente em 1998, a grande preocupação estava pautada na possível queda de preços que poderia atingir todo o setor prejudicando os projetos já estabelecidos e podendo inviabilizar novos projetos de energia renovável. Para contornar esse cenário desfavorável para implantação de novos parques eólicos e diminuir o risco do investimento, o governo da Alemanha adotou uma medida para tornar os preços menos flexíveis. Em 2000 foi adotado um preço baseado em propostas da comunidade alemã de energia eólica, se tornando ano base para o decréscimo de 1,5% nas tarifas nos anos subsequentes. Cada fonte contemplada na LER apresentava distintas taxas de redução anual (DUTRA, 2007).

O Governo alemão adotou um sistema de “bandas” para tarifas de incentivo com a implementação da LER, divididas entre Tarifa Máxima e Tarifa Mínima. A primeira tarifa ocorre com base na data do início do projeto e desconsidera os fatores locacionais e o potencial eólico, ou seja, nos primeiros cinco anos o projeto recebe a Tarifa Máxima e a mudança para o segundo tipo de tarifa deve obedecer a determinados critérios de avaliação. A Tarifa Mínima passa a ser recebida após uma análise do projeto, como base na energia elétrica gerada em cinco anos em um regime de vento específico.

A análise específica de cada regime de ventos é utilizada para diferenciar e calcular a quantidade de energia efetivamente gerada ao longo de cinco anos, formando base de comparação com a quantidade de energia de referência. Caso a energia gerada não ultrapasse em 150% a energia de referência, acrescenta-se mais dois meses, fracionados em 75%

A correção proporcionada pela LER na LFE foi baseada na alteração da lógica de distribuição de energia entre os operadores de rede de transmissão. Com a responsabilização de pagamento da tarifa pelo Operador do Sistema de Transmissão deixando então, de recair sobre as concessionárias de energia o limite estipulado em 5% deixa de fazer efeito, o que possibilitou a continuidade de expansão de projetos eólicos (DUTRA, 2007).

Uma alteração foi realizada na LER em 21 de julho de 2004 e incluiu novas fontes de energias renováveis. As metas estabelecidas eram de aumento progressivo da participação de fontes renováveis na matriz elétrica alemã. O prospecto de evolução realizado no período da modificação da LER, foi a participação de renováveis da seguinte maneira: 12,5% em 2010

e no mínimo 20% em 2020 (DUTRA, 2007).

As políticas de incentivo alemãs obtiveram êxito, a capacidade instalada de energia eólica na Alemanha como resultado da LFE em 2000, foi de 11.448GW, sendo essa potência dividida entre os diferentes projetos de energia renovável, com destaque para a energia eólica que correspondia por mais da metade desse montante: eólica 7,5GW, biomassa 664MW, fotovoltaica 100MW, hidrelétrica 4,64GW. A produção dessas energia foi de 36,7 TWh, tendo participação percentual de 6,3% da produção elétrica da Alemanha (DUTRA, 2007).

Até o final de 2005, com o advento da LER a potência instalada de projetos de energia renováveis atingiu 28,8 GW, que geraram 62,5 TWh. Deste montante a LER corresponde por 57,3% da potência instalada e 41,3% da eletricidade gerada (DUTRA, 2007).

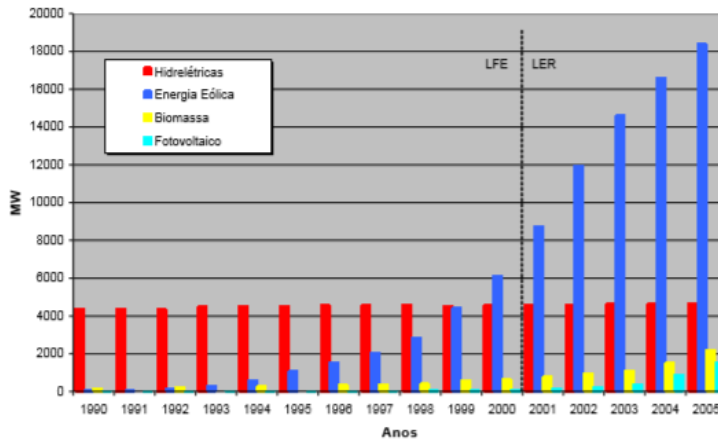


Gráfico 15 – Potência Instalada das diversas fontes participantes da LFE e da LER  
Fonte: BMU (2006, apud DUTRA, 2007, p. 80)

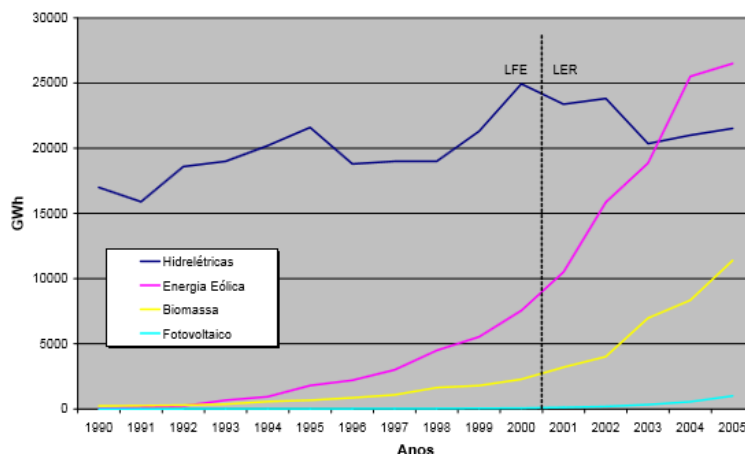


Gráfico 16 - Energia elétrica gerada pelas diversas fontes participantes da LFE e da LER  
Fonte: BMU (2006, apud DUTRA, 2007, p.80)

### 3.6 Políticas de incentivo na Dinamarca

O êxito da experiência de desenvolvimento do setor eólico na Dinamarca é um objeto importante de análise, hoje é o país que apresenta maior participação percentual de energia eólica em sua matriz energética. O processo evolutivo dinamarquês ocorreu por políticas de incentivo do governo, que notavelmente influenciaram o incremento de energia eólica, sendo que em 1995 a capacidade eólica instalada na Dinamarca era de 637 MW passando, já em 2002, para 2.880 MW (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

A estrutura de produção dinamarquesa é bem diversificada, sendo as políticas de incentivo adaptáveis aos tipos de propriedade existentes, sendo divididas em: cooperativas de energia eólica, propriedade privada e propriedade de concessionárias. De modo a exemplificar essa difusão da energia eólica na Dinamarca, mais de 150.000 famílias dinamarquesas eram proprietárias de turbinas eólicas (até 2009), individualmente ou por meio de cooperativas. A Associação de Proprietários de Turbina Eólica mantém dados estatísticos de mau funcionamento de turbinas e também, dos pontos positivos também, o que incentiva o desenvolvimento de produtos com melhor qualidade (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Nos anos 80 as políticas de incentivo dinamarquesas eram baseadas no subsídio ao investimento de 30% do montante correspondente da turbina. Posteriormente o modelo de incentivo se torna mais complexo, sendo implementado o sistema *feed-in*, com contratos estabelecidos a 85% do preço de varejo da energia (aproximadamente 0,04 a 0,05 US\$/KWh) beneficiando as cooperativas e os proprietários privados. Outro mecanismo utilizado era composto pelo reembolso do imposto de energia e reembolso do imposto do dióxido de carbono, sendo assim, o montante de incentivo desses três instrumentos atingia cerca de 0,07 a 0,09 US\$/kWh. Esse método dinamarquês minimizava os riscos de investimentos e de crédito, já que para aos projetos eólicos era mantido um fluxo financeiro de receitas (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Com essa estrutura de produção que privilegiava a propriedade local juntamente com a estrutura fiscal, não existiam incentivos para as concessionárias construir projetos próprios, tendo em vista que os incentivos fiscais e reembolsos concedidos a outros agentes não poderiam ser adquiridos pelas concessionárias. A vantagem estabelecida às concessionárias era o reembolso do imposto do dióxido de carbono, que só era executado quando utilizassem energias renováveis, entretanto, qualquer custo com reforço da rede de transmissão seria arcado pela própria concessionária. Já custos adicionais seriam repassados ao consumidor final (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Mudanças nessa lógica de incentivo foram realizadas, sendo que em 2000 e 2002 contratos foram estabelecidos fora do sistema *feed-in* de 85% dos preços de varejo. A remuneração da energia nesses novos contratos, estabelecia um intervalo de tempo, delimitando o pagamento pela energia em um preço fixo durante dez anos (aproximadamente 0,05 US\$/kWh) mais um certificado verde que poderia ser comercializado no mercado com valores legais estabelecidos, dentro de uma faixa de variação de 0.015/KWh à 0,0,40 US\$/kWh. Esse sistema visava tornar-se médio prazo, dependente inteiramente dos preços estabelecidos em mercado (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Como o desenvolvimento da energia eólica foi bastante difundido na Dinamarca anteriormente a outros países, a tecnologia implementada atingiu o final de sua vida útil em um período anterior aos dos demais países. O processo de substituição desses equipamentos ocorreu por um sistema de certificação para instalação de equipamentos novos. O sistema era pautado no pagamento superior pela produção, de no máximo três vezes a capacidade anterior à substituição. O programa de substituição obteve grande sucesso, em 2002, a maior parcela das instalações realizadas na Dinamarca foi originada dele. Foram substituídas 1.300 turbinas de 100 MW por 300 turbinas de aproximadamente 300 MW, o que representou mais da metade das instalações de 2002, que foram de 526MW (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

A experiência Dinamarquesa com políticas de incentivo de longo prazo demonstra que estabilidade trazida por tais políticas reduz a incerteza no mercado e contribui para o desenvolvimento do setor eólico. Tendo em vista o prospecto de evolução da energia eólica com uma análise de seu incremento anual, a Dinamarca apresentou crescimento estável nos anos 1990, já nos anos 2000 o incremento da capacidade instalada foi de aproximadamente o dobro da média anual de anos anterior. Esse fato ocorreu pela conclusão da construção e instalação de turbinas eólicas, que mantinham contrato de 85% do preço de varejo. A incerteza trazida ao mercado pela troca de liderança no governo dinamarquês diminuiu o ritmo de crescimento da capacidade instalada. A preocupação era em tornar elegíveis os novos projetos pelas políticas de incentivo, para assim, inserirem-se em processos de compra e venda de energia de forma mais vantajosa (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

As políticas dinamarquesas de incentivo obtiveram grande êxito, além do desenvolvimento do setor eólico no país, as companhias da Dinamarca tornaram-se líderes mundiais em produção de turbinas eólicas. Quando analisadas essas políticas, observa-se que a evolução para um modelo baseado no mercado introduziu mais incerteza, quando comparado a períodos anteriores, com políticas sólidas de longo prazo (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Ano	Capacidade Instalada no final do ano, MW	Crescimento em relação ao ano anterior, MW
1997	1.116	259
1998	1.420	304
1999	1.738	318
2000	2.341	603
2001	2.456	115
2002	2.880	424
2003		250
2007	3.136	140

Quadro 4 - Capacidade recentemente instalada de energia eólica na Dinamarca  
 Fonte: BTM *Consult World Market Updates* (apud GUIMARÃES; VIERA, 2009, p.31-32)

### 3.7 Políticas de Incentivo nos Estados Unidos

As políticas de incentivo nos Estados Unidos foram desenvolvidas com diversos mecanismos em diferentes níveis de governo, em âmbito federal e estadual. Uma medida adotada no setor de energia foram os créditos fiscais de investimento que consistiu em uma política presente durante os anos 70 (em meio ao contexto do choque do petróleo) e 80. Era baseado em um incentivo para geração de energia renovável e possibilitava uma queda do valor inicial investido pelos proprietários de projetos eólicos. Em nível estadual, a Califórnia adotou política semelhante, com crédito fiscal referente ao custo da tecnologia eólica (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

O governo californiano também utilizou outra medida: contratos de compra por concessionárias para energia renovável. Esses contratos eram de 30 anos e estabeleciam preços fixos de energia durante um período inicial de 10 anos. Com as duas modalidades de incentivo o Estado da Califórnia concentrou a maior capacidade instalada de energia eólica no mundo, entretanto, essas medidas incentivavam somente novas instalações (que eram apressadas para receber o crédito fiscal específico de um ano) e não a operacionalização do sistema (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Juntamente a esse conjunto de medidas, o não estabelecimento regulatório da geração de energia e como os financiamentos tinham como garantia os próprios projetos eólicos, surgiram empreendimentos localizados em regiões desfavoráveis e com turbinas com tecnologias não consolidadas. Esses fatores fizeram com que os projetos tivessem rentabilidade desempenho abaixo das expectativas, o que gerou prejuízo em alguns bancos,

companhia de seguro e investidores (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Após 1987 essas medidas de incentivo não tiveram continuidade, logo o ritmo de crescimento da capacidade instalada de energia eólica diminuiu, entre o período de 1987 e 1991 foram instalados cerca de 500 MW, esse montante corresponde à metade do valor atingido somente no ano de 1986 (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Uma nova modalidade de incentivo foi adotada em 1992, a Lei de Política de Energia Federal (*Production Tax Credit – PTC*), que consistia em um crédito voltado à produção de energia renovável. Essa política gerou um grande crescimento no setor, em 1991 a capacidade eólica instalada nos Estados Unidos era de 1.600MW, já em 2007 atingiu 11.306MW. Outros fatores também contribuíram para esse crescimento vertiginoso: desenvolvimento tecnológico que possibilitou a redução de custos e decretos estaduais (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Outro marco de incentivo de políticas renováveis é o Incentivo à Produção de Energia Renovável (*Renewable Energy Production Incentivo – REPI*), entretanto, a Lei de Política de Energia Federal é mais importante e abrangente. A funcionalidade da PTC consiste em crédito fiscal durante os 10 primeiros anos de operação de um parque eólico. O crédito teve valor inicial de US\$0,015 por kWh em 1994, e o cálculo de reajuste desde então é baseado na inflação (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009) (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Duas desvantagens ocorrem nesse modelo, sendo a primeira o curto prazo para a implementação de projetos. No ano de 1999 a PTC expirou e o crescimento de capacidade instalada foi pequeno nesse ano e em 2000. Já com a renovação da PTC em 2001, houve novo crescimento significativo, o que demonstra uma evolução cíclica proporcionada pela instabilidade e a necessidade de renovação da PTC. O segundo ponto de desvantagem é o crédito fiscal não-transferível, sendo pago indiretamente aos proprietários. Essa característica gera uma concentração de projetos eólicos em grandes companhias, pois o abatimento ocorre sobre as dívidas junto ao governo federal, sendo assim, para PTC ser viável, as empresas devem ter uma dívida significativa. Esse reduzido número de participantes do mercado gera expectativas de retorno sobre o investimento muito mais alto nos Estados Unidos do que na Europa (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Ano	Status da PTC	Capacidade Instalada no final do ano, MW	Crescimento em Relação ao ano anterior, MW
1997		1.611	21
1998		2.141	530
1999	Projeitos em via de qualificação devem estar concluídos até 30 de junho; estendido até dezembro de 1999 para que projetos concluídos até 2001 se qualifiquem.	2.445	304
2000		2.610	165
2001	Projetos em vias de qualificação devem estar concluídos até 31 de dezembro; estendido até março de 2002 para que projetos concluídos até 2003 se qualifiquem	4.245	1.635
2002		4.674	429
2003	Projetos em vias de qualificação devem estar concluídos até 31 de dezembro.	6.361	1.687

Quadro 5 - Desenvolvimento da energia eólica nos Estados Unidos e o PTC

Fonte: BTM Consult World Market Updates; Global Energy Concept (apud GUIMARÃES e VIEIRA, 2009, p. 38)

Outro mecanismo utilizado nos Estados Unidos é a depreciação acelerada dos equipamentos de um projeto eólico, que permite um retorno maior pós-imposto porque a depreciação é considerada como um gasto no Código Fiscal americano de explicitada como tal na declaração de renda (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Um projeto em geral, apresenta vida útil de 20 anos em média, o que permite uma dedução de 5% do custo do equipamento. Já para uma depreciação acelerada, ocorre o cálculo de maneira diferente, com uma taxa muito maior (como em 2003 para novos projetos a depreciação foi durante os três primeiros anos de 60%, 16% e 10%) o que possibilita uma redução do valor de investimento para uso de base para o imposto de renda (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

### 3.7.1 Compras governamentais

O governo dos Estados Unidos é o maior consumidor individual de energia, tendo em vista tal importância, foi estabelecida pela Ordem Executiva 13.123 de 1999 uma obrigação para compra de energia originária de fontes renováveis. Entretanto, obtiveram-se efeitos distintos para as regiões por não existir incentivo ou penalidades para adoção dessas energias.

Outra medida semelhante foi adotada em Nova Iorque, através da Ordem Executiva 111 do governador, de 2001. Esse mecanismo estipulava que 20% do total da energia comprada pelas agências estaduais fossem de energias renováveis (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

### 3.7.2 Portfólio Padrão de Renováveis (*Renewables Portfolio Standard*)

A desregulamentação das concessionárias nos Estados Unidos ocorreu com contrapartidas em determinados casos para compra de energia renovável. Uma medida popular é conhecida como Portfólio Padrão de Renováveis (*Renewables Portfolio Standard – RPS*), que estabelece uma quantidade de energia mínima que deve ser comprada pelos fornecedores de energia no varejo (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Existem diferentes modos de atingir as metas estipuladas por uma RPS. Os fornecedores de energia em varejo podem construir e operar projetos de energia renovável podem adquirir a energia de terceiros e podem comprar a energia de um produtor de energia renovável. Para que uma RPS se torne viável a atinja seus objetivos, deve obedecer alguns critérios, que segundo Guimarães e Vieira (2009, p.40) são:

*“I - Compatibilidade com a estrutura de mercado de energia para assegurar que cada concessionária participante possa cumprir com suas obrigações da maneira mais eficaz;*

*II - Apoio para as fontes renováveis existentes, se necessário;*

*III - Novas exigências para renováveis;*

*IV - Pesadas penalidades para a não-adequação que custem mais do que a adequação;*

*V - Estrutura flexível que permita ajustes aos avanços tecnológicos e outras mudanças de mercado;*

*VI - Descrição precisa e clara”.*



Tendo esses critérios em vista, para atingir a melhor eficiência, a RPS deve obedecer a características regionais específicas, com elementos-chave. Até 2003, 13 estados americanos mantinham leis de RPS. Sendo detalhadas no Quadro 6 a seguir:

<b>Estado</b>	<b>% Renovável e Ano</b>	<b>Aplica-se a...</b>
<b>Arizona</b>	1,1% até 2007	Todos
<b>Califórnia</b>	20% até 2017	Três maiores concessionárias ( que fornecem cerca de 75% da energia do estado).
<b>Connecticut</b>	13% até 2009	Novos consumidores, exceto municipais e cooperativas
<b>Iowa</b>	2,6% até 1999	Duas concessionárias
<b>Maine</b>	30% até 2000	Todos, exceto municipais e cooperativas
<b>Massachusetts</b>	4% até 2009	Todos, exceto municipais e cooperativas
<b>Minnesota</b>	10,5% até 2006	Uma concessionária (que fornece cerca de 70% de energia do estado)
<b>Nevada</b>	15% até 2013	Todos, exceto municipais e cooperativas
<b>Nova Jersey</b>	6,5% até 2012	Todos, exceto municipais e cooperativas
<b>Novo México</b>	10% até 2011	Todos, exceto municipais e cooperativas
<b>Pensilvânia</b>	Variável de acordo com a concessionária	Todos, exceto municipais e cooperativas
<b>Texas</b>	3% até 2009	Todos, exceto municipais e cooperativas
<b>Wisconsin</b>	2,2% até 2011	Todos

Quadro 6 – Exigências de RPS para os estados nos EEUU

Fonte: DEYETTE; CLEMMET; DONAVAN (apud GUIMARÃES e VIEIRA, 2009, p. 42).

O detalhamento da Tabela apresenta um quadro de metas consideráveis para o Maine e Connecticut, entretanto, a geração do Maine já era composta de 45% de energia de hidrelétricas e poderiam ser realizadas compras de energia de outros estados para atingir a meta, tendo assim, pequeno impacto na geração por novas unidades renováveis. No Connecticut a própria legislação foi um empecilho para a eficiência, a RPS visava a troca de fornecedores antigos de energia por novos, tendo em vista que ocorriam poucas trocas de fornecedor, o efeito da RPS foi reduzido (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

A RPS da Califórnia é aplicada às três maiores concessionárias do estado que correspondem por 75% do consumo californiano e as pressões políticas naquele estado são para adesão de companhias municipais de energia. Já em Minnesota, as regulamentações exigiam a instalação de 400MW de energia eólica pela maior concessionária desse estado, esse requisito é uma contrapartida ao armazenamento de lixo nuclear (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

A desregulamentação também proporcionou outra modalidade de iniciativa, como a criação de fundos voltados ao financiamento de pesquisas em tecnologia de energia renovável, apoio a projetos, educação etc. Os fundos eram formados pelo pequeno aumento em tarifas pelas concessionárias (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Um fundo foi montado na Califórnia com objetivo de financiar novos projetos, com limite de 1,5¢/kWh, pagos durante cinco anos. O acesso a esses fundos eram realizado por meio de leilões competitivos, em ordem crescente, ou seja, da solicitação mais baixa para a mais alta. Nos anos de 1998, 200 e 2001 foram realizados leilões competitivos que beneficiaram projetos com o financiamento de 1.300MW, deste montante, 75% eram voltados para empreendimentos em energia eólica, o financiamento variava de US\$0.0026 até US\$0,0135 por kWh (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Com a lei de reestruturação de concessionárias de 1997, Illinois também adotou uma modalidade de benefício, chamado Programa de Fundos de Benefício. Consistia na cobrança de US\$0,50 mensal dos consumidores residenciais e valores mais altos para indústrias e o setor comercial. O objetivo era criar uma ferramenta de apoio as energias renováveis por meio de fundo para empréstimos e outras incentivos (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

## **4. ENERGIA EÓLICA NO BRASIL**

### **4.1 Formação Institucional do Setor Energético Brasileiro**

Segundo Gomes e Vieira (2009) a formação do setor elétrico brasileiro passou por diferentes etapas desde 1890, ano da chegada da energia elétrica no Brasil, até os dias de hoje. O Estado atuou de diferentes maneiras, influenciado tanto pelo contexto político econômico interno, quanto externo. As etapas correspondem aos seguintes anos: 1890-1930 Monopólio Privado; 1931-1945 Presença do Estado; 1946-1962 Estado indutor; 1963-1979 Modelo Estatal; 1980-1992 Crise Institucional; 1993-2002 Modelo Híbrido.

O primeiro período 1880-1930 marcou os primórdios da energia elétrica no Brasil, com a inexistência organizacional e grande nível de independência local, com domínio a partir da década de 1920 das empresas de capital estrangeiro, destaque para Light e a Amforp. O segundo período 1931-1945, apresentou uma transição do papel do Estado impulsionado pelo governo Vargas, colocando os interesses nacionais acima dos regionais e essa etapa correspondeu a elaboração das primeiras regulamentações do setor e aceleração do desenvolvimento econômico sem contrapartida de investimentos no setor energético. O terceiro período 1946-1962 foi marcado pelo Estado indutor, com destaque para criação do BNDE, e o governo de Juscelino Kubitschek com acelerado crescimento econômico e prioridades para o setor energético, ou seja, investimentos como construção de hidrelétricas, criação do Ministério de Minas e Energia (MME) e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) em 1962. O período de 1963-1979 correspondeu à grande disponibilidade de recursos externos, sendo assim, o regime militar ampliou a participação do Estado, com grande importância para Eletrobrás, que conduziu o processo de nacionalização e estatização do setor elétrico (ocorreu a compra do grupo Amforp e da Light) e aumento de investimentos públicos com concessionárias regionais (GOMES; VIEIRA, 2009).

Os anos 1980-1992 são fundamentais para entender como ocorreu uma grande mudança no setor energético. O referido período marcado por uma crise institucional, influenciada pelos impactos no Brasil das crises dos choques do petróleo de 1973 e 1979 e a crise do México de 1982. As empresas tinham grandes problemas de gestão econômico-financeira devido a fatores como: grande endividamento; fixação das taxas, política anti-inflacionária que gerou perda do valor das receitas; equalização das tarifas, que transferia recursos de empresas superavitárias para empresas com déficit. Esse contexto contribuiu para

geração de um “calote institucionalizado”<sup>6</sup>. O período de 1993-2002 foi marcado pela Lei nº 8.631/93, que acaba com a equalização de tarifas e mudanças institucionais no setor elétrico brasileiro, com importante desnacionalização, sendo que as empresas estatais atuavam majoritariamente na transmissão e geração e as privadas ampliaram suas participações na distribuição. (GOMES; VIEIRA, 2009)

A energia elétrica no Brasil teve um importante marco em 1996, com o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), o qual tornou independentes os níveis de geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração de energia elétrica apresenta diferentes possibilidades, sendo por meio de: central geradora hidrelétrica, central geradora undi-elétrica, pequena central hidrelétrica, central geradora solar fotovoltaica, usina termelétrica, usina hidrelétrica e usina termonuclear. Apesar dessas distintas formas de geração, somente as usinas hidrelétricas concentram 62,91% da matriz elétrica nacional e as usinas termelétricas 28,17% (CPFL, 2014; ANEEL, 2014)

O sistema de transmissão de energia visa conectar a geração de energia elétrica aos centros de distribuição e é constituído de uma rede de linhas com mais de 105 mil km. Tais redes compõem o Sistema Interligado Nacional (SIN), que cobre quase por completo o território brasileiro, com empresas de geração e transmissão. A magnitude do sistema tem como principal motivo a extensão territorial do Brasil juntamente com a forma de desenvolvimento do setor elétrico, ou seja, a geração predominantemente por usinas hidrelétricas em regiões distantes dos centros consumidores (CPFL, 2014).

Segundo a CPFL<sup>7</sup> (2014) as principais funções da rede básica de transmissão do SIN são:

- I - Transmissão de energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;*
- II - Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;*
- III - Interligação entre as bacias hidrográficas e regiões características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar a geração hidrelétrica; e*
- IV - Integração energética com os países vizinhos.*

A voltagem verificada nas redes de transmissão depende de alguns fatores, como

---

<sup>6</sup> Grande nível de endividamento das empresas do setor e, em 1992 chegou-se à situação de insolvência, ou seja, os pagamentos das dívidas não eram realizados e o Estado perde seu poder de regulador. (Gomes;Vieira, 2009)

<sup>7</sup> Extraído de: <<http://www.cpflrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=vmlx%2fYBjsPrd009TTFW81Q%3d%3d>> Acesso em: 18 dez.. 2014.

quantidade e a distância entre os centros geradores e os de distribuição. A voltagem típica encontrada em parques eólicos é de 690 volts. Para coleta de energia em cabos subterrâneos é elevada para 20 a 50kV e ainda mais incrementada em subestações ou para transmissão aos usuários (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

Para adequar a voltagem das turbinas eólicas aos sistemas de distribuição, são necessários ajustes na voltagem, tendo isso em vista, as subestações são ferramentas importantes para essa adequabilidade. A voltagem de um projeto de energia eólica considera algumas variáveis importantes como a distância das linhas de transmissão e aspectos econômicos (GUIMARÃES, VIEIRA; 2009).

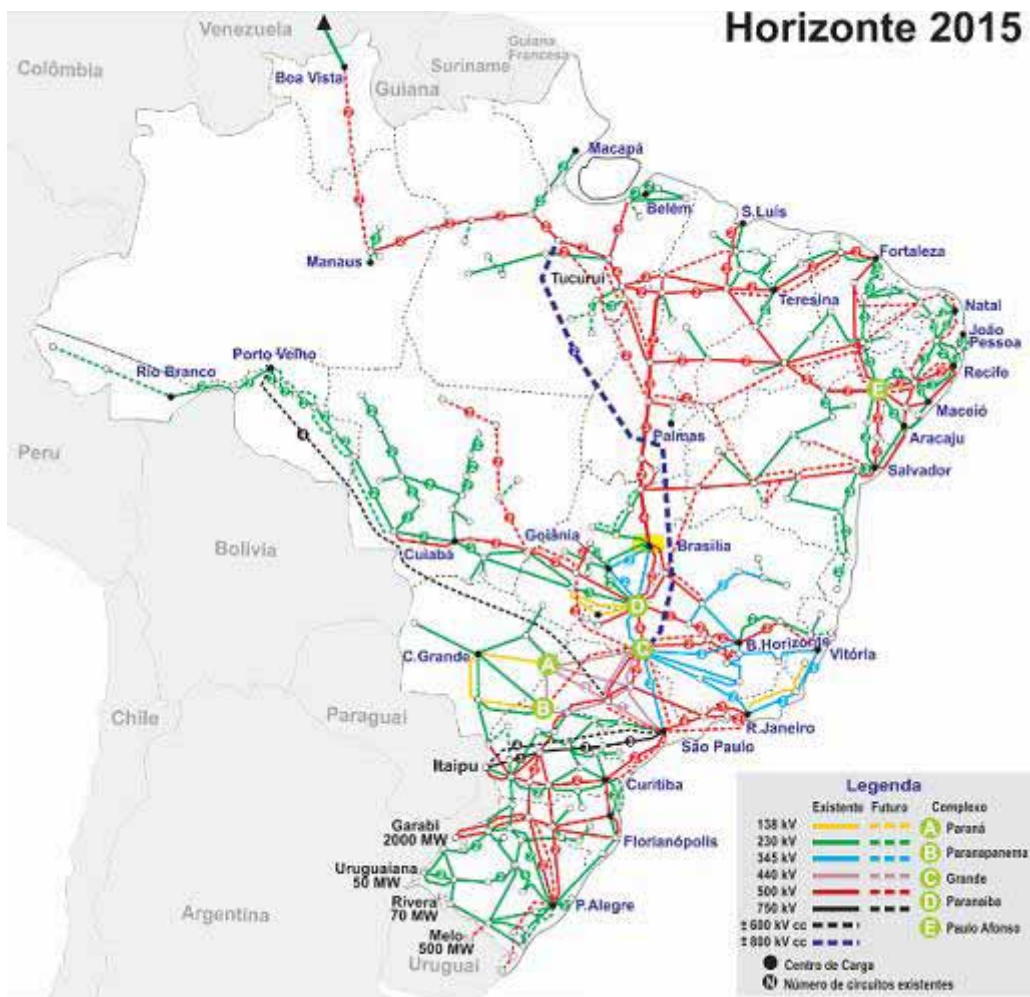


Figura 17 – Sistema de Transmissão Horizonte 2015  
 Fonte: ONS (2015)

Um problema apresentado pela geração eólica é a variabilidade do vento, que pode prejudicar o ajuste entre oferta e demanda energética. Como o vento é uma fonte intermitente, ocorrem variações na produção dos parques eólicos, que devem ser considerados nos

diferentes horizontes de tempo para o fornecimento de energia. As redes de transmissão utilizam como base de cálculo os picos de demanda para melhor adequabilidade do sistema, objetivando que a oferta não seja menor do que o desejado. O fator de capacidade de geração eólica é sempre considerado menor do que o verificado para garantir a estabilidade do sistema, ou seja, um projeto de 100MW com uma taxa média de capacidade de 35% resultaria em uma contribuição menor do que 35MW. Sendo assim, esse fator de preocupação da variação é sempre avaliado pelas companhias elétricas, pois resulta em alguns impactos na rede (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

A transmissão de energia se apresentou como uma dificuldade para as os parques eólicos devido ao atraso em suas obras. O Tribunal de Contas da União<sup>8</sup> relatou que em dezembro de 2013 haviam cerca de 48 empreendimentos eólicos concluídos, que totalizam 1.286 MW, localizados nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte, entretanto, o escoamento da energia não era possível devido ao atraso das nas Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG). As ICG recebem a energia dos parques eólicos e são responsáveis pela conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Somente com o atraso dessas obras, o prejuízo chegou a R\$ 929 milhões. Outro atraso com ICG ocorreu no estado do Ceará, adiando a entrada em operação dos parques eólicos de Parazinho (30MW), Vento Formoso (30MW), Ventos de Tianguá Norte (30MW), Morro do Chapéu (30MW) e Ventos de Tianguá (30MW), que inicialmente tinham previsão de entrada no sistema em janeiro de 2013.

Toda a transmissão de energia no nordeste é de responsabilidade da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), entretanto, segundo MELO<sup>9</sup> (2013), o motivo dos atrasos não é de inteira responsabilidade da Chesf, “licenças ambientais, liberações do Iphan (instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional), além da complexidade de engenharia para construir as linhas estão entre as causas do atraso”.

Outra área de negócio consiste na distribuição da energia provinda do sistema de transmissão. Para isso, as empresas de distribuição são responsáveis pela redução da voltagem a níveis comerciais da energia recebida da rede. Com isso, a energia entregue é compatível ao uso dos consumidores finais conectados a rede de distribuição. Esse sistema obedece ao que é

---

<sup>8</sup> Extraído de:

<[http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/detalhes\\_noticias?noticia=5086659](http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/detalhes_noticias?noticia=5086659)>. Acesso em: 20 dez. 2014.

<sup>9</sup> Extraído de:< <http://noticias.uol.com.br/meio-ambiente/ultimas-noticias/redacao/2013/12/20/falta-de-linhas-de-transmissao-atrasa-operacao-de-34-dos-parques-eolicos.htm>>. Acesso em: 22 dez. 2014.

predisposto pela ANEEL, que é responsável pelas normas técnicas do setor (CPFL, 2014).

Os consumidores pagam a energia elétrica aos distribuidores, que obedecem aos critérios tarifários estipulados pela ANEEL, a cobrança ocorre proporcionalmente ao consumo final, sendo a base de cálculo o kWh multiplicado por um valor unitário. Essa tarifa deve corresponder não somente a um valor justo pago pelo consumidor final, mas também, deve atender as necessidades da concessionária de distribuição de modo que, o serviço prestado apresente qualidade e confiabilidade (CPFL, 2014).

A comercialização obedece as regras instituídas no setor, sendo dividida em duas formas, a primeira é o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No primeiro ambiente de contratação, as distribuidoras somente podem comercializar energia com consumidores regulados. As condições de contratação de energia são os leilões públicos, não existindo contratos de compra e venda com geradoras e comercializadoras. Tais medidas reguladores tem como objetivo igualar o ambiente de competição, visando que o mercado privilegie o menor custo, não onerando excessivamente o consumidor final.

Já o Ambiente de Contratação Livre, diferentemente do Ambiente de Contratação Regulada, ocorre a comercialização de energia elétrica com consumidores livres e contratos bilaterais. Esse regime de contratos deve obedecer algumas regras, sendo considerados consumidores livres e aptos a comprar energia no ACL, segundo a CPFL<sup>10</sup> (2014):

*“I - Qualquer consumidor conectado ao sistema a partir de julho de 1995 após a promulgação da Lei 9.074/9511 e cuja demanda seja superior a 3 MW;*

*II - Os consumidores que já existiam antes dessa data são livres somente se seu consumo for superior a 3 MW e estiverem conectados a rede de transmissão de 69 kV ou superior;*

*III - Os consumidores cujo consumo seja superior a 500 kW e inferior a 3 MW, também podem comprar energia no ACL, porém só podem adquirir a partir de fontes alternativas (PCH, biomassa, eólica e solar) com desconto em suas tarifas de distribuição/transmissão. Estes são conhecidos como consumidores incentivados”.*

---

<sup>10</sup> Extraído de:

<<http://www.cpfrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=vmlx%2fYBjsPrd0O9TTFW81Q%3d%3d>> Acesso em: 18 dez. 2014.

## 4.2 Marcos Regulatórios

A década de 1990 compreendeu um período com marcos importantes para energia elétrica. A Lei N°9.074, de Julho de 1995 “*Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências*”, tendo em vista o disposto nessa lei, o Decreto n° 2.003, de 10 de Setembro de 1996, “*Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências*” (BRASIL, 1995; BRASIL 1996).

No Art.2° do Decreto n° 2.003, de 10 de Setembro de 1996 estão as disposições que consideram o Produtor Independente de Energia Elétrica: “*pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida por sua conta e risco*”; e o Autoprodutor de Energia Elétrica: “*pessoa física ou jurídica reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo*”. O Decreto regulamenta que o Produtor Independente e o Autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento do custo transporte envolvido (Seção III), regulamenta ainda que a operação energética das centrais geradoras de produtor independente e de autoprodutor poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada (Seção IV) e normatiza encargos financeiros devidos por tais produtores (Seção V). Tendo em vistas estas disposições, iniciaram-se vendas de energias independentes ao sistema, incluindo provindas de fontes eólicas, como os parques eólicos de Taliba e Prainha no Ceará e o de Palmas no Paraná, onde a energia era destinada as concessionárias de energia COELCE e COPEL (BRASIL, 1996; DUTRA, 2001).

A resolução da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) n° 281, de 10 de outubro de 1999 “*estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica*”. Juntamente com essa resolução, os dispostos na Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002 e na Resolução ANEEL, n° 219, de 23 de abril de 2003 estabelecem que os encargos para uso dos sistemas de transmissão e distribuição não devem ser inferiores a 50% para potência instalada menor ou igual a 30 MW. O benefício gerado por tal medida consiste no custo evitado de cerca de 0,6 US\$/MWh (SOUZA, 2010).

As usinas termelétricas são de grande importância na matriz energética brasileira por serem utilizadas de forma complementar a geração hidráulica, o que credita maior confiança



ao sistema interligado. Um segundo fator também determinante para seu uso é a geração em pequenas localidades não integradas ao sistema interligado. Tendo essas funções em vista, para maior homogeneização tarifária entre os estados, principalmente aqueles que apresentam grande participação de geração por termelétricas, a ELETROBRÁS administra a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), que consiste no financiamento parcial das concessionárias, por meio de subsídio cruzado, as plantas de geração térmicas de combustíveis fósseis. As cotas pagas são rateadas pelas concessionárias proporcionalmente a energia comercializada por elas (DUTRA, 2001).

A utilização da CCC exclusivamente para termelétricas gerava discussões, o principal ponto questionado consistia em questões ambientais, pois a queima de combustíveis fósseis é altamente poluente. Em meio a esse cenário, as energias renováveis apareciam como uma alternativa viável economicamente e ambientalmente. Sendo assim, para que se tornassem viáveis as fontes alternativas de energia renovável em sistemas isolados, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 prevê a utilização da CCC para energias renováveis em substituição a geração termelétrica.

Outro fator de discussão no mercado de energia era o repasse dos custos de energia pela concessionária aos seus consumidores. A Lei nº 9.648, estabeleceu as condições de compra e venda de energia, com a livre comercialização. Para que essa comercialização fosse realizada em dentro de determinados parâmetros, a Resolução da ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998 estabeleceu os cálculos de repasse determinando o Valor Normativo como custo de referência para comparação com os custos repassados aos consumidores. Essa medida favorece a estabilidade nos contratos de longo prazo entre os distribuidores e geradores de energia o que facilita a expansão energia elétrica (ANEEL, 1998)

A Resolução ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998, regulamenta os reajustes do Valor Normativo, ou seja, dispõe de regras para o repasse dos custos de energia para as tarifas aos consumidores. Logo, os reajustes nos valores previstos em contrato devido a abalos econômicos e financeiros devem obedecer aos limites de repasse de custos. A essa Resolução, foi publicada uma Resolução complementar ANEEL nº233, de 29 de julho de 1999, a qual especifica os valores para cada tipo de fonte de geração, sendo termelétrica, carvão nacional, pequenas centrais hidrelétricas, termelétricas a biomassa, energia solar fotovoltaica e eólica (ANEEL, 1998, ANEEL 1999).

### 4.3 PROEÓLICA e PROINFA

Durante a década de 1990 o Brasil se tornou o primeiro país da América do Sul a operacionalizar comercialmente uma turbina eólica, localizada no arquipélago de Fernando de Noronha. Entretanto, naquela década, pouco se avançou no desenvolvimento da energia eólica na matriz energética brasileira, as barreiras para expansão eram principalmente a falta de políticas setoriais e o alto custo da tecnologia.

Em meio a crise energética de 2001, surgiu nova oportunidade para a energia eólica se tornar uma alternativa para geração elétrica, foi criado pela Resolução n° 24, de 5 de julho de 2001 o Programa Emergencial de Energia Eólica, tinha como objetivos:

*I – viabilizar a implantação de 1.050 MW, até dezembro de 2003, de geração de energia elétrica a partir da fonte eólica, integrada ao sistema elétrico interligado nacional;*

*II – promover o aproveitamento da fonte eólica de energia, como alternativa de desenvolvimento energético, econômico, social e ambiental;*

*III – promover a complementaridade sazonal com os fluxos hidrológicos nos reservatórios do sistema interligado nacional.*

O referido programa não obteve resultados, sendo assim, foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA), criado pela Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado pela Lei n° 10.762, de 11 de novembro de 2003 que estipulou os seguintes objetivos:

*Art.3º- “Fica instituído o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional”.*

O Brasil passou a utilizar então, um sistema híbrido com dois modelos de incentivo, o sistema *Feed-in*, com a definição do preço da energia elétrica produzida, juntamente com o Sistema de Cotas com montante de contratação pré-estabelecido (SILVA, 2006, SILVA *et al.* 2005, *apud* DUTRA, 2007)

A criação do programa visava aumentar a segurança no abastecimento energético, diversificação da matriz de energia brasileira; valorizar as potencialidades regionais e locais, criar empregos, capacitação e formação de mão de obra e; redução de emissão de gases do efeito estufa (MME, 2009).

O programa era subdividido em duas etapas, sendo que a primeira previa a implementação de 3.300 MW de capacidade para entrar em operação até dezembro de 2006, com a compra assegurada por um prazo de vinte anos a partir da data de início de operação. A Lei também dispõe sobre a distribuição igualitária da contratação de energia entre as fontes participantes do programa (eólica, biomassa e PCH) e o valor econômico pago pela energia adquirida é definido pelo Poder Executivo e corresponde ao tipo de tecnologia utilizada em cada fonte, tendo como piso para energia eólica 90% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final dos últimos doze meses. Os custos financeiros e encargos tributários incorridos pela ELETROBRÁS na contratação serão rateados pelos consumidores finais atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional após a exclusão da Subclasse Residencial Baixa Renda, que pertencem a faixa de consumo inferior a 80 kWh/mês. A Lei quando revisada regulamentou a participação de fabricantes de equipamentos de geração, estipulando um índice de nacionalização dos equipamentos e serviços de no mínimo sessenta por cento em valor na primeira etapa e na segunda, de no mínimo noventa por cento em valor; expandiu o número de estados beneficiados e; alterou os prazos de contratos com a ELETROBRÁS. (BRASIL, 2002; BRASIL 2003)

Foi criado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos em Fontes Alternativas de Energia Elétrica no Âmbito do PROINFA. O objetivo do programa era o apoio a investimentos e projetos de geração de energia através de fontes alternativas, com um total de R\$ 5,5 bilhões em recursos e beneficiava as empresas de geração de energia elétrica que tenham firmado Contrato de Compra e Venda de Energia – CCVE com a Eletrobrás (MME, 2004).

A segunda etapa do programa estipula um prospecto de evolução das fontes de energia alternativa, com a meta de fornecer 10% do total da energia elétrica do Brasil em 2026. Os contratos de longo prazo seriam estabelecidos pela ELETROBRÁS e os produtores independentes de energia. Nessa fase, o preço pago pela energia apresenta a seguinte composição base: custo médio ponderado de geração das centrais térmicas a gás natural e da geração hidráulica (com potência superior a 30.000 kW) e de crédito complementar. O crédito complementar é originado do fundo Conta Desenvolvimento Energético (CDE), é calculado pela diferença entre o valor econômico de cada fonte e o valor pago pela ELETROBRÁS

(DUTRA, 2007).

Com relação a energia eólica, os resultados do PROINFA superaram a potência prevista no programa (1.100 MW de potência). Foram contratados empreendimentos com 1.422,92 MW de potência, o que corresponde a 43% do total contratado pelo programa. Esse montante foi atingido por um total de 54 projetos, concentrados em três estados, ou seja, trinta e seis projetos no Nordeste (totalizando 805,58 MW de potência); dezesseis no Sul (totalizando 4534,29 MW de potência) e; dois no Sudeste (com 163,05 MW de potência) (MME, 2009).

A energia eólica participa em 2009 pela primeira vez no Segundo Leilão de Energia Reserva<sup>11</sup> (LER), que foi voltado exclusivamente para fonte eólica, foram contratados 1.837 MW de potência instalada. Já no terceiro LER juntamente com o Leilão de Fontes Alternativas de Energia (LFA), foram contratados 2.047 MW de potência instalada. Os leilões deixam de ser exclusivos para fonte eólica e abrangem diferentes fontes alternativas de energia, sendo assim, em 2011 foram realizados leilões na modalidade A-3, A-5 e o quarto LER, quando foram contratados 2.907,5 MW de potência Instalada. Em 2012 foi realizado mais um leilão A-5 com a contratação de 281,9 MW de potência instalada (MELO, 2013).

#### **4.4 Histórico da Energia Eólica no Brasil**

A aplicação inicial da energia eólica no Brasil ocorria em pequenas propriedades rurais para bombeamento d'água e pequena capacidade de geração de energia elétrica, demonstrando o estágio incipiente desse tipo de tecnologia em território brasileiro. A primeira turbina eólica só veio a ser instalada no Brasil no ano de 1992 em Fernando de Noronha, era utilizada de forma complementar a geração de energia elétrica por meio do diesel o que possibilitou a economia de 70.000 litros desse combustível por ano, chegando a gerar 10% da energia total da ilha. O arquipélago possuía uma potência de 75 kW, rotor de 17 de metros de diâmetro e torre de 23 metros de altura. Tal projeto foi resultado de uma parceria realizada entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) com financiamento do instituto de pesquisas dinarmaquês *Folkecenter*. (PAVINATTO, 2005; SIMAS, 2012; ANEEL, 2008).

---

<sup>11</sup> Leilão de Energia Reserva consiste na contratação de um volume de energia excedente, ou seja, que sobrepõe a quantidade demandada pelo país, consiste na Garantia Física ao sistema elétrico (ABRADEE, 2015).

Já em 1994 a Companhia Elétrica de Minas Gerais (CEMIG) instalou uma Central Eólica Experimental na cidade de Gouveia (MG) no Morro do Carmelinho, com uma potência instalada total de 1.000 kW, com quatro turbinas de 250 kW, rotor de 29 metros e diâmetro e torre de 30 metros de altura. Consistiu na primeira usina eólica conectada ao Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN) (PAVINATTO, 2005; ANEEL, 2008).

Em 1999 foi instalada no município de Palmas (PR) a Usina Eólica de Palmas, fruto da parceria realizada entre a Companhia Elétrica do Paraná (COPEL) e a empresa *Wobben WindPower-Enercon*. Essa empresa já atuava desde 1998 no Brasil, especificamente com uma fábrica em Sorocaba (SP), na fabricação de aerogeradores, de 500 a 600 kW, com 90% dos componentes sendo produzidos em território nacional com utilização de tecnologia alemã da empresa *Enercon* (PAVINATTO, 2005; ANEEL, 2008).

Na cidade de Fortaleza foi instalada a Usina de Macuripe, consequência do programa de geração eólico-elétrica iniciado pela Companhia Elétrica do Ceará (COELCE), contendo 1,2 MW de capacidade instalada. Também no Ceará foi instalada a Central Eólica de Prainha, com 20 turbinas de 500 kW, apresenta capacidade de 10 MW. Essa nova Central juntamente com a repotencialização da usina de Macuripe fez do Ceará o Estado com maior capacidade instalada de energia eólica do Brasil. (PAVINATTO, 2005; ANEEL, 2008)

Outros dois estados que concretizaram projetos eólicos anteriormente a 2003, foram a Paraíba, com 13 turbinas de 800 kW com potência total de 10.200 kW, e Santa Catarina, que através da Companhia Elétrica de Santa Catarina (CELESC) em parceria com a *Wobben WindPower – Enercon* instalaram uma turbina E-40, de 600 kW de potência. Esses tipos de Centrais que compunham a potência instalada total em 2003, que totalizava 22 MW. Após esse período verificou-se um crescimento contínuo a uma taxa média anual de 65%, alcançando uma potência instalada de 273 MW em 2008, com 17 usinas em operação até novembro de 2008 (PAVINATTO, 2005; ANEEL, 2008)

#### **4.5 Potencial Eólico Brasileiro**

A preocupação em determinar o potencial eólico no Brasil ganhou força na década de 1970, década referente aos incipientes levantamentos de dados anemométricos. Em 1976-77, dados coletados em aeroportos brasileiros foram utilizados em estudos sobre o potencial eólico no Instituto de Atividades Espaciais (IAE), no Centro Técnico Aeroespacial (CTA). Verificou-se a possibilidade de aproveitamento para pequenos sistemas isolados, com

destaque para o Arquipélago de Fernando de Noronha e o litoral da Região Nordeste compatíveis para realização de projetos-piloto. No início da década de 1980 foram realizadas parcerias entre o *DFVLR-IBK* (órgão de pesquisa aeroespacial da Alemanha) e o Centro de Lançamento de Foguetes da Barreira do Inferno, na costa do Rio Grande do Norte, para desenvolvimento de turbinas eólicas de pequeno porte (CEPEL, 2001).

Durante a década de 80 também foi realizado um inventário do potencial eólico da região Nordeste pela Companhia Hidro-Elétrica do São Francisco (CHESF), os dados foram registrados em uma série temporal de 5 anos (1977-1981) e processados pela Universidade Federal da Paraíba, Campina Grande. Também na mesma década, os estados de Minas Gerais e Rio Grande do Sul realizaram estudos de destaque (CEPEL, 2001).

Em 1979 foi realizado o estudo com maior abrangência, visando levantamento do potencial eólico nacional. A ELETROBRÁS em parceria com a CONSULPUC iniciou o Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional que teve continuidade na década de 80 pela própria ELETROBRÁS e a Fundação Padre Leonel Franca, originando o Atlas do Potencial Eólico Nacional. Esse estudo meteorológico contou com processamento de dados de 389 estações anemométricas a 10m de altura, sendo elas das respectivas instituições: 319 eram Instituto Nacional de Meteorologia; 51 do Ministério da Aeronáutica (aeroportos); 10 da Cia. Energética de Minas Gerais (CEMIG); 2 da ELETROBRÁS; 2 da Empresa de Portos do Brasil (PORTOBRÁS); 2 Cia. Paranaense de Energia (COPEL) (CEPEL, 2001).

Na década de 1990, medições específicas, para torres maiores do que 20m de altura foram iniciadas nos seguintes estados: Ceará (região litorânea); Bahia; Minas Gerais e Paraná. Nessa mesma década duas importantes publicações foram realizadas, a primeira, em 1996 consistiu no relatório da *Chesf*, que realizou um levantamento do potencial eólico do litoral do Ceará e do Rio Grande do Norte com medições que verificaram respectivamente a possibilidade de geração de 9,55 TWh/ano e 2,96 TWh/ano. Já em 1999 foi publicado pela COPEL o Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná, verificando as áreas de grande potencial no referido estado, a capacidade de geração eólica foi estimada em 5,8 TWh/ano (foram utilizadas áreas com velocidades médias anuais superiores a 6,5m/s e locais especialmente selecionados, as torres eram de 18m a 64m de altura). Nos estados do Pará, Ceará, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul foram iniciados as análises e processamentos de dados específicos com uso de torres de 30m a 50m de altura. Dando continuidade a essas medições específicas e precisas, em 2001 foi publicado o pela Secretaria da Infra-Estrutura do Governo do Estado do Ceará o Atlas do Potencial Eólico do Estado do Ceará, que revelou uma quantidade de energia estimada em 12 TWh/ano à 50m de altura, já

na altura de 70m, o potencial eólico registrado foi de 51,9 TWh/ano (para ventos médios anuais superiores a 7m/s) (CEPEL, 2001).

A geração eólico-elétrica expandiu-se rapidamente no mundo, esse crescimento vertiginoso foi acompanhado pelo amadurecimento tecnológico na geração energética, o que possibilitou a fonte eólica chegar à escala de gigawatts. No caso brasileiro, uma das grandes dificuldades para novos investimentos no setor eólico era a falta de consolidação de dados confiáveis. Para formulação precisa de dados, foi desenvolvida uma ferramenta denominada MesoMap (o modelamento numérico dos ventos da superfície atmosférica era realizado por esse sistema de software) (CEPEL, 2001).

O conhecimento sobre a qualidade dos ventos e características específicas como: velocidade média, direção, regime e sazonalidade são de extrema importância para tomadores de decisão em meio a um ambiente de incerteza. O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi coordenado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e teve como maior objetivo a consolidação de uma base de dados confiável sobre os ventos do país, seu principal objetivo é de fornecer informações para que os diversos agentes do setor de energia eólica possam utilizá-las, identificando assim, novas áreas inexploradas para aproveitamento do potencial eólico, favorecendo projetos em execução e possíveis novos empreendimentos no setor.

O mercado de energia eólica posiciona-se em plena expansão e o vento consiste em uma fonte energética estratégica para países como o Brasil, onde tal recurso é abundante e pode ser utilizado de forma complementar a outras formas de geração energia. Sendo assim, necessitava-se de um levantamento sólido e moderno do potencial eólico, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro supre essa deficiência, cobre inteiramente o território nacional e fornece informações essenciais para os tomadores de decisão. Tal instrumento informacional é fundamental não só para término das limitações que dificultavam os investimentos eólicos e os agentes do setor energético como: autoridades governamentais, investidores e agências de financiamento, agências e planejadores energéticos, mas, também para pesquisas acadêmicas e científicas (CEPEL, 2001).

O potencial eólico calculado pelo Atlas do Potencial Eólica Brasileiro tem a região Nordeste como grande destaque de potência instalável, sendo aproximadamente 75 GW, o que corresponde a 144,3 TWh/ano. O segundo maior potencial esta concentrado na região Sudeste, com aproximadamente 54,9 TWh/ano ou 24,7 GW de potência instalável. As regiões Sul, Norte e Centro-Oeste apresentam respectivamente 22,8 GW, 12,8 GW e 3,1 GW de potência instalável, sendo assim, juntas representam 72 GW TWh/ano. Logo, o potencial

instável brasileiro foi calculado em 143,5 GW – 272,2 TWh/ano.

Além do vasto potencial eólico, o Brasil apresenta complementaridade entre os recursos naturais eólico/hídrico. Essa possibilidade foi apresentada por BITTENCOURT (2000, *apud* DUTRA, 2001, p.121), com análise da sazonalidade dos regimes hídricos e eólicos, em algumas regiões do país, o Sudeste e o Sul. Outro estudo foi realizado pela CHESF (Companhia Hidroelétrica do São Francisco), que analisou dados das características sazonais entre a vazão do Rio São Francisco, afluente do Reservatório de Sobradinho, e a energia eólica hipoteticamente gerada em 10% da região litorânea do estado do Ceará, por fazendas com cinco tipos de turbinas eólicas, sendo os aerogeradores de 500/600 kW. Os cenários analisados foram os ventos da região entre 1993 e 1995 e a série histórica de precipitação de 1931 a 1992 (SICILIANO, 2010).

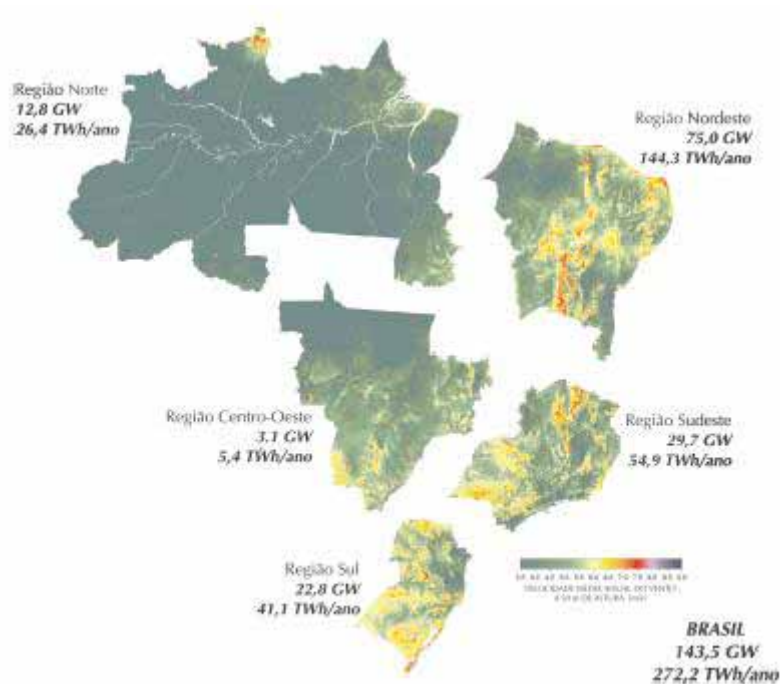


Figura 18 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s.  
Fonte: CEPEL (2001)

As Figuras 19 e 20 abaixo demonstram que o período de menor precipitação corresponde as melhores incidências de ventos. Os estudos concluíram que, com a expansão de fontes eólicas, o montante de energia hídrica em períodos de seca seria maior.



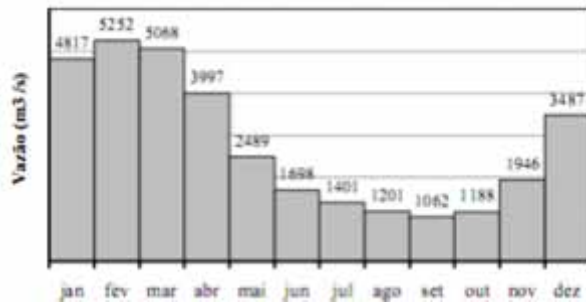


Figura 19 – Vazão Afluyente no Reservatório de Sobradinho, 1931/1932  
Fonte: AMARANTE et al (2001)

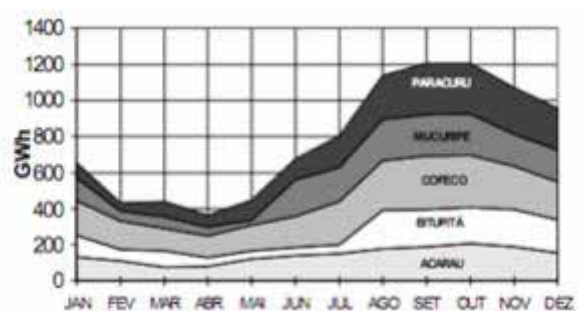


Figura 20 – Produção de Parques Eólicos em 10% do Litoral do Ceará  
Fonte: AMARANTE et al (2001)

Como na análise feita pela CHESF, a qual a incidência de melhores ventos coincide com o período de seca, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro também apresenta características de complementaridade sazonal dos regimes hidrológico e eólico, para as regiões Sudeste e Sul, como pode ser visto pela Figura 22. Tal panorama também pode ser verificado na Figura 21.

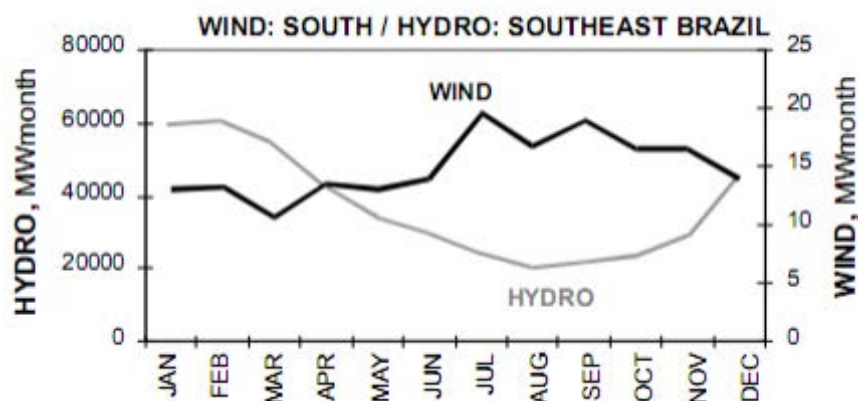


Figura 21 – Complementaridade das Gerações de Energia – Vento no Sul e Hidro no Sudeste.  
Fonte: AMARANTE et al (2001)

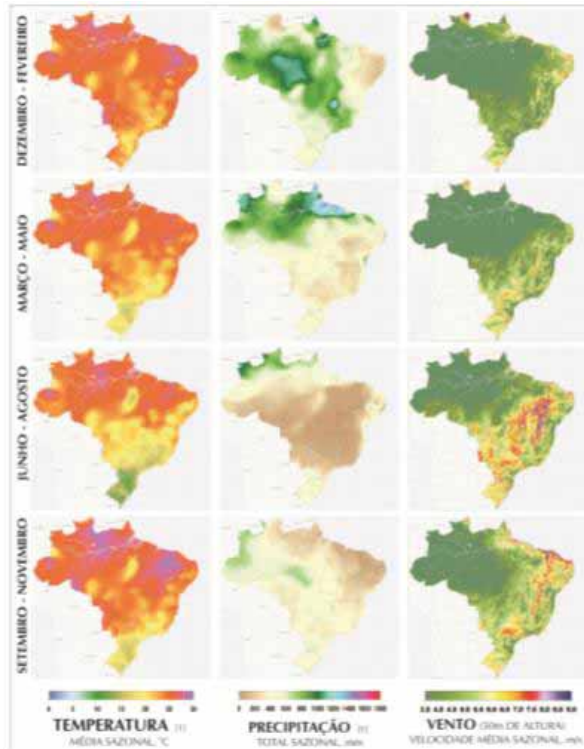


Figura 22 – Complementaridade Chuva – Ventos no Território Brasileiro

Fonte: CEPEL (2001)

#### 4.6 Potência Instalada no Brasil

A potência de energia elétrica instalada no Brasil, segundo dados do Banco de informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (BIG/ANEEL), é 133.487.108 kW. Desse montante, 3,66% é originado de Centrais Eólicas, ou seja, 4.887.689 kW de potência fiscalizada geradas por 228 empreendimentos em operação presentes em 12 estados : Ceará, Paraná, Rio Grande do Norte, Santa Catarina, Pernambuco, Rio de Janeiro, Piauí, Rio Grande do Sul, Paraíba, Bahia, Minas Gerais e Maranhão.

As usinas hidrelétricas são o principal modo de geração em território nacional, com participação na matriz elétrica de 62,91% e apresentam a maior diferença absoluta dos valores de potência outorgada (87.308.965) e potência fiscalizada (83.971.498 kW), atingindo 3.337.467 kW. As usinas termelétricas são a segunda maior fonte de geração, 28,17%. As demais fontes são detalhadas no Quadro 7 a seguir:

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)**	Potência Fiscalizada (kW)***	%*
CGH	486	302.528	303.320	0,23
EOL	228	4.974.125	4.887.689	3,66
PCH	470	4.729.618	4.713.152	3,53
UFV	310	19.080	15.080	0,01
UHE	201	87.308.965	83.971.498	62,91
UTE	1.886	39.334.721	37.606.369	28,17
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,49
<b>Total</b>	<b>3.583</b>	<b>138.659.037</b>	<b>133.487.108</b>	<b>100</b>

\*Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada.

\*\*A Potência Outorgada é igual a considera no Ato de Outorga.

\*\*\*A Potência Fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

#### Quadro 7: Geração de energia elétrica - Empreendimentos em Operação no Brasil

Fonte: BIG/ANEEL (2014)

No que tange a empreendimentos em construção, as centrais de geração eólica consistem no maior número de projetos, totalizando 131, estes concentrados em seis estados: Ceará, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Bahia, Pernambuco e Piauí. Da potência outorgada total de 22.477.654 kW, a energia eólica tem participação de 15,4% (3.462.386 kW) e as usinas hidrelétricas apresentam-se como principal forma de geração em construção: 67, 93% - 152.691.42 kW, totalizando 11 projetos com destaque para a Usina de Belo Monte, localizada no município de Vitória do Xingu, no Pará, onde a estimativa de geração é de 11.233.100 kW de potência. A tabela abaixo elucida a quantidade de projetos por forma de geração e a participação de cada fonte na potência outorgada de geração.

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	1	848	0
EOL	131	3.462.386	15,4
PCH	42	489.563	2,18
UHE	11	15.269.142	67,93
UTE	28	1.905.715	8,48
UTN	1	1.350.000	6,01
<b>Total</b>	<b>214</b>	<b>22.477.654</b>	<b>100</b>

#### Quadro 8: Geração de energia elétrica - Empreendimentos em Construção no Brasil

Fonte: BIG/ANEEL (2014)

A tendência de crescimento da participação das centrais eólicas na geração de eletricidade no Brasil confirma-se com a grande participação na potência outorgada dos empreendimentos com construção ainda não iniciada. De toda a potência outorgada (14.360.275 kW) de novos empreendimentos, segundos dados do BIG/ANEEL, a energia

eólica é a principal fonte, correspondendo a 47,35%. Tal montante demonstra a importância da energia eólica e o futuro aumento na participação absoluta na matriz de energia elétrica nacional. Apesar do grande número de novos empreendimentos, 282, estes se concentram em somente oito estados: Santa Catarina, Ceará, Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Piauí, Maranhão, Bahia e Pernambuco.

<b>Empreendimentos com Construção não iniciada</b>			
<b>Tipo</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Potência Outorgada (kW)</b>	<b>%</b>
<b>CGH</b>	42	28.149	0,2
<b>CGU</b>	1	50	0
<b>EOL</b>	282	6.798.904	47,35
<b>PCH</b>	129	1.880.330	13,09
<b>UFV</b>	2	58.548	0,41
<b>UHE</b>	4	447.000	3,11
<b>UTE</b>	112	5.147.294	35,84
<b>Total</b>	<b>572</b>	<b>14.360.275</b>	<b>100</b>

Quadro 9: Geração de energia elétrica - Empreendimentos no Brasil com Construção não iniciada.

Fonte: BIG/ANEEL (2014)

Dois pontos de inflexão marcaram o crescimento das fontes eólicas de energia na matriz energética brasileira. O primeiro marco é a crise econômica em 2008, a qual estagnou economias importantes no mercado de energia eólica fazendo com que as empresas e os investimentos no setor buscassem novas alternativas. A China se apresentou como uma forte candidata ao destino de tais capitais, entretanto, sua indústria eólica já era alimentada por fornecedores locais e o mercado chinês já era consolidado. O Brasil, juntamente com a América do Sul, surgiu então como um grande potencial de recursos ainda não explorados e uma indústria, especificamente nesse setor, não consolidada de fornecedores nacionais, sendo assim, virou um dos focos do ramo eólico nesse período. O segundo ponto é marcado pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) implementado em 2004 que representou um modelo de financiamento e políticas regionais de contratação de energia a preços subsidiados que muda o cenário visto até então. Tal programa favoreceu a ampliação e consolidação da energia eólica e atualmente as energias renováveis não convencionais não necessitam ser subsidiadas, ao contrário de outros países que investem nessas fontes que utilizam a tarifa *feed-in* (MELO, 2013).

De 2009 a 2012 a energia eólica participou de seis leilões, totalizando 7 GW de potência. O ano de 2009 foi marcado pela inserção das fontes eólicas nos leilões competitivos e 2011 representou a consolidação da energia eólica no mercado brasileiro, com 2.905 MW

contratados. Esse valor foi maior do que o exigido para manter cadeia produtiva da indústria eólica, 2 GW, o que equivale a 1.000 turbinas, 1.000 tores e 3.000 pás eólicas, correspondendo a um montante de 7 bilhões de reais. Assim, a fonte eólica tornou-se em 2011 a segunda energia mais competitiva do mercado, com custos de R\$100,00/MWh. Tal trajetória de custos está ligada ao desenvolvimento tecnológico, com a mudança na altura dos aerogeradores passando de 50 m para 100 m, juntamente com adequação do diâmetro das pás e dos rotores as características específicas dos ventos brasileiros. Outros fatores determinantes para a queda dos custos de produção, foi a chegada de novos fabricantes, passando de apenas 2 em 2009 para 11 em 2012, e o cenário internacional desfavorável após a crise de 2008, que gerou uma busca por novos mercados fazendo com que a competição no Brasil aumentasse. Sendo assim, para conquistar mercado, os novos *players* aceitaram uma taxa de retorno mais baixa para o investimento. (MELO, 2013).

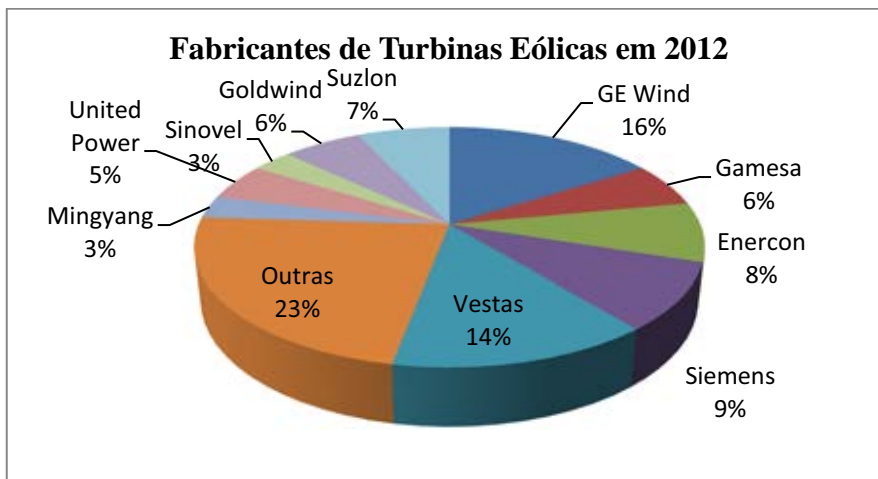
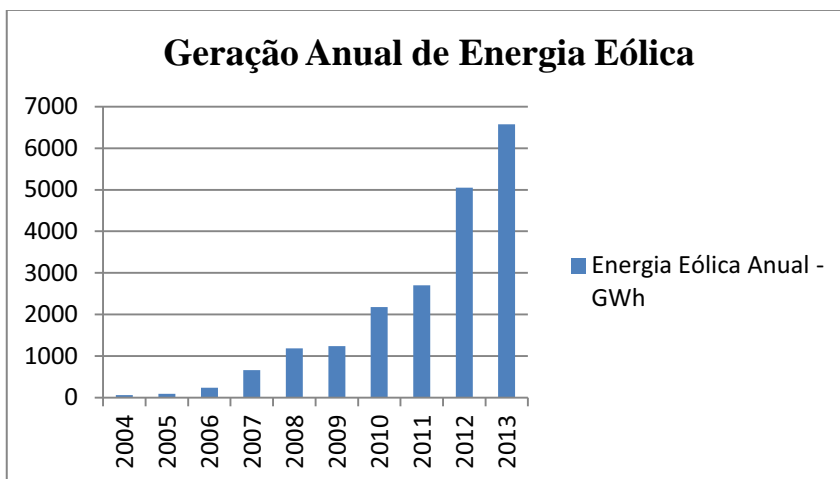


Gráfico 17 – Divisão do mercado eólico entre os fabricantes de turbina.

Fonte: adaptado de SILVA e COSTA (2014)

Essa tendência de crescimento da energia eólica é demonstrada no gráfico abaixo, com dados do Balanço Energético Nacional 2014. A capacidade de geração eólica total apresenta incremento contínuo na série temporal analisada, durante o período de 2004 – 2014. De 2011 para 2012 ocorreu o maior crescimento em números absolutos, totalizando uma variação de 2.345 GWh. O maior aumento percentual da série histórica ocorreu de 2004 para 2005, após a implementação do PROINFA, com expansão de 254 % de GWh. Portanto, a quantidade de energia eólica gerada no Brasil em 2004 era de 61 GWh, com aumento vertiginoso nos anos seguintes, passando em 2005 para 93 GWh, 2006 - 237 GWh, 2008 - 1.183 GWh, 2009 - 1.238 GWh, 2010 - 2.177 GWh, 2011 - 2.705 GWh, 2012 - 5.050 GWh, 2013 - 6.576 GWh.



\* Para estimar dados não informados, foi considerado o fator de capacidade médio do parque eólico nacional de 32,0%

Gráfico 18 : Geração Anual Total de Energia Eólica no Brasil

Fonte: EPE (2014)

O ano de 2012 se destacou pela inserção de 40 novos parques. Totalizando 108 empreendimentos que agregaram 1 GW de potência ao sistema, o que equivale ao incremento ocorrido no período de 1998 à 2011. Esse mesmo ano também apresentou certas dificuldades, devido o baixo crescimento do PIB a contratação de energia foi inferior ao esperado,

Em 2012 foram enfrentados alguns desafios para expansão da energia eólica na matriz elétrica brasileira. Foi realizado, em dezembro de 2012, apenas um leilão na modalidade A-5<sup>12</sup>. Neste processo, foram contratos 574,3 MW de energia sendo apenas 281,9 MW de origem eólica. Com a pequena contratação, os preços resultantes foram muito baixos, da ordem de R\$ 90,00/MWh, nesse leilão, verificou-se a oferta 28 vezes maior do que a demanda, o que elucida o motivo dos preços tão baixos. Preços baixos já haviam sido verificados nos leilões de 2009, a forte competição existente naquele ano resultou em valores finais de R\$ 109,73/MWh em leilões de modalidade A-3<sup>13</sup> e R\$ 107,83/MWh na A-5. Entretanto, esses preços não podem ser parâmetros, pois, valores inferiores a R\$ 100,00/MWh não remuneraram a indústria de forma adequada.

<sup>12</sup> Segundo a ABRADDEE, A-5 “é a nomenclatura para designar o ano para o qual se realizam os Leilões de Compra de Energia Elétrica. Correspondente, para todos os efeitos, ao quinto ano posterior ao Ano-Base A, onde o ano A, é o ano que o Leilão foi realizado para se começar o fornecimento 5 anos depois.

<sup>13</sup> Segundo a ABRADDEE, A-3 “é a nomenclatura utilizada para designar o ano para o qual se realizam Leilões de Compra de Energia Elétrica. Corresponde, para todos os efeitos, ao terceiro ano posterior ao Ano Base A, onde o ano A é o ano em que o Leilão é realizado”.

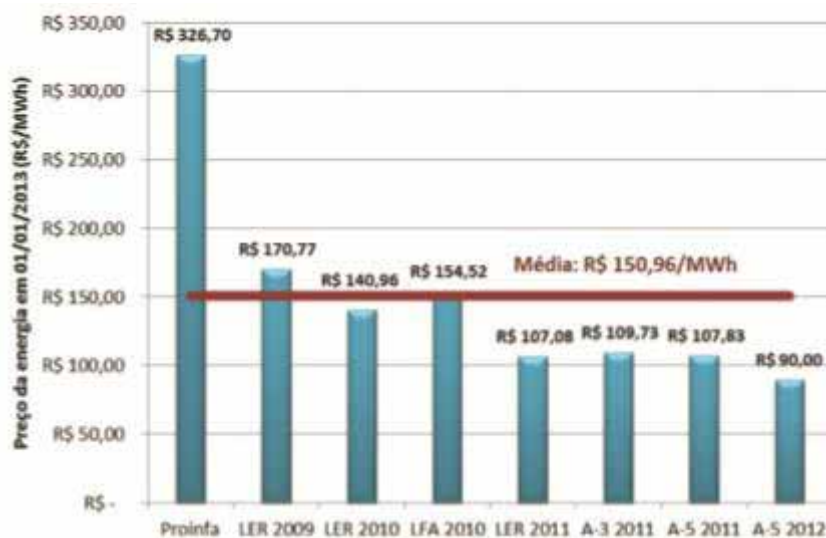


Gráfico 19 - Preços de Energia

Fonte: ABBEólica apud MELO, 2013, p. 129

A baixa demanda estava ligada com o baixo crescimento do PIB, de apenas 1% em 2012, ou seja, as distribuidoras calculam no ano anterior expectativas de crescimento do PIB para o ano seguinte, as quais não foram realizadas, gerando excesso de contratos. Outro fator importante foi o comprometimento das distribuidoras com projetos já contratados, apresentavam um excesso de contratação de energia desde 2010 decorrente das Usinas de Belo Monte, de Santo Antônio e Jirau (MELO, 2013).

A modificação na estrutura do financiamento FINAME<sup>14</sup>/BNDES criou outro empecilho para a energia eólica no ano de 2012. A alteração gerou a suspensão do cadastro de seis <sup>15</sup>fabricantes de aerogeradores, de modo que, esses não atendiam aos critérios de industrialização necessários. Essa alteração trouxe dificuldades para implementação de projetos que já haviam sido contratados em um período anterior recente, como tais empreendimentos já estavam contratados em leilões A-5 e A-3 a partir de 2009, não era possível reverter os contratos, gerando assim, um grande risco (MELO, 2013).

#### 4.7 Geração de Empregos

A cadeia de produção da energia eólica gera empregos e renda no país, somente no ano

<sup>14</sup> Consiste em um financiamento para produção ou aquisição de equipamentos novos, que ocorre por intermédio de instituições financeiras cadastradas.

<sup>15</sup> Empresas com cadastro suspenso: Vestas, Suzlon, Acciona, Furlhander, Clipper e Siemens.

de 2012 foram investidos no setor cerca de R\$ 7 bilhões sendo que, a estimativa é de chegar à R\$ 50 bilhões em 2020. A criação de novos postos de trabalho é uma externalidade positiva da geração eólica, o impacto ainda pode ser potencializado devido a falta de dinâmica econômica em algumas regiões propícias para novos projetos. Tais regiões que têm economias estagnadas, como o semiárido brasileiro, podem se beneficiar também, por exemplo, através do montante pago aos proprietários de terra pelos arrendamentos, resultando em uma injeção de renda. (MELO, 2013)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Capacidade instalada total (MW)	931	1.431	3.208	5.405	7.534	9.034	10.534	12.034	13.534	15.034	16.534
Capacidade instalada anual (MW)	326	500	1.777	2.197	2.129	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500

Tabela 1 - Capacidade instalada anual e acumulada, em MW, entre 2010 e 2020.  
Fonte: SIMAS (2012)

A cadeia produtiva da indústria eólica é capaz de gerar 15 postos de trabalho por MW instalado, SIMAS (2012) apresenta o cenário da tabela 1 com crescimento contínuo da capacidade instalada anual e acumulada de energia eólica, chegando em 2020 a uma capacidade instalada acumulada de 16.534 MW.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fabricação - Nacele	423	651	2.310	2.856	2.768	1.950	1.950	1.950	1.950	1.950	1.950
Fabricação - Torre (aço)	580	891	3.163	3.911	3.790	2.670	2.670	2.670	2.670	2.670	2.670
Fabricação - Pás	933	1.435	5.095	6.299	6.104	4.301	4.301	4.301	4.301	4.301	4.301
Construção (T. aço)	2.681	4.121	14.634	18.092	17.532	12.353	12.353	12.353	12.353	12.353	12.353
O&M	531	816	1.829	3.081	4.295	5.150	6.005	6.860	7.715	8.570	9.425
<b>Total (ano)</b>	<b>5.148</b>	<b>7.913</b>	<b>27.030</b>	<b>34.239</b>	<b>34.488</b>	<b>26.423</b>	<b>27.278</b>	<b>28.133</b>	<b>28.988</b>	<b>29.843</b>	<b>30.698</b>
<b>Total (acumulado)</b>	<b>5.148</b>	<b>13.061</b>	<b>40.091</b>	<b>74.330</b>	<b>108.818</b>	<b>135.241</b>	<b>162.518</b>	<b>190.651</b>	<b>219.639</b>	<b>249.481</b>	<b>280.179</b>

Tabela 2 - Empregos-ano criados entre 2010 e 2020 por atividade.  
Fonte: SIMAS (2012)

Adotando esse panorama, a expectativa é o aumento da geração de empregos também de forma incessante, de modo que atinja 280.179 postos de trabalho em 2020. Desse montante, aproximadamente 46,81 % dos postos de trabalho estarão concentrados na Construção de Torres, o que corresponde a criação de 131.178 empregos. Operação & Manutenção equivalem a 19,37 % do número de empregos, totalizando 54.272 postos de trabalho. A terceira principal atividade será a Fabricação de pás que representará 16,16 % (45.672). As outras duas atividades tem menor participação na criação de empregos, sendo



que a fabricação de nacelles e das torres, corresponderão respectivamente a 20.708 e 28.355 empregos. O Gráfico 20 apresenta a geração de empregos por atividade acumulada ao final de cada ano e a linha de tendência de crescimento da criação dos postos de trabalho.

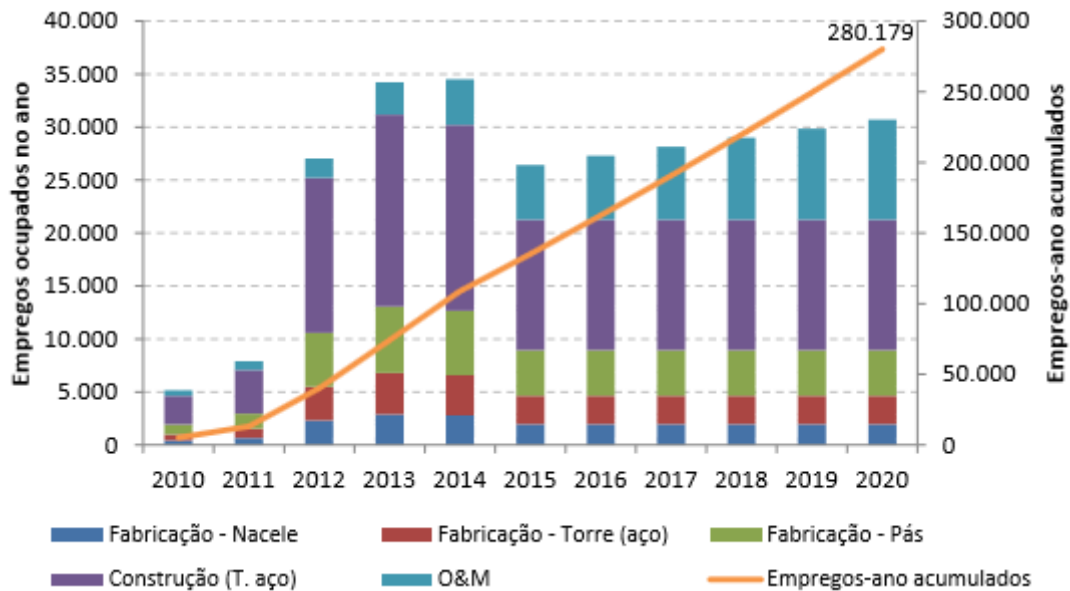


Gráfico 20 – Empregos-ano gerados por atividade ao ano e acumulado ao final do período.  
Fonte: SIMAS (2012).

Já em outra análise, utilizando o parâmetro homem-ano/TWG, Goldemberg (2004, p.5; 2005, p. 37 apud Souza, 2010, p. 116) compila vários estudos e cria um parâmetro para compreensão da geração de empregos por fonte de energia. As taxas apresentadas na Tabela 3 a seguir consideram todo o ciclo de produção, sendo assim, incluem a fabricação e manutenção dos equipamentos e a produção de combustível (SOUZA, 2010).

Tecnologia	Homem-ano <sup>4</sup> /TWh
Petróleo	260
Gás natural	250
Carvão mineral	370
Nuclear	75
Hidro	250
PCH	120
<b>Eólica</b>	<b>918 – 2.400</b>
Fotovoltaica	29.589 – 107.000
Biomassa (cana-de-açúcar)	3.711 – 5.392

Tabela 3 – Geração de Empregos por fonte de energia  
Fonte: GOLDEMBERG ( 2004, p.5; 2005, p.7 apud SOUZA, 2010, p.116)

Os parques eólicos são estimados como a terceira principal fonte geradora de empregos, considerando os dados apresentados de geração de emprego para cada TWh de energia. Nessa análise foi considerada a operação das usinas, a construção, a fabricação de equipamentos e a extração de combustível, quando se fizer necessária. O destaque nessa análise é a geração fotovoltaica como fonte principal de geração de emprego, esses valores são elevados devido à baixa capacidade de produção por placa solar. A biomassa também tem valores estimados altos, o modo de produção que aproveita resíduos de grandes plantações necessita de um número elevado de postos de trabalho (SOUZA, 2010).

#### **4.8 Custos da Energia Eólica**

A energia eólica apresenta diversos benefícios para o Brasil, de segurança energética como complementaridade ao regime hídrico à geração limpa de energia. Em meio a esses pontos positivos, existem alguns empecilhos para implementação da geração de energia elétrica por fonte eólica, como os custos de produção. A terminologia contábil de “custo” é definida por MARTINS (2003) como “gasto relativo a bem ou serviço utilizado na produção de outros bens ou serviços”. Os custos de um projeto eólico podem ser divididos em dois grupos: custos de capital inicial, para instalação do projeto, e os custos anuais para operar o projeto.

Segundo Guimarães e Vieira (2009, p. 122), custos de capital podem ser decompostos em:

*“I - Todas atividades de planejamento e desenvolvimento do projeto (incluem avaliação e análise dos recursos eólicos, licenças e estudos ambientais, consultoria técnica e legal, desenho e engenharia, e custos de financiamento);*

*II - Compras de equipamentos e materiais (incluem sistema de coleta de energia elétrica no local podendo incluir ou não o custo da subestação e de linhas de transmissão);*

*III - Comissionamento (partida inicial e testes);*

*IV - Custo de prédios, estoque inicial de peças sobressalentes, sistemas de controle e de aquisição de ferramentas especializadas”.*

Já os custos anuais, são formados segundo Guimarães e Vieira (2009, p. 122-123) por:

*“I - Pagamento de arrendamento da terra;  
 II - Seguro;  
 III - Impostos sobre propriedade e outros impostos;  
 IV - Taxas de gerenciamento;  
 V - Custos operacionais e administrativos;  
 VI - Taxas de transmissão e interconexão;  
 VII - Custos de manutenção, que incluem: peças, mão-de-obra, equipamento material para manutenção programada, reparos não-programados e revisões gerais”.*

Os custos variam de acordo com diversos fatores, incluindo as diferenças entre a terra, seguro e impostos, e as especificidades de cada país ou entre regiões de cada país. Algumas negociações são específicas para cada contexto: o arrendamento, transmissão, contratos de interconexão e taxas de gerenciamento (GUIMARÃES e VIEIRA, 2009).

Outro custo que obedece a características específicas é o de Operação e Manutenção (O&M), que varia conforme a responsabilidade do fabricante no fornecimento do serviço e em reparos da garantia, Guimarães e Viera (2009, p. 123) classificam a composição desse custo como:

*“I -Manutenção preventiva e programada nas turbinas eólicas e em outros equipamentos;  
 II - Manutenção não-programada, incluindo atividades variando desde simples reajustes de folhas a reparos de componentes;  
 III - Revisões de componentes e substituições programadas”.*

Como a geração de energia elétrica por fonte eólica não necessita de combustíveis, o preço de energia depende essencialmente dos custos de instalação das centrais geradores. No Brasil, os principais custos são os logísticos de implementação de projetos devido à falta de infraestrutura no país, como a precariedade de algumas estradas no nordeste brasileiro onde se concentra o maior potencial eólico nacional, e o custo com as turbinas, inicialmente muito influenciado pelo reduzido número de fabricantes de aerogeradores (GARBE et al, 20011; DANTAS; LEITE, 2009). Dentre os parâmetros analisados anteriormente que compõem os custos de geração de energia eólica, caso adotados turbinas, fundações, instalações elétricas, conexões à rede, sistema de controle, consultoria técnica, terreno, custos financeiros e estradas, a composição típica percentual dos custos para implantação de um parque fica então

determinada da seguinte maneira:

<b>Etapa</b>	<b>Participação (%)</b>
Turbinas	75,6%
Fundações	6,5%
Instalações elétricas	1,5%
Conexões à rede	8,9%
Sistemas de controle	0,3%
Consultoria técnica	1,2%
Terreno	3,9%
Custos financeiros	1,2%
Estradas	0,9%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

Tabela 4 – Estrutura Típica de Custos para Implantação de um Parque Eólico  
Fonte: EWEA (2009, p. 14 apud SOUZA, 2010, p.145)

Os equipamentos equivalem aos principais fatores do custo total do empreendimento, sendo de aproximadamente 75,6%. A implantação da indústria em locais estratégicos pode favorecer a redução de custos e potencializar o impacto social local, com a criação de empregos, já que a fabricação de equipamentos corresponde ao principal gerador de postos de trabalho de um Parque Eólico. Outro fator para instalação da indústria no Nordeste brasileiro é a previsão da redução de terras agricultáveis devido às mudanças climáticas, sendo assim, atração de novas empresas, possibilita uma nova dinâmica econômica para tais áreas, o que beneficia a população local (SOUZA, 2010).

Quando a energia eólica é comparada a fontes convencionais de energia como o carvão mineral, nuclear ou gás natural ocorrem dois cenários distintos. Quando o parâmetro são os custos de capital, a energia eólica apresenta-se com custos mais altos, já quando os custos anuais operacionais são mais baixos quando comparados aos das fontes tradicionais. A principal diferença são os custos de combustíveis predominantes em plantas de geração de combustíveis fósseis (GUIMARÃES; VIEIRA, 2009).

O tempo de instalação consiste em uma grande vantagem competitiva quando comparado a outras fontes de geração de energia, sendo que para a instalação de uma usina eólica o tempo gasto é cerca de 18 meses, já para outras fontes tanto alternativas, quanto convencionais, o tempo médio é de 24 meses (GARBE et al. 2011) Os custos de instalação da energia eólica apresentaram decréscimo vertiginoso desde a década de 1980, os valores passam de US\$300 por MWh e em 2006 atingem US\$30 a 50 por MWh, considerando áreas de regime de vento propícios. Os fatores determinantes para essa queda foram os avanços tecnológicos e de projeto (essencialmente na produção e instalação da turbina). A

regularidade dos ventos é determinante para os custos de geração de energia elétrica por meio de parques eólicos, existindo uma relação inversamente proporcional. A seguir é apresentado o Quadro 11, com o comparativo de custo médio entre as diversas fontes energéticas.

TIPO DE RECURSO	CUSTO MÉDIO (CENTAVOS DE US\$ POR MWH)
Hidrelétrica	20-50
Nuclear	30-40
Carvão	40-50
Gás natural	40-50
Vento	40-100
Geotérmica	50-80
Biomassa	80-120
Célula combustível a hidrogênio	100-150
Solar	150-320

Quadro 10 – Comparativo de Custos entre Energias

Fonte: Associação Americana de Energia Eólica, Wind Blog, Stanford School of Earth Sciences apud Garbe et al. 2011)

Nesse cenário comparativo, a energia eólica apresenta custo de US\$40 a 100 por MWh nos Estados Unidos, sendo menos viável do que fontes como o carvão (US\$40 a 50 por MWh), gás natural (US\$40 a 50 por MWh) e nuclear (US\$30 a 50 por MWh). Quando comparadas a energias renováveis como a energia solar e a biomassa, apresenta vantagens, já com relação geração hidrelétrica desvantagem.

Em um prospecto de custos de geração de energia realizado pela *World Energy Council* com a parceria da *Bloomberg New Finance* (BNEF), o Brasil é apresentado como o terceiro país de menores custos, ficando atrás somente da China e da Índia. Segundo esse estudo, o Capex brasileiro é de US\$ 1,77 milhões com custos de geração entre US\$55 e 99 por MWh. Entretanto, os custos na primeira década dos anos 2000 eram altos, esse montante foi alcançado pelo decréscimo gradual do custo médio de investimento, em períodos posteriores ao Proinfa, quando o custos de investimento eram cerca de R\$6 milhões por MW instalado. Os fatos determinantes para essa queda foram as inovações tecnológicas e a chegada de novos fabricantes no Brasil. A única vantagem que o Brasil apresenta frente aos líderes mundiais de energia, situados na Ásia, é o fator de capacidade dos parques eólicos, 23% a 45%, em contrapartida, China e Índia apresentam 19% a 35% e 15% a 33%

respectivamente.

#### **4.9 Impacto Ambiental – Emissões de CO<sub>2</sub>**

Atualmente, os modos de produção energética geram diversos impactos ambientais, tais como derramamento de óleo, perda de biodiversidade, chuva ácida e a poluição urbana. Segundo Goldemberg e Lucon (2007) os impactos ambientais podem ser separados em três categorias: locais, regionais e globais. O impacto regional se refere a emissões de gases originados da queima de combustíveis fósseis, sendo os principais causadores da poluição no meio urbano. Já o impacto regional não se restringe a um único país, as emissões de gases podem causar efeitos negativos distantes do ponto de origem, um grande exemplo desses efeitos negativos é a chuva ácida. A terceira caracterização é o impacto global, como o efeito estufa causado pela emissão de gases que geram o aumento da temperatura terrestre.

Dentre os temas ambientais mais discutidos, o aquecimento global é o de maior destaque, principalmente devido a grande quantidade de gases do efeito estufa emitidos na atmosfera, como o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), ozônio troposférico (O<sub>3</sub>), e clorofluorcarbonos (CFCs). Esses gases causam o aumento da temperatura na superfície da terra, que ocorre por meio da absorção da radiação infravermelha juntamente com a re-irradiação, que impedem que o calor retorne ao espaço (OTTINGER, 1991, apud INATOMIME e UDAETA, 2007, p.4)

O crescimento da energia eólica na matriz de geração elétrica no Brasil implica em benefício ambiental, uma significativa quantidade de emissão de gases que geram o efeito estufa é evitada. A emissão de gases para geração elétrica por fonte eólica ocorre durante a construção dos parques eólicos e a produção de equipamentos, considerando a taxa média de emissões do setor de geração elétrica, os parques eólicos após entrarem em operação compensam essas emissões em um período de 3 a 6 meses. Sendo o tempo de vida útil de uma usina eólica de 20 anos, as vantagens são ambientais são significativas (GWEC, 2008, p.6 apud SOUZA, 2010, p.85).

Em 2013, o Brasil por ter uma matriz com predominância de energias renováveis, já apresentava uma diferença significativa para média mundial de emissão de gases do efeito estufa, ficando em torno de 70 vezes menor. Considerando o período de junho de 2013 à junho de 2014, a produção de energia elétrica por meio de geração eólica evitou a emissão de 1.978.328,30 toneladas de CO<sub>2</sub>. Destaque para o mês de junho de 2014, que corresponde a

11% das reduções de emissão de dióxido de carbono. Em contrapartida a esses efeitos positivos, a geração por meio de outras fontes pode ser altamente poluente, como no caso do carvão, que consiste em um dos principais responsáveis por emissões de gases do efeito estufa.

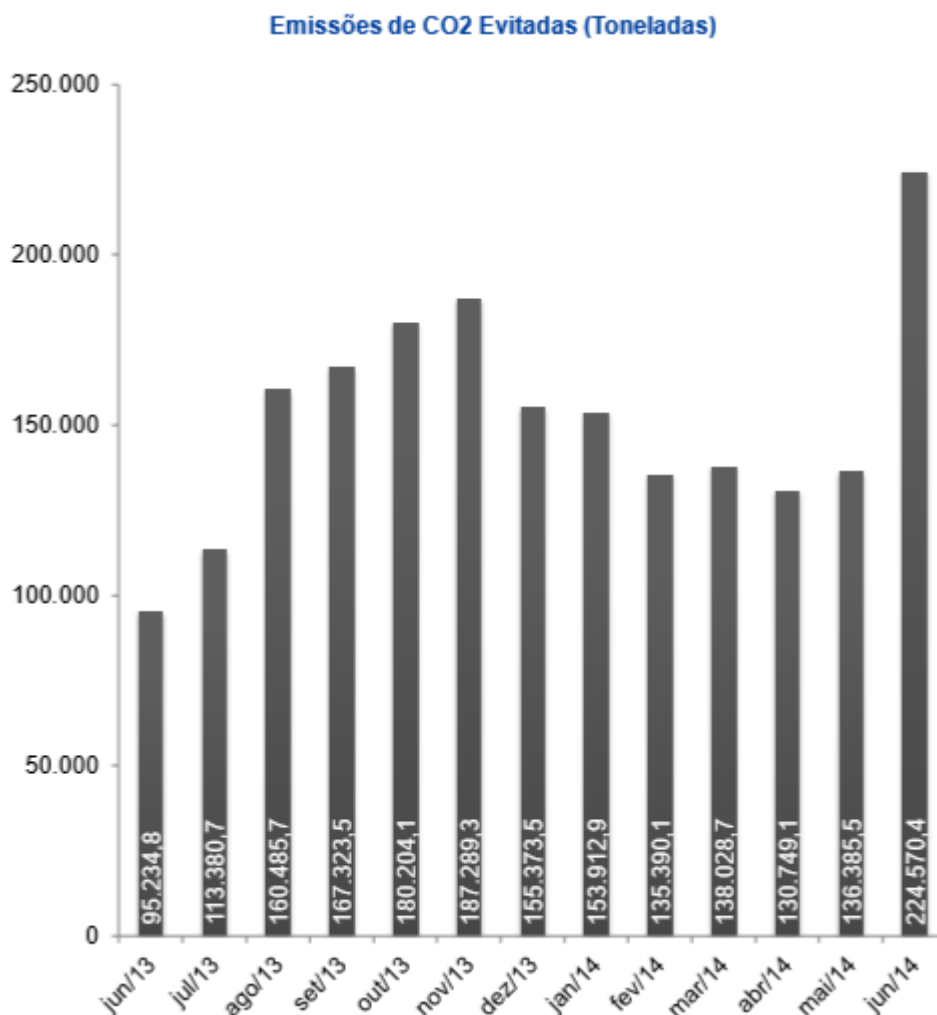


Gráfico 21 - Emissões de CO<sub>2</sub> Evitadas  
Fonte: Abeeólica (2014)

Na Tabela 5 abaixo, segue análise que considera diferentes estágios de produção de energia, como extração de combustível, construção e operação. O referido estudo se restringe a emissão de dióxido de carbono, não considerando o metano, outro gás importante para o efeito estufa. Notavelmente, as energias alternativas renováveis apresentam menores emissões de CO<sub>2</sub> durante todos os estágios de produção, sendo que fontes como a eólica e a solar emitem respectivamente 7 e 3 toneladas por GWh, já o carvão e óleo emitem 964 e 726 toneladas por GWh. (SOUZA, 2010).

Tecnologias	Emissão de CO <sub>2</sub> nos estágios de produção de energia (ton/GWh)			
	Extração do Combustível	Construção	Operação	Total
Carvão	1	1	962	964
Óleo	-	-	726	726
Gás natural	-	-	484	484
Geotérmica	<1	1	56	57
PCH	N/A	10	-	10
Nuclear	~2	1	5	8
<b>Eólica</b>	<b>N/A</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>7</b>
Fotovoltaica	N/A	5	-	5
Hidroelétricas	N/A	4	-	4
Solar	N/A	3	-	3
Biomassa	-1.509	3	1.346	-160

Legenda: N/A – Não se aplica

Tabela 5 – Emissão média de CO<sub>2</sub> de diferentes tecnologias de geração de energia

Fonte: IEA (1998, p.16) e CAMARGO (2005, p. 113)



## 5. CONCLUSÃO

Durante o século XX ocorreram fatos importantes que resultaram no desenvolvimento do setor eólico mundial. O primeiro ponto crucial para o crescimento da geração elétrica por meio de fontes eólicas foram os choques do petróleo de 1973 e 1979. Essa década influenciou nas políticas energéticas mundiais e gerou a busca por fontes alternativas de energia visando segurança energética por meio da minimização da dependência de fontes de origem fóssil. O segundo marco consiste na consolidação de questões ambientais, sendo paradigma de sustentabilidade inserido no contexto produtivo.

Tendo isso em vista, foram realizadas políticas de incentivo para desenvolvimento de fontes alternativas. Diversos países adotaram medidas para desenvolver essas energias, dentre elas, a energia eólica. O efeito dessas políticas foi a consolidação da energia eólica nos mercados mundiais.

Os 10 países com maior capacidade eólica instalada no mundo em 2013 (da China, EUA, Alemanha, Espanha, Índia, Reino Unido, Itália, França, Canadá, Dinamarca), representavam 84,8% do total mundial, o que demonstra uma grande concentração desse tipo de geração elétrica. Entretanto, no mesmo ano, entre os 10 países que mais incrementaram a capacidade instalada de energia eólica, aparecem quatro que não participam do *ranking* dos 10 países com maior capacidade cumulativa instalada, Polônia, Suécia, Romênia e Brasil, o que demonstra inserção da energia eólica em novos mercados.

Na última década o crescimento da geração eólica anual no Brasil foi contínuo, entretanto, foram enfrentados alguns empecilhos para a expansão dessa fonte na matriz elétrica brasileira. Os custos apresentava-se inicialmente como principal fator impeditivo da evolução da energia eólica não somente no Brasil, mas no mundo. O Capex brasileiro no início dos anos 2000 girava em torno de R\$ 6 milhões por MW instalado, os custos elevados estavam ligados a falta de maturidade tecnológica dessa modalidade de geração tendo em vista que a utilização de energia eólica é recente em território brasileiro, o primeiro empreendimento construído data de 1992 em Fernando de Noronha. Outro componente do alto custo no Brasil estava relacionado ao reduzido número de fabricantes de turbinas eólicas (apenas dois em 2009). Esses fatores tornavam outras fontes de energia mais viáveis frente à energia eólica. O carvão exemplifica o problema de custos, pois, consiste em uma fonte altamente poluente, entretanto, os custos de geração por MWh eram significativamente mais baixos do que os da energia eólica como mostrado no exemplo dos Estados Unidos, o que dificultava a expansão dessa fonte.

Outro ponto de estrangulamento para a geração elétrica por fonte eólica está intrinsecamente relacionado à forma de produção. O regime de ventos por ser uma fonte intermitente e apresentar variabilidade dentro dos diversos períodos de tempo (horas, dias, meses e anos) exige estudos complexos para sua inserção no sistema por trazer impactos à rede de transmissão. Os sistemas de transmissão devem adequar oferta e demanda, tendo isso em vista, a falta de confiabilidade da capacidade de geração elétrica dessa fonte resulta em um aproveitamento menor desse tipo da energia eólica. Portanto, a quantidade de energia utilizada é sempre menor do que a capacidade média verificada e, quando integrada as redes, procura-se não ter grande participação percentual de fonte eólica, não criando assim, uma grande dependência da rede.

Os atrasos nas obras das Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG) consistiram em um empecilho para a inserção dos parques eólicos na matriz elétrica brasileira. Esses atrasos além de impedirem a conexão da geração de energia por meio de fontes eólicas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) geraram prejuízos significativos.

Visando superar algumas dessas dificuldades, diversificar a matriz de energia brasileira, valorizar as potencialidades regionais e locais e expandir a utilização da energia eólica na matriz elétrica brasileira, foi criado o PROINFA. O programa consistia em uma modalidade de incentivo *feed-in*, garantia a compra de energias renováveis pela ELETROBRÁS a um preço previamente estipulado. Também regulamentava um índice de nacionalização dos equipamentos. Foi um grande marco para o desenvolvimento do setor eólico Brasileiro. Essa política de incentivo se mostrou de grande sucesso, com contratação da energia eólica acima da meta estipulada pelo programa.

Tendo em vista melhoramentos futuros em políticas de incentivo nacionais, é necessário compreender as experiências internacionais com políticas de incentivo para criar um parâmetro de análise das características que fizeram com que determinadas medidas alcançassem êxito ou dificuldades de operacionalização.

A experiência da política de incentivo nos EUA nos mostrou que medidas baseadas na produção sem garantias de compra da energia, não são suficientes para o desenvolvimento do setor, pois, não existindo a compra garantida, as incertezas prevalecem no mercado. Outro ponto importante foi explicitar os impactos da falta de uma política de longo prazo, fazendo com que a expansão de energia fosse cíclica, como no caso da PTC devido instabilidade gerada pela incerteza de renovação do incentivo.

Na Dinamarca destaca-se o sistema *feed-in*, a experiência Dinamarquesa nos mostrou que políticas de longo prazo trazem estabilidade ao mercado e reduzem a incerteza e

contribuindo para o desenvolvimento do setor eólico. Programas de substituição de tecnologia também obtiveram êxito naqueles países, pois impulsionaram o setor de forma significativa.

O sistema a Lei *feed-in* impulsionou o setor eólico alemão por meio da garantia da compra de energia elétrica das fontes renováveis. Um diferencial do modelo alemão, era que esse previa o desenvolvimento de diversas regiões, instituiu-se uma compra obrigatória para determinadas regiões da Alemanha que apresentavam baixa densidade populacional e baixa demanda energética. Esses fatores locais também foram observados pela LER, as remunerações obedeciam às especificidades de cada região com maior ou menor intensidade de vento, visando equalizar as taxas de retorno.

A abertura do mercado de energia na Alemanha também gerou grande preocupação porque poderia causar queda nos preços, inviabilizando projetos já estabelecidos e novos. O modelo adotado nos anos 2000 estipulou uma tarifa com decréscimos graduais o que viabilizou a continuidade do crescimento do setor.

A consolidação de informações consistiu em um ponto importante para o êxito de políticas internacionais, no Brasil a realização do Atlas do Potencial Eólico apresentou-se como uma ferramenta essencial para os empreendedores, por fornecer informações confiáveis sobre o regime de ventos brasileiro, possibilitando que regiões até então não exploradas pudessem sediar novos projetos eólicos. O potencial eólico brasileiro foi calculado em 75 GW de potência instalável, com a possibilidade de geração de 144,3 TWh/ano, um grande ponto positivo para o desenvolvimento do setor no Brasil. Esse regime de ventos apresenta outra característica que define uma vantagem para energia eólica: (1) a complementaridade sazonal entre os recursos hídrico-eólicos, das regiões Sudeste e Sul (2) a complementaridade na região nordeste: o período de menor precipitação corresponde a melhor incidência de ventos, essa particularidade foi analisada pela CHESF, a conclusão foi de que o período de melhor incidência de ventos no litoral cearense corresponde a menor vazão do Rio São Francisco.

Outra vantagem da expansão da utilização de energia eólica está na questão socioeconômica: geração de empregos. Localidades que apresentam regimes de ventos favoráveis para empreendimentos eólicos podem apresentar falta de dinâmica econômica, como o semi-árido brasileiro. O impacto de projetos eólicos nessa região pode ocorrer pela renda paga aos proprietários de terra pelos arrendamentos e pela geração de emprego. A criação de novos postos de trabalho é maior em projetos eólicos do que na geração de energia por outras fontes (como petróleo, gás natural, carvão mineral, hidrelétricas e PCH) com a criação de empregos de 918 a 2400 Homem-ano por TWh.

A minimização de impactos ambientais apresenta-se como outro benefício da ampliação do uso da energia eólica para geração de eletricidade. Essa forma de geração ocorre por meio de baixa taxa de emissão de CO<sub>2</sub> ao longo da sua cadeia produtiva. Quando essas taxas são comparadas a outras fontes, nota-se uma grande vantagem da energia eólica frente às fontes não-renováveis. As emissões de CO<sub>2</sub> da energia eólica são de aproximadamente 7 toneladas por GWh, já fontes como o carvão, apresentam impactos ambientais extremamente negativos, com a emissões em 964 toneladas por GWh.

Um ponto importante para o desenvolvimento da indústria eólica no Brasil foi a crise de 2008. A consequência desse fato foi a perda de dinâmica econômica nos Estados Unidos e na Europa. Esse cenário econômico fez com que as empresas buscassem alternativas e o mercado brasileiro apresentou-se viável para novos investimentos, sendo assim, impulsionou o número de empresas no Brasil, sendo assim, com novos fabricantes o custo de geração no país foi reduzido.

Tendo em vista os fatores positivos e negativos analisados referentes à energia eólica, é preciso ressaltar que mesmo com o crescimento progressivo do setor, ainda existem estrangulamentos que devem ser sanados, sendo assim, é essencial para êxito do setor eólico brasileiro: incentivos governamentais, melhor planejamento energético e incentivo ao desenvolvimento tecnológico que possibilite a redução dos custos. Quanto mais eficiente se apresentarem esses pontos, maior será o desenvolvimento da energia eólica no Brasil.

<b>VANTAGENS</b>	
<b>Características de Geração</b>	<b>Incentivos / Conjuntura</b>
Potencial Disponível	Sistema <i>feed-in</i>
Complementaridade ao sistema hídrico	Proinfra
Redução de Impactos Ambientais	Crise de 2008
Tempo de Instalação do Parque Eólico	
Geração de Empregos	
<b>EMPECILHOS</b>	
<b>Características de Geração</b>	<b>Estrutura / Planejamento</b>
Custos	Número de Fabricantes
Maturidade Tecnológica	Linhas de Transmissão
Fonte Intermitente	

Quadro 11 – Síntese das Vantagens e Empecilhos da Fonte Eólica On-Shore na Matriz Elétrica Brasileira

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. Brasília. ANEEL, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução n° 233/1990**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES1999233.PDF>>. Acesso 20 dez. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução n° 24/2001**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/resolu%C3%A7%C3%A3o/RES24-01.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/resolu%C3%A7%C3%A3o/RES24-01.htm)>. Acesso em: 3 dez. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução n° 266/1998**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/RES1998266.PDF>>. Acesso 21 dez. 2014

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução n° 281/1999**. Disponível em:  
<[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/010/documento/resolucao\\_n%C2%BA\\_281\\_1999\\_-versao\\_proposta\\_com\\_alteracoes.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2005/010/documento/resolucao_n%C2%BA_281_1999_-versao_proposta_com_alteracoes.pdf)>. Acesso em: 20 dez. 2015.

AMARANTE, ODILON A. C. et al. *.Wind / Hidro Complementary Seasonal Regimes in Brazil*. Disponível em:  
<[http://www.dewi.de/dewi\\_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin\\_19/13.pdf](http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_19/13.pdf) > Acesso em: 22 dez. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Leilões de Energia**. ABRADDEE. Disponível em:< <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/leiloes-de-energia>> Acesso em: 02 jan. 2015

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA. **Entenda a Indústria de Energia Elétrica**. ABRADDEE. 2015. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/cartilha>>. Acesso em: 3 jan. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Mensal de Dados do Setor**

**Eólico – Público.** ABEEÓLICA. 2013. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim-Dados-ABEolica-julho-2013-Publico.pdf>>. Acesso: 15 dez. 2014

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Nosso Setor.** ABEELOLICA. 2015. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/nosso-setor.html>>. Acesso em: 5 jan. 2015.

BAJAY, S. V.: Avaliação crítica do atual modelo institucional do setor elétrico brasileiro. XIII Congresso Brasileiro de Energia (09 a 11 de novembro de 2010 - Rio de Janeiro – RJ)

BRASIL. **Lei n° 10.438/2002.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2002/110438.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm)>. Acesso em: 20 dez. 2014.

BRASIL. **Lei n° 10.762/2003.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/2003/110.762.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2003/110.762.htm)>. Acesso em: 20 dez. 2014.

BRASIL. **Lei n° 9.074/1995.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/L9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074cons.htm)>. Acesso em: 20 dez. 2014.

BRASIL. **Lei n° 9.648/1998.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19648cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm)>. Acesso em: 18 dez. 2014.

CALABI, André Sandro.: **A Energia e a Economia Brasileira: Interações Econômicas e Institucionais no Desenvolvimento.** Editora: Livraria Pioneira, São Paulo, 1983, 250 p.

CENTRO DE GESTÃO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS. **Avaliação e percepções para o desenvolvimento de uma política de CT&I no fomento da energia eólica no Brasil.** Disponível em: <<http://www.cgee.org.br/busca/ConsultaProdutoNcomTopo.php?f=1&idProduto=7860>>. Acesso em: 23 de jul. 2014

CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** CEPEL. 2014. Disponível em:

<[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf)>. Acesso em: 24 de jul. 2014.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Alternativas Energéticas: Uma Visão da CEMIG**. Belo Horizonte. CEMIG. 2012.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **Visão geral do setor de energia elétrica**. CPFL. 2014. Disponível em: <<http://www.cpfrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=vmlx%2fYBjsPrd009TTFW81Q%3d%3d>>. Acesso em: 18 dez. 2014.

CORTEZ, Luís Augusto Barbosa; LARA, Eledo Eduardo Silva; GÓMEZ, E. Olivares: **Biomassa para Energia**. Editora: Editora Unicamp, Campinas, 2008, 733p.

CORTEZ, Luís Augusto Barbosa; LARA, Eledo Eduardo Silva; AYARZA, Juan Arturo Castñeda.( Capítulo 1) **Biomassa para Energia**. Editora: Editora Unicamp, Campinas, 2008, 733p.

DANTAS, Guilherme, LEITE, André. **Os Custos da Energia Eólica Brasileira**.

GESEL. 2009. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE9.pdf>>. Acesso em: 18 dez. 2014.

DUTRA, Ricardo Marques. Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil a Primeira Fase do Proinfa. Rio de Janeiro, 2007. Tese (Doutoramento em Ciências de Planejamento Energético). Departamento de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

DUTRA, Ricardo Marques. Viabilidade Técnico-Econômica da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro, 2001. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético). Departamento de Planejamento Energético. Universidade Federal do Rio de Janeiro.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2014: Ano base 2013**. Rio de Janeiro. EPE. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia Elétrica, Geração Termoeletrica (Biomassa)**. EPE. 2014. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/PNE/20080512\\_8.pdf](http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_8.pdf)>. Acesso.: 8 mar. 2014.

GARBE, Ernesto Augusto; MELLO, Renato de; TOMASELLI, Ivan. **Revista Economia e Energia**. Rio de Janeiro, n. 83, out./dez. 2011.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Statistics**. GWEC. 2014. Disponível em: <<http://www.gwec.net/global-figures/graphs/#>>. Acesso.: 20 de nov. 2014.

GOLDEMBERG, José. LUCON, Oswaldo. **Energias renováveis: um futuro sustentável**. Revista USP. São Paulo, n. 72, dez./fev. 2006-2007.

GOLDEMBERG, José.: **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento**. Editora: EDUSP, São Paulo, 2003, 226 p.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo.: Energia e Meio Ambiente no Brasil. **Revista Estudos Avançados**. São Paulo, v. 21, n. 59, jan./abr. 2007.

GOLDEMBERG, José; PALETTA, Francisco Carlos et al. **Energias Renováveis**. São Paulo: Blucher, 2012.

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão.: O Campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**. Rio de Janeiro, v. 43, n. 2, p. 295-321, mar/abr. 2009

GUIMARÃES, José Artur Ribeiro Neto; VIEIRA, Ralffo. **Energia Eólica: Atração de Investimentos no Estado do Ceará**. Governo do Estado do Ceará. 2009. Disponível em: <<http://investimentos.mdic.gov.br/public/arquivo/arq1321639117.pdf>>. Acesso: 2 de jan. 2015.

INATOMI, Thais Aya Hassan; UDAETA, Miguel Edgar Morales. **Análise dos Impactos Ambientais na Produção de Energia Dentro do Planejamento Integrado de Recursos**. Disponível em:



<[http://seeds.usp.br/portal/uploads/INATOMI\\_TAHI\\_IMPACTOS\\_AMBIENTAIS.pdf](http://seeds.usp.br/portal/uploads/INATOMI_TAHI_IMPACTOS_AMBIENTAIS.pdf)>.

Acesso em: 27 dez. 2014.

*INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Project Costs of Generation Electricity.* IEA. 2010.

Disponível em:

<[http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)>. Acesso

em: 2 jan. 2015.

*INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Key Energy Energy Statistics 2014.* IEA. Disponível

em: <<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf>>.

Acesso em: 20 dez. 2014.

JUNIOR, H. Q. P, ALMEIDA, E.F. **Economia da Energia – Fundamentos Econômicos,**

**Evolução Histórica e Organização Industrial.** Editora: Campus Elsevier, Rio de Janeiro, 1<sup>a</sup>

edição, 2007, 360p.

LAGO, André Aranha Corrêa do. **Estocolmo, Rio, Joanesburgo: o Brasil e as Três**

**Conferências Ambientais das Nações Unidas.** Brasília: Instituto Rio Branco; Fundação

Alexandre de Gusmão, 2007.

LEITE, Rogério Cezar Cerqueira. (Apresentação) **Biomassa para Energia.** Editora: Editora

Unicamp, Campinas, 2008, 733p.

LIMA VERDE LEAL, M.R.: O potencial de aproveitamento da energia da biomassa. **Revista**

**Inovação Uniemp.** Campinas, v. 1, n. 3, nov/dez. 2005.

MACEDO, Isaiás. **Estado de Arte e Tendências das Tecnologias para Energia.** Centro de

Gestão e Estudos Estratégicos. 2014. Disponível em: <

<http://www.cgee.org.br/atividades/redirect/1283>>. Acesso em: 10 ago. 2014.

MACEDO, Isaias C.: **Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação**

**atual, oportunidades e desenvolvimento.** Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. 2014.

Disponível em:

<<http://www.cgee.org.br/busca/ConsultaProdutoNcomTopo.php?f=1&idProduto=1293>>.

Acesso em: 7 de jun. 2014.

MARQUES, Jefferson. Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação. Santa Maria, 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria.

MARTIN, Jean-Marie. **A Economia Mundial da Energia**. São Paulo. Editora da Universidade Estadual Paulista, 1992.

MARTINS, Eliseu. **Contabilidade de Custos**. São Paulo. Editora Atlas, 2003.

MELO, Elbia.: Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. **Revista Estudos Avançados**. São Paulo, v. 27, n.77, 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia**. MME. 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa>>. Acesso em: 5 dez. 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. MME. 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2014/PDE2022.pdf>>. Acesso: 10 mar. 2014.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica**. MME. 2009. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>>. Acesso em 2 jan. 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética Nacional 2030**. Brasília, MME ; EPE , 2007.

NASCIMENTO, Elimar Pinheiro do.: Trajetória da sustentabilidade do ambiental ao social, do social ao econômico. **Revista Estudos Econômicos Avançados**. São Paulo. v. 2, n. 74, 2012.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Declaration of the United Nations Conference.** ONU. 1972.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Nosso Futuro Comum.** Rio de Janeiro. Editora da Fundação Getúlio Vargas. 1990.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **United Nations Conference on Environment and Development.** ONU. 1992. Disponível em: <<http://www.un.org/documents/ga/res/44/ares44-228.htm>>. Acesso em: 20 de set. 2014.

PAVINATTO, Eduardo Fiorini. Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica. Rio de Janeiro, 2005. Dissertação (Mestrado em Ciências). Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

PETROBRAS. **Identificação e Distribuição dos Principais Grupos de Compostos Presentes nos Petróleos Brasileiros.** 2002. Disponível em: <[http://www2.petrobras.com.br/boletim/Boletim\\_45\\_1/identificacaoedistribuicao.pdf](http://www2.petrobras.com.br/boletim/Boletim_45_1/identificacaoedistribuicao.pdf)>. Acesso em: 20 nov. 2014.

SANTOS, Edilson Moutinho dos et al.: Gás natural: a construção de uma nova civilização. **Revista Estudos Avançados.** São Paulo, v.21, n. 59, 2007.

SICILIANO, Giuliana Cassará de Castellammare Scott. Estratégias de Compra de Contratos em Leilões Multiproduto de Fontes Renováveis. Rio de Janeiro, 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Departamento de Engenharia Elétrica, PUC –Rio.

SILVA, Selênio Rocha; COSTA, WADAED, Uturbey da. **Panorama das Energias Renováveis.** UFMG. 2014. Disponível em: <[http://www.cpdee.ufmg.br/~selenios/Geracao/EEE934\\_1.pdf](http://www.cpdee.ufmg.br/~selenios/Geracao/EEE934_1.pdf)>. Acesso em: 4 jan. 2015.

SIMAS, Moana Silva. Energia Eólica e Desenvolvimento Sustentável no Brasil: Estimativa de uma Matriz Insumo-Produto Ampliada. São Paulo, 2012. Dissertação (Mestrado em Energia). Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo.

SOUZA, André Delgado de. Avaliação da Energia Eólica para o Desenvolvimento Sustentável Diante das Mudanças Climáticas no Nordeste do Brasil. Recife, 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil, área de Tecnologia Ambiental e Recursos Hídricos). Departamento de Engenharia Civil. Universidade Federal de Pernambuco.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. **TCU identifica atrasos em parques de energia eólica.** TCU. 2014. Disponível em:

<[http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/detalhes\\_noticias?noticia=5086659](http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/imprensa/noticias/detalhes_noticias?noticia=5086659)>. Acesso em: 20 dez. 2014.

UNIVERSO ONLINE. **Falta de linhas de transmissão atrasa operação de 34% dos parques eólicos.** UOL. 2013. Disponível em: < <http://noticias.uol.com.br/meio-ambiente/ultimas-noticias/redacao/2013/12/20/falta-de-linhas-de-transmissao-atrasa-operacao-de-34-dos-parques-eolicos.htm>>. Acesso em: 22 dez. 2014.

*WORLD ENERGY COUNCIL; BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. World Energy Perspective: Cost of Energy Technologies.* 2013. Disponível em: < [http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC\\_J1143\\_CostofTECHNOLOGIES\\_021013\\_WEB\\_Final.pdf](http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/WEC_J1143_CostofTECHNOLOGIES_021013_WEB_Final.pdf)>. Acesso em: 2 jan. 2015.