



## ENERGIA EÓLICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

Marcelo Silva de Matos Melo

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Rio de Janeiro

Julho de 2012

# ENERGIA EÓLICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

Marcelo Silva de Matos Melo

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, P.hD.

---

Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

---

Profª. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
JULHO DE 2012

Melo, Marcelo Silva de Matos

Energia Eólica: Aspectos Técnicos e Econômicos /

Marcelo Silva de Matos Melo. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE,  
2012.

XVII, 137 p.: il; 29,7 cm

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de  
Planejamento Energético, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 130-132.

1. Energia Eólica. 2. Aerogeradores. 3. Panorama da  
Indústria. 4. *Project Finance*. 5. Modelagem Financeira I.  
Legey, Luiz Fernando Loureiro. II. Universidade Federal do Rio  
de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético.  
III. Título.

Aos meus familiares, a minha namorada e aos amigos, que são a minha grande fonte de inspiração.

Ao meu avô materno e avó materna (*in memoriam*), que lá de cima devem estar muito orgulhosos de verem esta minha grande conquista.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço ao engenheiro e mestre Ronaldo Mascarenhas Lima Martins, meu ex-chefe direto na Petrobras, que incentivou e abriu as portas para que eu pudesse ingressar no mestrado do Programa de Planejamento Energético - PPE / COPPE e com quem tive um aprendizado tão rico de como liderar uma equipe.

Aos ex-companheiros de trabalho da Petrobras, em particular ao especial grupo que se formou na gerência de Engenharia de Materiais. Obrigado pelo companheirismo de todos e por até hoje me convidarem para os infindáveis eventos.

Ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, empresa onde atualmente exerço a minha profissão de engenheiro e que me permitiu um certo grau de flexibilidade para que eu pudesse continuar com este belo projeto, embora no início de minha carreira no banco eu não estivesse mais trabalhando diretamente na área energética.

Ao departamento de Fontes Alternativas de Energia (DEAL) da área de infraestrutura (AIE) do BNDES, local onde eu tive um enorme aprendizado que tanto contribuiu para este trabalho.

Aos engenheiro(a)s Ana Raquel Paiva Martins e Antonio Carlos de Andrada Tovar, que tão bem me receberam no DEAL, assim como pela grande cordialidade dos demais colegas que por aqui conheci. Ao trabalhar com esta equipe tive o privilégio de adquirir conhecimentos que foram de grande valia para a elaboração desta dissertação.

Aos grandes amigos que tenho no BNDES, muitos deles por fazerem parte da minha história mesmo antes de eu ingressar no banco.

Ao meu orientador e professor Luiz Fernando Loureiro Legey pelo apoio e pelo fato de sempre estar solícito quando necessário, assim como por toda a cordialidade com que trata a mim e os demais alunos do PPE. Muito obrigado Legey.

Aos demais professores do PPE, que sempre demonstraram um grande grau de conhecimento e comprometimento, contribuindo para que a UFRJ seja sempre reconhecida por seu grau de excelência, em particular na área de energia.

Aos funcionários do PPE pelo suporte e atenção recebida, especialmente a Sandrinha, que com o seu carisma especial é tão querida por todos.

À família, namorada e amigo(a)s por fazerem parte da minha vida, vibrarem com as minhas conquistas e serem a minha maior fonte de felicidade.

À Deus, o criador do vento e de tudo mais.

“Mestre não é quem ensina, mas quem, de repente, aprende”.

João Guimarães Rosa

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

## ENERGIA EÓLICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS

Marcelo Silva de Matos Melo

Julho/2012

Orientador: Luiz Fernando Loureiro Legey

Programa: Planejamento Energético

Nas últimas décadas a humanidade tem-se voltado para os impactos que o meio-ambiente tem sofrido devido ao seu mau e excessivo uso. Dentro desse cenário, houve uma intensa busca de fontes alternativas de geração de energia, em especial as fontes renováveis, onde destacamos a energia eólica.

O mercado de energia eólica, por se apresentar em um estágio com a tecnologia madura e com preços competitivos, foi impulsionado por esse contexto e teve um grande crescimento mundial de sua capacidade instalada nos últimos anos.

No caso brasileiro, se por um lado a demanda é crescente por energia elétrica no país, por outro, as pressões sócio-ambientais em torno dos empreendimentos das grandes centrais hidrelétricas vem aumentando consideravelmente nos últimos anos. Assim, a energia eólica vem crescendo exponencialmente, e, em leilões recentes, apresentou competitividade frente à fonte hídrica, historicamente mais competitiva.

Diversos são os estudos técnicos sobre a energia eólica no Brasil. Adicionalmente, também são publicados alguns estudos no sentido de se analisar os aspectos econômicos que estão contemplados no âmbito do desenvolvimento de empreendimentos eólicos. Esta pesquisa tem o objetivo de abordar a energia eólica tanto pelos seus aspectos técnicos, quanto pelo viés econômico, desde os conceitos físicos básicos aplicados às turbinas eólicas, até um estudo de caso para o qual é apresentada a estruturação de um *Project Finance* de um parque eólico, com a respectiva modelagem econômica e financeira do empreendimento.

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

## WIND ENERGY: TECHNICAL AND ECONOMIC ASPECTS

Marcelo Silva de Matos Melo

July/2012

Advisor: Luiz Fernando Loureiro Legey

Department: Energy Planning

In the last decades, humankind has turned its eyes to the impact the environment has suffered due his bad and excessive use. In this scenario, there was an intense search for alternative sources of energy generation, particularly renewable, especially wind power.

The wind energy market, which is in a stage of mature technology and competitive prices, was driven by this context and had an exponential growth of its installed capacity in the world in the last years.

In Brazil, where energy demand is growing and the environmental pressure about large hydroelectric plants has increased considerably, wind power is growing exponentially. In recent auctions, this source showed competitiveness against the traditional hydroelectric, which has been historically more competitive.

There are several technical studies on wind energy. Additionally, some studies analyze the economic aspects that are included in the development of wind power sector. This research aims to present wind energy concepts both in its technical and economic aspects, from the basic physical concepts applied to wind turbines, up to a case study, in which an economic and financial modeling of a wind farm is presented.



# SUMÁRIO

<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1. Contexto .....	1
1.2. Justificativa .....	2
1.3. Objetivo.....	3
1.4. Estrutura da Dissertação.....	3
<b>2. Aspectos técnicos da energia eólica .....</b>	<b>5</b>
2.1. Características básicas dos Aeroogeradores .....	5
2.1.1. Tipos e classificação .....	5
2.1.2. Componentes e Dimensões .....	10
2.1.3. Movimentos da turbina (Yaw, Pitch e Roll).....	13
2.2. Conceitos físicos aplicados .....	13
2.3. Potência máxima de extração (limite de Betz).....	16
2.4. A Lei de Bernoulli e os aerofólios .....	20
2.5. Aerodinâmica aplicada às turbinas eólicas.....	22
2.5.1. Ângulos relevantes na aerodinâmica das pás .....	23
2.5.2. Dimensões de um aerofólio.....	24
2.5.3. Velocidade relativa do vento .....	25
2.5.4. Movimento dos fluídos .....	26
2.5.5. A camada limite e a variação do vento em função da altura.....	30
2.5.6. Torção nas pás .....	32
2.5.7. Tip Speed Ratio .....	33
2.5.8. Controle aerodinâmico de potência .....	34
2.5.8.1. Turbinas do tipo Stall .....	35
2.5.8.2. Turbinas do tipo Pitch .....	36
<b>3. Panorama da Energia Eólica no Brasil e no Mundo.....</b>	<b>37</b>
3.1. Mundo.....	37
3.1.1. Capacidade instalada e adicionada.....	38
3.1.2. Principais fabricantes de aeroogeradores .....	42
3.1.3. Fator de capacidade .....	43
3.1.4. Projeções do mercado futuro de energia eólica .....	45
3.1.4.1. Curto e médio prazo (2011 – 2016) .....	45
3.1.4.2. Longo Prazo (até 2050) .....	49

3.2. Brasil.....	53
3.2.1. Potencial eólico brasileiro e a complementaridade hídrico-eólica.....	55
3.2.2. Fator de Capacidade dos parques eólicos brasileiros .....	58
3.2.3. PROINFA.....	59
3.2.4. Mecanismo de Leilões no Brasil.....	61
3.2.5. Evolução da matriz energética e de geração elétrica brasileira .....	66
3.2.6. Situação atual (dados BIG – ANEEL).....	70
3.2.7. O potencial hidrelétrico e a baixa emissão de CO <sub>2</sub> da matriz brasileira .....	73
3.2.8. Projeções de evolução da energia eólica no país .....	76
3.2.9. O Nordeste .....	78
3.2.10. A cadeia da indústria eólica no Brasil.....	81
<b>4. Financiamento e Modelagem Econômico-Financeira .....</b>	<b>83</b>
4.1. Ferramentas de análise .....	83
4.1.1. Valor Presente Líquido (VPL).....	83
4.1.2. Taxa interna de retorno (TIR).....	85
4.1.3. Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC).....	85
4.1.4. Análise de sensibilidade.....	87
4.1.5. Análise de Cenários.....	87
4.1.6. Índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) .....	87
4.2. Corporate Finance e Project Finance .....	88
4.3. O BNDES e os empreendimentos eólicos.....	90
4.3.1. Histórico de apoio do BNDES ao setor.....	91
4.3.2. Apoio Financeiro .....	94
4.3.3. Produto BNDES Finem .....	95
4.3.4. Estruturação de garantias .....	97
4.3.5. Classificação de risco .....	101
4.4. Estudo de caso (parque eólico).....	102
4.4.1. Desenvolvimento do empreendimento .....	103
4.4.2. Comercialização de energia.....	105
4.4.3. Fontes de incerteza de um projeto eólico.....	107
4.4.3.1. Recurso eólico e geração efetiva de energia .....	107
4.4.3.2. CAPEX e OPEX.....	109
4.4.3.3. Cronograma de implantação.....	109

4.4.3.4.	Riscos tecnológicos .....	111
4.4.3.5.	Riscos regulatórios (ACR) e de mercado (ACL).....	112
4.4.4.	Projeções de receitas e custos.....	113
4.4.4.1.	Receitas .....	113
4.4.4.2.	Custos .....	116
4.4.5.	Resultados.....	119
4.4.6.	Análise de sensibilidade.....	120
<b>5.</b>	<b>Conclusão.....</b>	<b>128</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>.....</b>	<b>133</b>
	Anexo I – Projeção da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE).....	134
	Anexo II – Projeção do fluxo de caixa (DFC) do projeto e do acionista.....	135
	Anexo III – Projeção do Balanço Patrimonial (BP) .....	136
	Anexo IV – Projeção do ICSD.....	137

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Turbina Savonius de eixo vertical .....	6
Figura 2 – Turbina Darrieus de eixo vertical .....	7
Figura 3 – Turbina eólica de eixo horizontal com 3 pás .....	7
Figura 4 – Turbinas upwind e downwind.....	9
Figura 5 – Principais componentes de um aerogerador .....	10
Figura 6 – Nacelle com e sem caixa multiplicadora.....	10
Figura 7 – Caixa de engrenagens (multiplicadora) .....	11
Figura 8 – Dimensões de um aerogerador .....	12
Figura 9 – Movimentos de uma turbina eólica .....	13
Figura 10 – Tubo de Betz.....	15
Figura 11 – Forças atuantes em um aerofólio .....	21
Figura 12 – Força Resultante em um aerofólio.....	21
Figura 13 – Ângulos relevantes em turbinas eólicas .....	23
Figura 14 – Dimensões de um aerofólio .....	24
Figura 15 – Dimensões de um aerofólio (Comprimento) .....	24
Figura 16 – escoamento não-viscoso (a) e viscoso (b).....	27
Figura 17 – Escoamento viscoso com menor efeito esteira em função da forma .....	28
Figura 18 – Fluxo de ar no perfil de uma pá eólica (regime laminar e turbulento) .....	29
Figura 19 – Fluxo de ar no perfil de uma pá eólica (fluxo aderente e separado) .....	29
Figura 20 – Camada limite de um fluido viscoso .....	31
Figura 21 – Terreno de superfície complexa .....	31
Figura 22 – Torção na pá eólica.....	33
Figura 23 – Descolamento do fluxo .....	35
Figura 24 – Capacidade instalada total mundial (MW) .....	38
Figura 25 – Histórico de capacidade instalada adicionada (MW).....	39
Figura 26 - Histórico da fonte eólica para geração de EE no Brasil .....	54
Figura 27 – Distribuição geral dos ventos.....	55
Figura 28 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s (50m) .....	56
Figura 29 – Médias sazonais de temperatura, precipitação e velocidade de vento no Brasil....	57
Figura 30 – Potencial hidroelétrico brasileiro (fev/2012).....	74
Figura 31 – População do Nordeste .....	79
Figura 32 – Panorama da cadeia industrial eólica no Brasil.....	81
Figura 33 – Taxa de juros da linha de Infraestrutura / Energias Alternativas.....	96
Figura 34 – Fluxograma de implantação de um empreendimento eólico.....	104
Figura 35 – Quadro de Usos e Fontes do projeto .....	105

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada e adicionada em 2010 e 2011 (MW) .....	40
Tabela 2 – Top 10 fabricantes de turbinas eólicas em 2011: .....	42
Tabela 3 – Evolução dos fatores de capacidade previstos para os parques eólicos brasileiros	58
Tabela 4 – Fatores de capacidade previsto Vs realizado nos parques brasileiros .....	59
Tabela 5 – Histórico dos projetos implantados no Brasil no âmbito do Proinfa.....	60
Tabela 6 – Resultado do Leilão de Reserva (LER) 2009 .....	62
Tabela 7 – Leilão de Fontes Alternativas (LFA) 2010.....	63
Tabela 8 – Leilão A-3 2011 .....	64
Tabela 9 – Leilão de Reserva (LER) 2011 .....	64
Tabela 10 – Leilão A-5 2011 .....	65
Tabela 11 – Capacidade instalada de geração elétrica por fonte em 2010 .....	68
Tabela 12 – Capacidade instalada de geração elétrica por fonte em 2010 (por região).....	68
Tabela 13 – Composição setorial do consumo de eletricidade no Brasil .....	69
Tabela 14 – Empreendimentos em Operação no Brasil .....	71
Tabela 15 – Empreendimentos em Construção no Brasil .....	72
Tabela 16 – Empreendimentos Outorgados no Brasil .....	73
Tabela 17 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica (dez/2011) .....	74
Tabela 18 – Emissão de gases de efeito estufa na geração de EE (2006).....	75
Tabela 19 – Emissão de CO2 em diversas fontes de geração de EE.....	75
Tabela 20 – Projeção da evolução da capacidade instalada por fonte (em MW e %) .....	77
Tabela 21 – Projeção de consumo na rede (GWh) – Subsistema Nordeste.....	80
Tabela 22 – Estimativas P50, P75 e P90 para a geração de energia do Parque Eólico.....	114
Tabela 23 – Energia assegurada P90 e Energia contratada do projeto .....	115
Tabela 24 – Receitas estimadas para o parque durante o período de financiamento .....	116
Tabela 25 – Custo do serviço de O&M negociado para o Parque Eólico.....	117
Tabela 26 – VPL e TIR do projeto e do acionista .....	119
Tabela 27 – Alavancagem e TIR do Acionista em função do caixa acumulado .....	126

# LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – <i>Power Coefficient x Tip Speed Ratio</i> .....	34
Gráfico 2 – Crescimento anual da fonte eólica (%).....	39
Gráfico 3 – Capacidade Instalada por país em 2011 (%).....	41
Gráfico 4 – Capacidade adicionada por país em 2011 (%).....	41
Gráfico 5 – Fator de Capacidade em 10 países (2005 a 2008).....	44
Gráfico 6 – Projeções anuais de crescimento 2012 - 2016.....	46
Gráfico 7 – Projeção da capacidade incrementada anualmente por Região (2012-2016).....	47
Gráfico 8 – Projeções de capacidade instalada acumulada por Região (2012-2016).....	48
Gráfico 9 – Produção de EE no bluemap cenário da IEA e do GWEC.....	50
Gráfico 10 – Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia até 2050 (cenário BLUE Map da IEA).....	50
Gráfico 11 – Projeções do custo médio de implantação de parques eólicos.....	51
Gráfico 12 – Estimativa de capacidade instalada acumulada na China (2010-2050).....	52
Gráfico 13 – Previsão de capacidade instalada acumulada na União Européia até 2030.....	53
Gráfico 14 – Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica.....	57
Gráfico 15 – Evolução da contratação da fonte eólica no âmbito do ACR.....	65
Gráfico 16 – Produção de Energia Primária no Brasil (1970 – 2010).....	67
Gráfico 17 – Capacidade instalada de geração elétrica por fonte no Brasil (1974 – 2010).....	67
Gráfico 18 – Geração elétrica por fonte no mundo (%) – 1980 e 2008.....	69
Gráfico 19 – Evolução da capacidade instalada eólica no Brasil.....	70
Gráfico 20 – Empreendimentos em Operação no Brasil (%).....	71
Gráfico 21 – Empreendimentos em Construção no Brasil (%).....	72
Gráfico 22 – Empreendimentos Outorgados no Brasil (%).....	73
Gráfico 23 – Projeção da evolução da capacidade instalada por fonte (em GW e %).....	78
Gráfico 24 – Elasticidades consumo de eletricidade – renda (absoluto e per capita).....	79
Gráfico 25 – Índice de perdas (%) – SIN e Subsistemas.....	80
Gráfico 26 – Capacidade dos fabricantes de aerogeradores no Brasil e no Mundo.....	82
Gráfico 27 – Evolução dos desembolsos do BNDES (1999-2011).....	92
Gráfico 28 – Evolução dos desembolsos da área de infraestrutura do BNDES.....	93
Gráfico 29 – Desembolsos da área de infraestrutura do BNDES (2011).....	93
Gráfico 30 – ICSD e ICP do projeto.....	120
Gráfico 31 – Análise de Sensibilidade (Variação do fator de geração P90).....	121
Gráfico 32 – Análise de Sensibilidade (Variação do investimento total).....	122
Gráfico 33 – Análise de Sensibilidade (Variação do investimento nos aerogeradores).....	123
Gráfico 34 – Análise de Sensibilidade (Variação do investimento em obras civis).....	123
Gráfico 35 – Análise de Sensibilidade (Variação das despesas operacionais).....	124
Gráfico 36 – Análise de Sensibilidade (Variação na taxa de juros do financiamento).....	125
Gráfico 37 – Análise de Sensibilidade (Variação no prazo de financiamento).....	126

# LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 – Energia cinética do vento.....	14
Equação 2 – Potência contida no vento.....	14
Equação 3 – Fluxo de massa de ar.....	15
Equação 4 – Potência contida no vento (reescrita em função da Equação 3).....	15
Equação 5 – Área da seção transversal S em função do diâmetro do rotor .....	16
Equação 6 – Lei da conservação da massa .....	17
Equação 7 – Potência extraída do vento em uma turbina .....	17
Equação 8 – Potência extraída do vento em uma turbina (reescrita em função da Equação 4) 18	
Equação 9 – Potência extraída do vento em uma turbina (reescrita em função da Equação 6) 18	
Equação 10 – Velocidade da massa de ar no rotor .....	18
Equação 11 – Potência extraída do vento em uma turbina (reescrita em função da Equação 10): .....	19
Equação 12 – Coeficiente de potência do rotor .....	19
Equação 13 – Valor máximo de Cp (Limite de Betz) .....	19
Equação 14 – Equação de Bernoulli .....	20
Equação 15 – nº de Reynolds .....	26
Equação 16 – <i>Tip Speed Ratio</i> .....	33
Equação 17 – Cálculo do VPL .....	84
Equação 18 – Cálculo da TIR .....	85
Equação 19 – Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC).....	86
Equação 20 – Energia assegurada P90 do projeto .....	115
Equação 21 – Produção anual estimada de energia para o parque.....	115

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
BIG – Banco de Informação Gerencial (ANEEL)  
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social  
BP – Balanço Patrimonial  
CAPEX – Capital Expenditures (Despesas de Capital)  
CCEAL - Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre  
CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CER – Contrato de Energia de Reserva  
CGE – Central de Geração Eólica  
CMN – Conselho Monetário Nacional  
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética  
DFC – Demonstração do Fluxo de Caixa  
DRE – Demonstração do Resultado do Exercício  
EE – Energia Elétrica  
EPC – Engineering, Procurement and Construction  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
GF – Garantia Física  
ICP – Índice de Capitalização  
ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida  
LER – Leilão de Energia de Reserva  
MPMEs – Micro, Pequenas e Médias Empresas  
OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico  
O&M – Operação e Manutenção  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
OPEX – Operational Expenditure (Despesas Operacionais)  
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia – EPE  
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças  
PNE – Plano Nacional de Energia - CNPE  
PPA – Power Purchase Agreement  
PSI – Programa de Sustentação do Investimento  
ROB – Receita Operacional Bruta  
SPE – Sociedade de Propósito Específico



TEEH – Turbina Eólica de Eixo Horizontal  
TEEV – Turbina Eólica de Eixo Vertical  
TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica  
TIR – Taxa Interna de Retorno  
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo  
TUSD – Tarifa da Uso do Sistema de Distribuição  
TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão  
UHE – Unidade Hidrelétrica  
UTE – Unidade Termelétrica  
VPL – Valor Presente Líquido  
WWEA – World Wind Energy Association

# **1. Introdução**

Este capítulo introdutório tem o objetivo de, inicialmente, contextualizar o cenário no qual emergiu a necessidade de uma intensa busca por fontes alternativas de geração de energia, em especial as fontes renováveis, dentre as quais a energia eólica, foco desta dissertação. Posteriormente é apresentada a justificativa e o objetivo desta pesquisa. Por fim, exhibe-se a estrutura desta dissertação de modo a permitir ao leitor entender a estrutura lógica na qual o estudo é apresentado.

## **1.1. Contexto**

Nas últimas décadas a humanidade tem-se voltado para os impactos que o meio-ambiente tem sofrido devido ao seu mau e excessivo uso. Diversos estudos científicos, que antes do último século não tinham nenhum efeito político e envolvimento da sociedade, atualmente ameaçam a sustentabilidade de empresas, sistemas econômicos e países ao redor do mundo.

De acordo com BARBIERI (2007), a Conferência das Nações Unidas de 1972, conhecida como Conferência de Estocolmo, foi um marco da mudança de comportamento da sociedade e pode ser considerada a primeira grande conferência internacional sobre o meio ambiente. Em 1992, foi a vez do Rio de Janeiro sediar a Conferência das Nações sobre o Meio-Ambiente e Desenvolvimento (CNUMAD). Em dezembro de 1997, foi aprovado o Protocolo de Quioto, que entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005 depois da ratificação depositada pela Rússia. O acordo constituiu um grande avanço em termos de gestão ambiental global, pois nele houve a fixação de metas quantitativas de reduções de emissões e a criação de três importantes mecanismos para implementá-las.

Apesar de o Brasil não possuir metas compulsórias no âmbito do Protocolo de Quito, o país sempre adotou uma postura pró-ativa na questão ambiental. O Brasil, além de ser um player com destaque na produção mundial de bioetanol e estar demonstrando ao mundo um esforço na redução de emissão de gases de efeito estufa através da redução dos desmatamentos, possui uma matriz de geração elétrica “limpa” quando comparada com a matriz de geração mundial, principalmente em função das suas características naturais que sempre privilegiaram a base hídrica na geração elétrica, conforme será apresentado ao longo desta dissertação.

Entretanto, se por um lado a demanda é crescente por energia elétrica no Brasil, por outro, as pressões sócio-ambientais em torno dos empreendimento das grande centrais hidrelétricas vem aumentando consideravelmente nos últimos anos.

Com isso, os projetos hidrelétricos vem sendo aprovados privilegiando usinas a fio d'água em detrimento dos grandes reservatórios que historicamente foram construídos no país.

Dentro desse cenário, houve uma intensa busca de fontes alternativas de geração de energia, em especial as fontes renováveis<sup>1</sup>, ambientalmente mais corretas. As formas de geração solar e eólica ganharam grande evidência no cenário internacional. O mercado de energia eólica, por se apresentar em estágio de tecnologia madura e preços bastante competitivos, foi impulsionado por esse contexto e teve um enorme crescimento de sua capacidade instalada no país nos últimos anos.

Convém destacar ainda que o Brasil possui um modelo institucional consolidado, fruto principalmente da reforma do setor elétrico, iniciada na década passada. Institucionalmente, convém contextualizar também a relevância do BNDES, em especial no seu histórico papel de apoio aos empreendimentos de infraestrutura que visam garantir o suprimento da energia elétrica necessária para atender a demanda do país. Neste sentido, esta maturidade econômico-financeira, obtida através do histórico de operação de diversos instrumentos financeiros necessários para viabilizar os necessários investimentos de longo prazo no Brasil, dentre os quais destacamos o Project Finance, permite que hoje sejam estruturadas diversas operações de financiamento vitais para o desenvolvimento dos empreendimento de geração elétrica baseados na fonte eólica no país.

## **1.2. Justificativa**

Os países desenvolvidos, principalmente diversos países europeus e os Estados Unidos, foram os impulsionadores dos avanços tecnológicos que permitiram que a energia eólica e solar atingisse o grau de maturidade que apresentam hoje. Entretanto, os países em desenvolvimento, com destaque para os países que compõem o bloco dos BRICs (Brasil, Rússia, Índia e China), vem cada vez aumentando a participação destas fontes na suas respectivas matrizes de geração elétrica. No caso brasileiro, a energia eólica vem crescendo exponencialmente, e, em leilões recentes, apresentou competitividade frente à fonte hídrica, historicamente mais competitiva.

Portanto, estudos sobre esta fonte, que vem tornando-se cada vez mais representativa na matriz de geração elétrica do país, são necessários e meritórios.

---

<sup>1</sup> O recente acidente na usina nuclear de Fukushima reascendeu a discussão sobre a segurança energética da fonte nuclear, que não deixa de ser uma alternativa à geração hídrica no Brasil, mas não se enquadra no rol das fontes renováveis.

Neste sentido, é desenvolvida esta dissertação de mestrado, no âmbito do Programa de Planejamento Energético da COPPE.

### **1.3. *Objetivo***

Diversos são os estudos técnicos sobre a energia eólica no Brasil. Por outro lado, também são publicados alguns estudos no sentido de se analisar os aspectos econômicos que estão contemplados no âmbito do desenvolvimento de empreendimento eólicos. Esta pesquisa tem o objetivo de abordar a energia eólica tanto pelos seus aspectos técnicos, quanto pelo viés econômico. Assim, a dissertação busca fornecer ao leitor a capacidade de entendimento das questões técnicas de forma a entender os conceitos técnicos que podem estar por trás de uma análise econômico-financeira de maior qualidade, de forma que todos os riscos estejam precisamente mapeados e mensurados.

Neste sentido, o grande objetivo da pesquisa é permitir que um leitor não especialista no assunto, tal qual um analista financeiro, possa aumentar a sua capacidade de entendimento de questões relativas à fonte de geração eólica e, assim, consiga ganhar uma maior capacidade de análise deste tipo de empreendimento. Assim, objetiva-se, paralelamente, que o leitor entenda como é elaborada a estruturação de um financiamento através da modalidade de Project Finance, onde as garantias do financiador estão baseadas no fluxo de caixa do projeto propriamente dito. O estudo de caso apresentado exemplifica e ajuda a compreender os conceitos são demonstrados ao longo da dissertação.

### **1.4. *Estrutura da Dissertação***

O primeiro capítulo contextualiza o leitor sobre intensa busca de fontes alternativas de geração de energia, em especial às fontes renováveis, assim como apresenta a justificativa e o objetivo desta pesquisa.

O capítulo 2 apresenta os aspectos técnicos associados à geração eólica. Assim, é realizado um estudo profundo, mas não exaustivo, sobre as características dos aerogeradores, assim como são apresentados os conceitos físicos necessários para um melhor entendimento da dinâmica do funcionamento de uma turbina eólica. Paralelamente, é demonstrado o limite máximo de extração de potência do vento e, posteriormente, são demonstrados os principais conceitos contemplados no estudo aerodinâmico aplicado às turbinas eólicas. O objetivo deste capítulo é que o leitor, potencialmente não engenheiro, com o devido esforço consiga aumentar a sua base de conhecimento e entendimento sobre aspectos técnicos não triviais, de forma a se

tornar um analista com potencial para entender as bases técnicas envolvidas no funcionamento de um parque eólico.

O capítulo 3 apresenta um panorama da energia eólica no mundo e no Brasil. No caso brasileiro, são apresentados o potencial eólico no país e a sua complementaridade com a geração hídrica, assim como é demonstrada a evolução de contratação de energia desde o Proinfa até os últimos leilões no âmbito do ambiente regulado. Paralelamente, é apresentada a evolução da matriz energética e de geração elétrica brasileira, assim como a situação atual do país em relação à fonte eólica. Neste capítulo, também é realizada uma análise do potencial hidrelétrico brasileiro de forma a, em paralelo com o estudo do potencial eólico do país, dar ao leitor uma dimensão do caminho que a fonte eólica ainda pode seguir no Brasil, com especial atenção ao caso da região do Nordeste do país.

O capítulo 4 está focado nos aspectos econômicos e financeiros referentes aos projetos de geração eólica. Assim, inicialmente, são apresentadas as ferramentas necessárias para uma análise econômico-financiera de um parque e/ou complexo eólico. Posteriormente, apresenta-se o conceito de Project Finance cujo entendimento é importante de ser plenamente entendido. Prossegue-se então com um tópico sobre o papel e as regras do BNDES no apoio aos projetos de geração baseados na fonte eólica e, por fim, é elaborado um estudo de caso de um parque eólico.

O capítulo 5 contempla uma conclusão do que foi pesquisado.

## **2. Aspectos técnicos da energia eólica**

Conforme já mencionado, o capítulo 2 apresenta os aspectos técnicos associados à geração eólica. Neste sentido, inicialmente são apresentadas as características básicas dos aerogeradores.

Posteriormente, são apresentados os principais conceitos físicos que ajudam a entender o princípio de extração de potência do vento em uma turbina eólica, com a consequente transformação desta potência em energia elétrica no gerador. Paralelamente, demonstra-se o cálculo do limite máximo teórico de extração desta potência do vento (limite de Betz) e aprofunda-se na Lei de Bernoulli.

No âmbito deste capítulo, também são apresentados os principais conceitos sobre a aerodinâmica aplicada às turbinas eólicas, tais quais os ângulos relevantes na aerodinâmica das pás eólicas, as dimensões de um aerofólio, a velocidade relativa do vento sentida por uma seção de uma pá eólica, dentre outros.

Por fim, apresentam-se os dois conceitos tradicionais do controle aerodinâmico de potência, que dão origem à classificação das turbinas eólicas em dois grupos, sendo eles as turbinas do tipo Estol (*Stall*) e as turbinas do tipo *Pitch*.

### **2.1. Características básicas dos Aerogeradores**

Nesta seção são apresentadas as características básicas dos aerogeradores, tais quais os tipos e a classificação destes equipamentos, assim como os seus componentes principais e as suas dimensões, e, paralelamente, os principais movimentos de uma turbina.

#### **2.1.1. Tipos e classificação**

O aproveitamento da energia do vento remonta a séculos atrás. Para este aproveitamento, conforme será descrito no item 2.3, a energia cinética contida nos ventos é convertida em energia mecânica rotacional nas pás da turbina, para a realização de trabalho mecânico ou conversão em energia elétrica. Neste sentido, devemos inicialmente dividir as turbinas eólicas em dois grandes grupos: turbinas de arraste e turbinas de sustentação. É importante também ter em mente que existem as turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) e as turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH). Por fim, apresenta-se ainda, no âmbito deste item, a classificação das turbinas eólicas em upwind e downwind.

As **turbinas de arraste** são aquelas onde o vento incide nas pás, empurrando-as, o que faz com que o rotor gire, conforme pode ser observado na Figura 1, que

demonstra um exemplo de uma turbina de arraste conhecida como Turbina Savonius de eixo vertical. Neste tipo de turbina, a velocidade das pás não pode ser superior à velocidade do vento. Assim, geralmente utilizam-se diversas pás de forma a maximizar a área de superfície a ser “arrastada” pelo vento. Como exemplo podemos citar as turbinas utilizadas para o bombeamento de água.

**Figura 1 – Turbina Savonius de eixo vertical**



Fonte: <http://www.pcon-wind.de/>

Por outro lado, as **turbinas de sustentação** utilizam, para projetar as pás da turbina, o conceito dos aerofólios, explicado no item 2.4. Assim, é gerado um diferencial de pressão entre as superfícies superior e inferior desta pá de forma que este diferencial de pressão gera uma Força de Sustentação (*Lift*), responsável pela movimentação do rotor. Todos os conceitos físicos que serão apresentados no decorrer desta dissertação referem-se às turbinas de sustentação uma vez que estas são estas as turbinas utilizadas ao redor do mundo para a conversão da energia eólica em energia elétrica nos parques eólicos. A Figura 2 apresenta uma turbina de sustentação de eixo vertical (Turbina de Darrieus) e a Figura 3 apresenta uma turbina de sustentação de eixo horizontal, tipo de turbina este que atualmente é a tecnologia dominante na geração de energia elétrica a partir da fonte eólica.

**Figura 2 – Turbina Darrieus de eixo vertical**



Fonte: <http://www.turbinaeolica.com.br>

**Figura 3 – Turbina eólica de eixo horizontal com 3 pás**



Fonte: <http://www.ge-energy.com>

As TEEH podem possuir números diferentes de pás. Segundo o Instituto Alemão de Energia Eólica (DEWI), em sua publicação Wind Energy Made in Germany (1998), quanto menor o número de pás mais rápido o rotor gira. Os rotores acionam os geradores elétricos com rotações normalmente elevadas, devendo apresentar rotações altas o possível para reduzir a massa das caixas de transmissão e dos próprios geradores. Porém, aerogeradores comerciais com velocidades de ponta de pá muito altas possuem a desvantagem da emissão de um nível alto de ruído do rotor, dado que o mesmo aumenta com a sexta potência da velocidade da ponta da pá.

A razão para o desenvolvimento dos aerogeradores de uma pá foi a diminuição da massa das máquinas. A alta velocidade rotacional compensaria o pequeno número de pás. Porém, os rotores de uma pá possuem um desbalanceamento aerodinâmico que introduz movimentos adicionais, provoca cargas extras e necessita de construções de eixo complicadas (juntas, amortecedores e etc.) para manter os



movimentos sob controle. Além disso, a alta velocidade de ponta das pás implica em um aumento muito grande dos níveis de ruído, que por serem severamente resistidos pela sociedade, acabaram colaborando para a diminuição da competitividade comercial desse tipo de turbina.

Muitas turbinas eólicas com diâmetros entre 10 e 100m foram projetadas e colocadas em operação na Europa e nos Estados Unidos. Uma lâmina a menos do que as turbinas de três pás deveria reduzir o custo do rotor, mas o comportamento dinâmico do rotor de duas pás apresentou esforços técnicos adicionais que aumentavam novamente os custos totais. Além disso, esses rotores também apresentavam níveis de ruído significativamente superiores aos de turbinas com três pás.

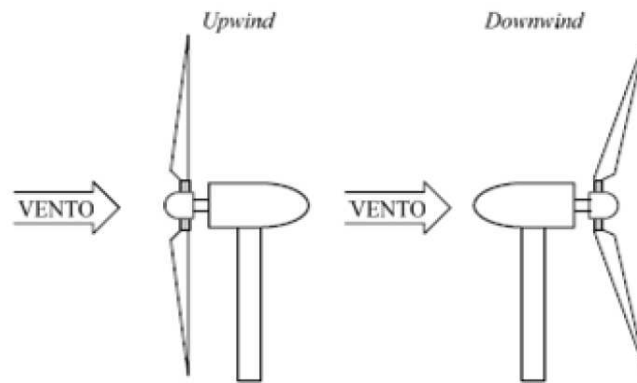
As modernas turbinas eólicas com rotores de três pás são as mais comuns em todo o mundo. Devido à configuração dos esforços mais vantajosa esse tipo de turbina não necessita de componentes caros adicionais como juntas e amortecedores de movimento no eixo. O nível de ruído é relativamente baixo e o rotor desenvolve um movimento de rotação suave, aspectos positivos para a aceitação pública da energia eólica.

Dessa forma, a indústria de energia eólica encontrou nas turbinas eólicas de eixo horizontal com três pás a tecnologia mais eficiente e, conseqüentemente, a mesma se espalhou pelo mundo dominando completamente o mercado, de forma que todas as outras caíram em desuso dando lugar aos, cada vez maiores, aerogeradores de eixo horizontal com três pás. Nesse sentido, as invenções dos últimos anos têm praticamente acontecido no aumento gradual do tamanho e potência dos aerogeradores de eixo horizontal com três pás, sendo essa uma tendência para os próximos passos do setor eólico no mundo.

As turbinas de 3 pás apresentam uma melhor distribuição de peso, sendo, portanto, dinamicamente mais estáveis. Isto, por sua vez, faz reduzir-se as forças mecânicas nos demais componentes da turbina, principalmente, na torre. Adicionalmente, as turbinas de 3 pás apresentam um menor ruído em função da menor velocidade rotacional se comparada às turbinas de 1 ou 2 pás, para um mesmo nível de energia gerada.

Por fim, cabe mencionar que as turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com a posição do rotor em relação à torre (LOPES, 2009). Assim, a turbina pode receber o vento de frente (upwind) ou de trás (downwind), conforme pode ser observado na Figura 4.

**Figura 4 – Turbinas upwind e downwind**



*Fonte: Lopes, A. (2009).*

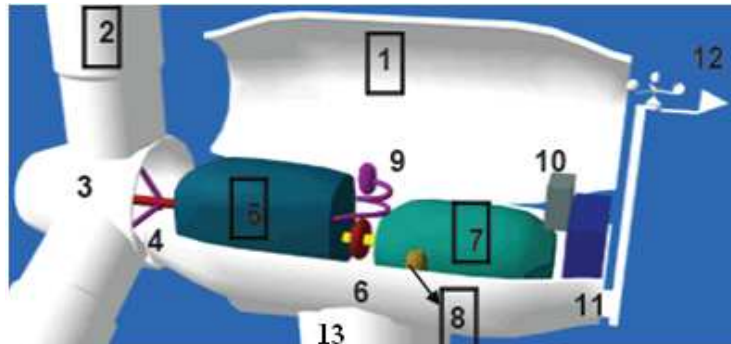
As turbinas downwind possuem a vantagem de não necessitarem de um mecanismo para direcionamento da turbina em relação à direção do vento. Entretanto, esta vantagem é utilizada apenas para turbinas de pequeno porte uma vez que para turbinas de portes maiores, para altas velocidades de vento, existe o risco de colisão das pás com a torre. A principal desvantagem das turbinas downwind é que a torre causa uma turbulência maior no vento, o que por sua vez gera ruídos.

Por outro lado, as turbinas upwind evitam esta interação da torre em relação ao vento, diminuindo assim os ruídos que ocorrem nas turbinas downwind. Entretanto, as turbinas downwind têm como desvantagem uma maior carga nas torres, provocadas pela necessidade de mecanismos para o direcionamento da turbina em relação ao vento uma vez que, neste tipo de configuração, existe pulsações de torque na turbina que são causadas pela passagem periódica das pás pela torre. Apesar desta desvantagem, as turbinas upwind são a tecnologia dominante no mundo.

### 2.1.2. Componentes e Dimensões

De acordo com ALVIM FILHO (2009), os principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal, demonstrados na Figura 5, são:

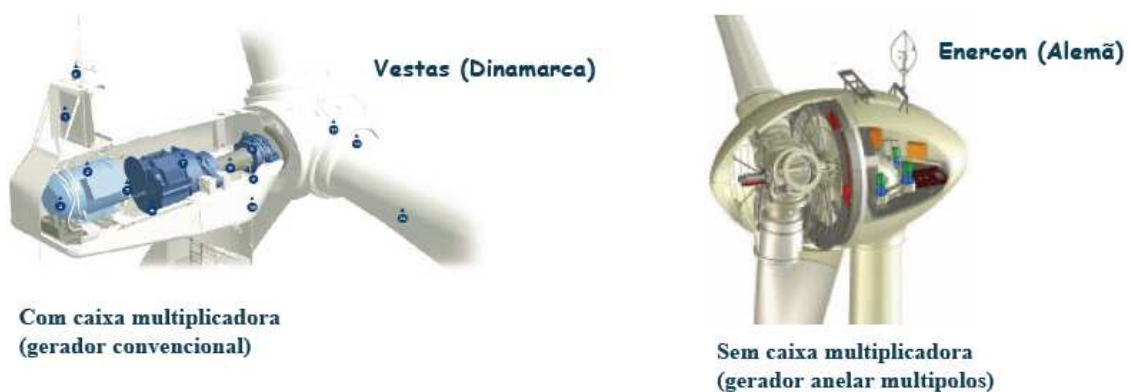
Figura 5 – Principais componentes de um aerogerador



Fonte: Alvim Filho, A. (2009).

1) Nacelle: É o componente, acima da torre, que abriga diversos outros componentes, tais quais o gerador, o sistema de transmissão de potência (eixos, sistemas hidráulicos e etc) e outros. A nacelle pode ter ou não uma caixa de engrenagens multiplicadora, conforme pode ser observado na Figura 6;

Figura 6 – Nacelle com e sem caixa multiplicadora



Fonte: Alvim Filho, A. (2009).

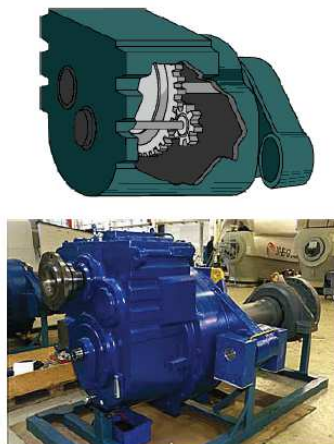
2) Pás: São os aerofólios que capturam a energia do vento e a convertem em energia rotacional no eixo. Normalmente são fabricadas a partir de compostos sintéticos, tais quais plásticos reforçados com fibras de vidro. Também podem ser fabricadas com fibras de carbono, com custos mais elevados, porém com melhores características mecânicas;

3) Cubo: É o componente que recebe as pás, e junto com estas formam o rotor. Transmitem a energia captada pelas pás para o eixo;

4) Eixo: Transfere a energia rotacional para uma caixa multiplicadora, no caso de geradores convencionais, ou então diretamente para o gerador, no caso de geradores multipólos;

5) Caixa de engrenagens (caixa multiplicadora): Aumenta a velocidade do eixo entre o cubo do rotor e o gerador. Cabe mencionar que a velocidade de rotação de um rotor de grande porte<sup>2</sup> é muito baixa (aproximadamente 10-30 rpm) se comparada à velocidade de rotação nominal de geradores elétricos convencionais (usualmente entre 1.200 rpm a 1.800 rpm). Este componente é dispensado no caso de geradores multipólos. A Figura 7 ilustra uma caixa multiplicadora de velocidades;

**Figura 7 – Caixa de engrenagens (multiplicadora)**



*Fonte: Alvim Filho, A. (2009).*

6) Eixo de alta velocidade com freio mecânico<sup>3</sup>;

7) Gerador elétrico: Usa a energia rotacional do eixo para gerar eletricidade via eletromagnetismo (Lei de Faraday), podendo ser convencional (com caixa multiplicadora) ou multipólos (sem caixa multiplicadora);

---

<sup>2</sup> E quanto maior a turbina, menor tende a ser a faixa de velocidade de rotação do rotor.

<sup>3</sup> Freiam a rotação do eixo em caso de sobrecarga de energia ou falha no sistema.

8) Controlador de orientação: Move o rotor (yaw) para alinhá-lo com a direção do vento;

9) Sistema hidráulico;

10) Unidade de controle eletrônico: Monitora o sistema, desliga a turbina em caso de mau funcionamento e controla o mecanismo de ajuste para alinhamento da turbina com o vento;

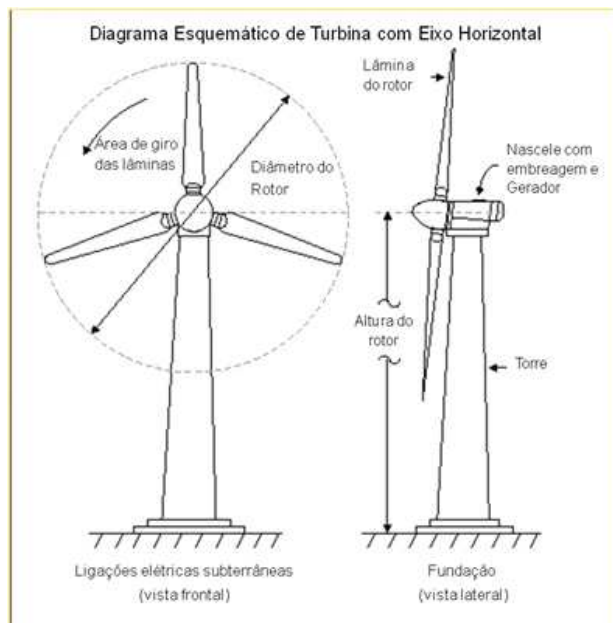
11) Resfriamento;

12) Unidade de medição de direção e velocidade do vento;

13) Torre: Sustenta o rotor e a nacelle. Paralelamente, erguem todo o conjunto a uma altura onde as pás possam girar com segurança e distantes do solo.

Adicionalmente, as principais dimensões de um aerogerador, tais quais o diâmetro e a altura do rotor e a área de giro das pás, são apresentadas na Figura 8, a seguir:

**Figura 8 – Dimensões de um aerogerador**

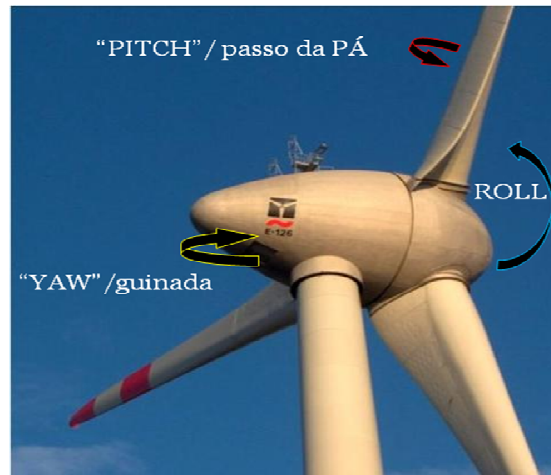


Fonte: [www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)

### 2.1.3. Movimentos da turbina (Yaw, Pitch e Roll)

Não obstante aos eventuais movimentos da torre em função dos esforços estruturais aos quais está submetida, as pás de uma turbina eólica, podem mover-se em relação aos eixos x, y e z, conforme pode ser observado na Figura 9.

Figura 9 – Movimentos de uma turbina eólica



Fonte: Araújo, A. M. (UFPE), 2011.

O movimento de yaw, também conhecido como guinada ou cabeceio, é feito para que a turbina busque a melhor direção do vento em certo momento, de forma que seja captada a máxima potência disponível neste fluxo de ar. O movimento de *pitch* é o movimento de rotação das pás em relação ao seu próprio eixo, de forma a otimizar o ângulo de incidência do fluxo (ângulo de ataque), que será descrito no decorrer desta monografia. O ângulo de roll, por sua vez, é o movimento em relação ao eixo da torre.

## 2.2. Conceitos físicos aplicados

Inicialmente, é importante que o leitor tenha em mente o significado das principais unidades que serão discutidas ao longo desta dissertação. Neste sentido, convém mencionar que: (1) Joule (J) é uma unidade de energia e trabalho no Sistema Internacional de Unidades (SI), que representa o trabalho necessário para exercer uma força de 1 Newton (N) por 1 metro (N.m); (2) Watt (W) é uma unidade de potência (energia produzida ou consumida por unidade de tempo), que representa a transferência de 1 Joule durante 1 segundo e (3) Watt-hora (Wh) é quantidade de energia utilizada para alimentar uma carga com potência de 1 W pelo período de 1 h.

Entendidos as unidades físicas, serão apresentados os conceitos físicos que explicam a geração de energia a partir dos ventos. A energia eólica é a energia cinética contida no movimento de uma massa de ar (vento), conforme pode ser observado na Equação 1:

**Equação 1 – Energia cinética do vento**

$$E_k = \frac{1}{2} m v^2$$

Onde:

$E_k$  = Energia cinética (J)

$m$  = massa de ar (Kg)

$v$  = velocidade desta massa de ar em movimento – vento (m/s)

Esta massa de ar em deslocamento (vento), por sua vez, contém uma potência, ou seja, um fluxo de energia que pode ser definida como a derivada da energia ao longo do tempo, conforme observa-se na Equação 2:

**Equação 2 – Potência contida no vento**

$$P = \dot{E}_k = \frac{dE_k}{dt} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2$$

Onde:

$P$  = Potência do vento (W)

$\dot{E}_k$  = Fluxo de energia (J/s)

$E_k$  = Energia Cinética (J)

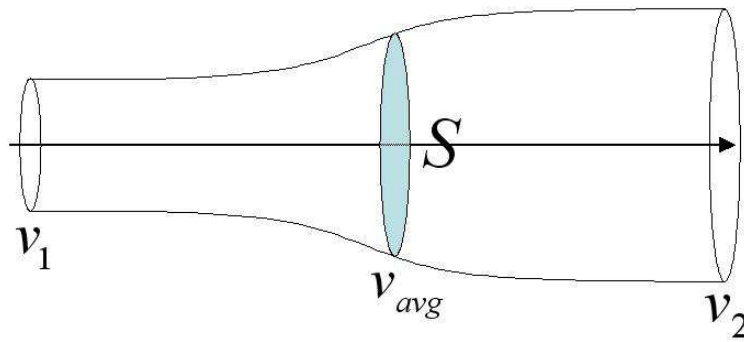
$\dot{m}$  = Fluxo de massa de ar (Kg)

$v$  = velocidade desta massa de ar em movimento – vento (m/s)

$t$  = tempo (s)

O fluxo de massa de ar que atravessa perpendicularmente uma seção transversal de área  $S$  (BETZ, 1966) , conforme pode ser observado na Figura 10, é descrito pela Equação 3.

Figura 10 – Tubo de Betz



Fonte: Betz, A. (1966) Introduction to the Theory of Flow Machines. (D. G. Randall, Trans.).

### Equação 3 – Fluxo de massa de ar

$$\dot{m} = \rho v S$$

Onde:

$\dot{m}$  = fluxo de massa de ar (Kg)

$\rho$  = massa específica do ar ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

$v$  = velocidade desta massa de ar em movimento – vento (m/s)

$S$  = Área da seção transversal

Assim, substituindo-se a Equação 3 na Equação 2, chega-se a conclusão de que a potência contida no vento que atravessa a seção transversal de área  $S$  é:

### Equação 4 – Potência contida no vento (reescrita em função da Equação 3)

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3$$

Onde:

$P$  = Potência do vento (W)

$\rho$  = massa específica do ar ( $\text{kg}/\text{m}^3$ )

$S$  = Área da seção transversal

$v$  = velocidade desta massa de ar em movimento – vento (m/s)

Portanto, através da Equação 4 percebe-se que a potência contida no vento varia com o cubo da velocidade do vento, com a massa específica do ar e com a área  $S$  varrida pelas pás do aerogerador e cortada por este fluxo de massa de ar (vento), área esta que tem uma relação quadrática com o diâmetro do rotor, conforme pode ser observado na Equação 5 (FADIGAS, 2011), para o caso de hélice de eixo horizontal:



### **Equação 5 – Área da seção transversal S em função do diâmetro do rotor**

$$S = \frac{\pi}{4} D^2$$

Onde:

$S$  = área da seção transversal cortada pelo fluxo de ar ( $m^2$ )

$\pi$  = constante adimensional (3,141592 ...)

$D$  = diâmetro do rotor

Através dos conceitos expostos, o leitor deve ter em mente que a energia gerada é altamente sensível (relação cúbica) à velocidade do vento que atravessará as pás do aerogerador, assim como existe uma alta sensibilidade (relação quadrática) em relação ao diâmetro do rotor. Este é o motivo pelo qual deve ter especial atenção à qualidade da medição dos ventos (recurso eólico) no sítio em que se pretende implantar o parque eólico, assim como ajuda a fundamentar o investimento contínuo na busca de torres cada vez mais altas, de forma a permitir a instalação de pás com maiores comprimentos, que ao varrerem uma área maior, extrairão uma potência maior dos ventos.

### **2.3. Potência máxima de extração (limite de Betz)**

Com os conceitos físicos anteriormente expostos, convém agora fundamentar o motivo pelo qual existe um limite teórico para a extração de potência dos ventos, limite este descrito em 1929 pelo físico alemão Albert Betz e atualmente conhecido por limite (ou coeficiente) de Betz.

Inicialmente é importante descrever a Lei da Conservação da Massa em um determinado volume de controle, que fundamenta o fato de o fluxo de massa de ar que entra no rotor ser exatamente ao fluxo de massa que sai deste rotor. Por isso, conforme pode ser observado ilustrativamente na Figura 10 e matematicamente na Equação 6, a área ocupada pelo ar na saída do rotor é maior do que a área por este mesmo ar na entrada do rotor.

### **Equação 6 – Lei da conservação da massa**

$$\dot{m} = \rho S_1 v_1 = \rho S v = \rho S_2 v_2$$

Onde:

$\dot{m}$  = fluxo de massa de ar (Kg)

$\rho$  = massa específica do ar (kg/m<sup>3</sup>)

$v_1$  = velocidade da massa de ar na entrada do rotor (m/s)

$v_2$  = velocidade da massa de ar na saída do rotor (m/s)

$S_1$  = área da seção transversal na entrada do rotor (m<sup>2</sup>)

$S_2$  = área da seção transversal na saída do rotor (m<sup>2</sup>)

$S$  = área da seção transversal no rotor (m<sup>2</sup>)

$v$  = velocidade da massa de ar no rotor (m/s)

Adicionalmente, é importante mencionar que o fluxo de massa de ar na turbina entra com uma velocidade superior à velocidade de saída, e é justamente esta diferença entre a velocidade de entrada de saída que justifica a geração de energia elétrica através da transformação da energia cinética contida nos ventos, que se transforma em energia mecânica rotacional nas pás das turbinas, que por sua vez induzem uma geração de corrente elétrica nas espiras das bobinas do gerador elétrico, fenômeno este que é descrito pela Lei de Faraday.

É intuitivo pensar que, dado que a geração de energia elétrica no gerador está diretamente relacionada à transformação da energia cinética contida nos ventos, então, a potência máxima extraível do vento seria aquela na qual a velocidade de saída do rotor seja nula. Entretanto, caso isto ocorra, haverá um acúmulo de ar na saída do rotor, o que irá interromper o fluxo de ar e, conseqüentemente, a geração de energia elétrica. Entretanto, Betz provou fisicamente que para se obter a máxima potência teórica possível, é necessário que a velocidade na saída do rotor seja exatamente igual a um terço (1/3) da velocidade na entrada do rotor, ou seja, dois terços (2/3) da energia cinética contida na massa de ar que atravessa este rotor seria “capturada” e convertida em energia elétrica.

A potência mecânica que é extraída ( $P_{\text{extraída}}$ ) do fluxo de ar que atravessa o rotor é a diferença entre esta potência na entrada ( $P_{\text{entrada}}$ ) e na saída ( $P_{\text{saída}}$ ) deste rotor. Assim, a potência extraída do vento em uma turbina pode ser descrita através da Equação 7:

### **Equação 7 – Potência extraída do vento em uma turbina**

$$P_{\text{extraída}} = P_{\text{entrada}} - P_{\text{saída}}$$

Substituindo-se a Equação 4 na Equação 7, obtemos a Equação 8:

**Equação 8 – Potência extraída do vento em uma turbina (reescrita em função da Equação 4)**

$$P_{extraída} = \frac{1}{2} \rho S_1 v_1^3 - \frac{1}{2} \rho S v_2^3 = \frac{1}{2} \rho (S_1 v_1^3 - S_2 v_2^3)$$

Adicionalmente, Substituindo-se a Equação 6 na Equação 8, concluí-se que:

**Equação 9 – Potência extraída do vento em uma turbina (reescrita em função da Equação 6)**

$$P_{extraída} = \frac{1}{2} \rho S_1 v_1 (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2)$$

Neste ponto é importante mencionar uma conclusão física, escrita sob a forma da Equação 10, na qual é possível perceber que a velocidade da massa de ar onde a potência mecânica é extraída (rotor) é a média aritmética entre a velocidade da massa de ar, ainda não perturbada, na entrada do rotor, e a velocidade desta massa de ar na saída deste rotor. A prova física desta igualdade não está no escopo deste estudo, mas pode ser entendida ao utilizar os conceitos newtonianos da mecânica clássica de conservação da quantidade de movimento (força que a massa de ar exerce no rotor) e o princípio da ação e reação desta força, pensando-se ainda que a potência extraída, conforme já descrito, é a diferença entre a potência na entrada e na saída do rotor, ou seja, é a derivada da energia ao longo do tempo.

**Equação 10 – Velocidade da massa de ar no rotor**

$$v = \frac{(v_1 + v_2)}{2}$$

Assim, substituindo-se a Equação 10 na Equação 9, obtém-se a Equação 11, a seguir:

**Equação 11 – Potência extraída do vento em uma turbina (reescrita em função da Equação 10):**

$$P_{\text{extraída}} = \frac{1}{2} \left\{ \rho S \frac{(v_1 + v_2)}{2} \right\} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \rho S v_1^3 \left\{ \frac{\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right]}{2} \right\}$$

Através da Equação 11 pode-se determinar um coeficiente de potência do rotor ( $C_p$ ), descrito através da Equação 12, que pode ser entendido como a potência que será extraída do vento em relação à potência contida neste vento.

**Equação 12 – Coeficiente de potência do rotor**

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right]}{2}$$

O coeficiente de potência do rotor ( $C_p$ ) é uma medida de eficiência da turbina eólica uma vez que mede a energia que pode ser produzida na turbina, desprezando-se as perdas tecnológicas, em relação à energia total contida no vento que a atravessa.

Ao se maximizar a função deste coeficiente de potência do rotor ( $C_p$ ), descrita através da Equação 12, conclui-se que a relação entre as velocidades na entrada e na saída do rotor deve ser um terço (1/3), e assim, conclui-se que o valor máximo de  $C_p$  é:

**Equação 13 – Valor máximo de  $C_p$  (Limite de Betz)**

$$C_{p\text{máx}} = \frac{16}{27} = 59,3\%$$

Portanto, conclui-se que o limite teórico para a extração de potência do vento é de 59,3% da energia contida naquele fluxo de massa de ar. Entretanto, cabe ressaltar que, além deste limite físico do vento que foi descrito, existem restrições tecnológicas que fazem com que a potência máxima extraível do vento seja inferior a este limite máximo de 59,3%.

## 2.4. A Lei de Bernoulli e os aerofólios

De acordo com a Lei de Bernoulli, a soma das pressões dinâmica e estática se conserva num escoamento contínuo e sem descolamento. A Lei é demonstrada na mecânica dos fluidos através da Equação 14:

**Equação 14 – Equação de Bernoulli**

$$\frac{\rho v^2}{2} + \rho gh + p = \text{constante}$$

Onde:

$\rho$  – Massa específica do fluido (kg/m<sup>3</sup>);

$v$  – Velocidade do fluido (m/s);

$g$  – Aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>);

$h$  – Altura (m);

$p$  – Pressão (Pa).

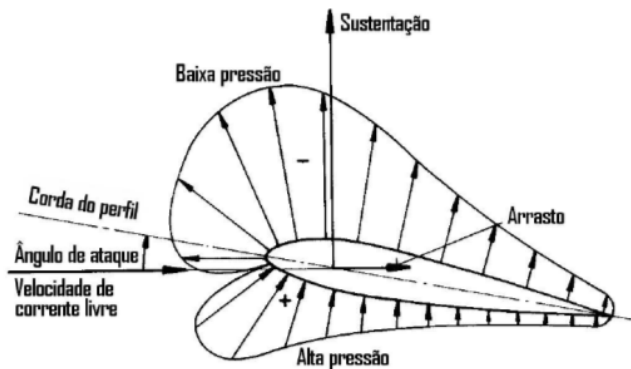
A equação fundamental demonstra que a soma da pressão dinâmica e estática num fluido não viscoso se conserva. Portanto, se existir um aumento da velocidade e, conseqüentemente, da pressão dinâmica, esse aumento será acompanhado por uma diminuição da pressão estática e, caso a velocidade diminua e, conseqüentemente, a pressão dinâmica diminua, essa diminuição será acompanhada de um aumento na pressão estática.

O trajeto das partículas que passam o aerofólio pode ser mais longo em um de seus lados do que no outro. Para que o escoamento do fluido seja contínuo e sem descolamento, as partículas de fluido que passam pelo lado mais longo devem ter maior velocidade que as partículas que passam pelo lado menos longo, de forma que alcancem o bordo de fuga ao mesmo tempo, caracterizando um escoamento contínuo.

De acordo com a Lei de Bernoulli, a soma das pressões dinâmica e estática se conserva. Logo, o lado mais longo, no qual as partículas têm maior velocidade, torna-se uma região de baixa pressão e o lado menos longo, no qual as partículas têm menor velocidade, torna-se uma região de alta pressão. Esse diferencial de pressão produz a Força de Sustentação (*Lift*), cuja direção é perpendicular à direção da velocidade do escoamento e o sentido é do lado de maior pressão para o lado de menor pressão. Para que exista um lado com trajeto mais longo e outro mais curto para as partículas atravessarem, o perfil deve ter uma inclinação em relação à direção

do escoamento. Esse ângulo de inclinação da seção em relação ao escoamento é chamado Ângulo de Ataque (Angle of Attack - AOA). Adicionalmente, além da Força de Sustentação (*Lift*), em um aerofólio inserido em um escoamento, atua também uma força de resistência, denominada Força de Arrasto (*Drag*), cuja direção é a mesma da velocidade do escoamento e o sentido é contrario ao sentido do movimento do *foil* no escoamento (MELO, 2011). As forças descritas podem ser observadas na Figura 11, a seguir:

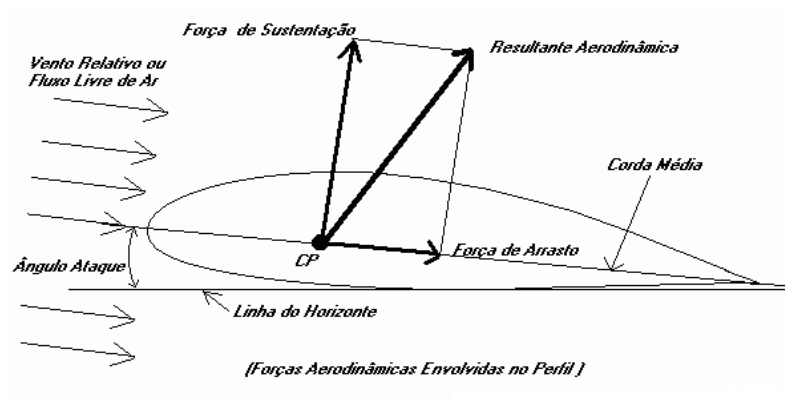
**Figura 11 – Forças atuantes em um aerofólio**



Fonte: DEMM – FENG – PUCRS.

A força resultante que atua num perfil sendo atravessado por um escoamento é a soma vetorial da Força de Sustentação (*Lift*) e da Força de Arrasto (*Drag*), conforme pode ser observado na Figura 12, a seguir:

**Figura 12 – Força Resultante em um aerofólio**



Fonte: Lopes, D.P. Glauco (2009).

Entendido o conceito físico das forças atuantes em um aerofólio, é possível agora entender o princípio de funcionamento de uma turbina eólica, onde as pás eólicas podem ser entendidas como um aerofólio e, assim, o seu movimento é gerado a partir da Força de Sustentação (*Lift*) descrita na Figura 12, gerada através da diferença de pressão nas partes superiores (baixa pressão) e inferiores (alta pressão) da pá.

Adicionalmente, os perfis podem ser **simétricos ou assimétricos**. Quando um perfil objetiva produzir Força de Sustentação para os dois lados, como lemes de navios, por exemplo, ele deve ser simétrico e a força será gerada apenas pelo ângulo de ataque, ou seja, se não houver um ângulo de ataque do perfil em relação ao escoamento não aparecerá a Força de Sustentação. Porém, quando o perfil simétrico assumir um ângulo de ataque, as partículas encontrarão de um lado um trajeto mais longo que do outro lado, fazendo assim surgir o *Lift*. Dessa forma, a eficiência de geração de *Lift* para os dois lados será igual. Quando um perfil busca gerar *Lift* apenas para um dos seus lados, como as asas de avião e as pás dos aerogeradores, por exemplo, que giram sempre no mesmo sentido, ele é projetado de forma assimétrica, de maneira que, mesmo sem assumir um ângulo de ataque em relação ao escoamento, será produzido um *Lift*, pois a assimetria impõe as partículas um trajeto mais longo em um dos lados mesmo quando não existe ângulo de ataque. Para que não seja produzida uma Força de Sustentação em um perfil assimétrico é necessário que este tenha um ângulo de ataque negativo de forma a gerar um equilíbrio e, conseqüentemente, uma força de sustentação nula.

## **2.5. Aerodinâmica aplicada às turbinas eólicas**

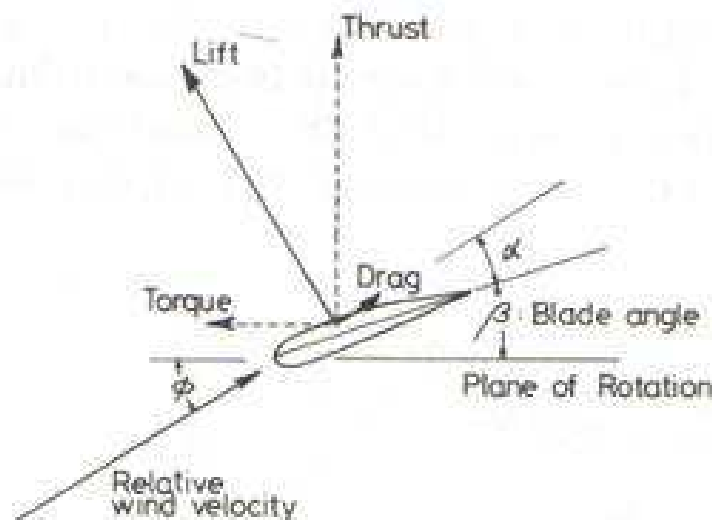
Nesta seção são apresentados os principais conceitos sobre a aerodinâmica aplicada às turbinas eólicas, tais quais os ângulos relevantes importantes para se entender estes conceitos aerodinâmicos, as dimensões de um aerofólio e a velocidade relativa do vento sentida por uma seção de uma pá eólica. Paralelamente, demonstra-se como a velocidade do vento varia em função da altura, e, neste momento, é importante apresentar o conceito de camada limite. Posteriormente, o capítulo apresenta os conceitos envolvidos em regimes de escoamento laminares e turbulentos.

Prossegue-se demonstrado o motivo pelo qual as pás eólicas apresentam uma torção ao longo do seu eixo longitudinal. Posteriormente, apresenta-se o conceito do *Tip Speed Ratio (TSR)* e, por fim, as turbinas eólicas são classificadas de acordo com o seu tipo de controle aerodinâmico de potência (*Stall ou Pitch*).

### 2.5.1. Ângulos relevantes na aerodinâmica das pás

Nas turbinas eólicas, as pás são arranjadas de modo a fazer um ângulo controlado com a velocidade relativa do vento (MELO, 2011). Neste sentido, cabe mencionar os principais ângulos relevantes no projeto de turbinas eólicas, apresentados na Figura 13.

Figura 13 – Ângulos relevantes em turbinas eólicas



Fonte: Melo, T. (2011).

$\beta$  - Ângulo de pá ou *Pitch*: É o ângulo entre a direção do plano da pá com a direção do plano de rotação.

$\alpha$  - Ângulo de Ataque (*Angle of Attack - AOA*): Ângulo que mede a diferença entre a direção de  $W$  (vento relativo) e a seção longitudinal do eixo do aerofólio.

$\phi$  - Ângulo de escoamento: É a soma dos ângulos  $\alpha$  e  $\beta$  e consiste no ângulo entre a direção entre o vento relativo  $W$  e o plano de rotação do rotor.

Após o entendimento dos ângulos relevantes na aerodinâmica das pás, é possível compreender o que ocorre na fase de partida de rotação de uma turbina eólica, assim como qual seria uma velocidade normal de trabalho, conforme descrito a seguir.

Na fase de partida o rotor estaria parado. Neste caso, a velocidade do vento relativa à pá ( $W$ ) fica na mesma direção do vento não perturbado ( $V_{\infty}$ ). O ângulo ( $\Phi =$  ângulo de fluxo =  $\alpha + \beta$ ) entre  $W$  e o plano de rotação é de  $90^\circ$ . Maior parte da pá está na condição de *Stall* (grande  $\alpha$ ).



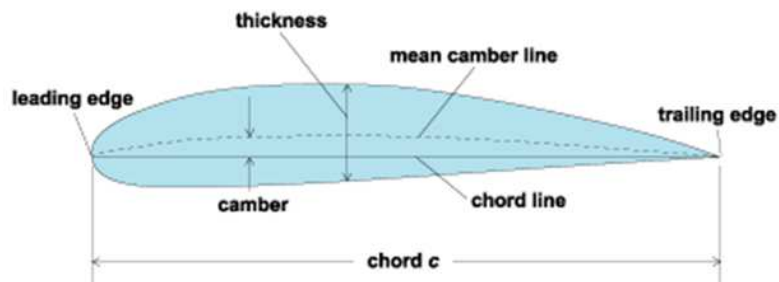
Quando a velocidade do rotor aumenta,  $\Phi = \alpha + \beta$  decresce ( $\alpha$  diminui). O torque ( $Tq$ ) atinge o valor máximo e a potência extraída alcança o máximo.

Se a velocidade do rotor é aumentada, a potência decresce devido a ( $\alpha$ ) ficar negativo sobre parte da pá de modo que o *Lift* atua para retardar o rotor.

### 2.5.2. Dimensões de um aerofólio

A Figura 14 apresenta as dimensões que caracterizam a seção transversal de um aerofólio (MELO, 2011). São elas: Corda (*Chord*), Espessura (*Thickness*) e Curvatura (*Camber*). A parte frontal da seção, que entra em contato primeiro com o ar, “cortando-o”, é denominada Bordo de Ataque (*Leading Edge*) e a parte no outro extremo, por onde o ar se dissipa, é o Bordo de Fuga (*Trailing Edge*).

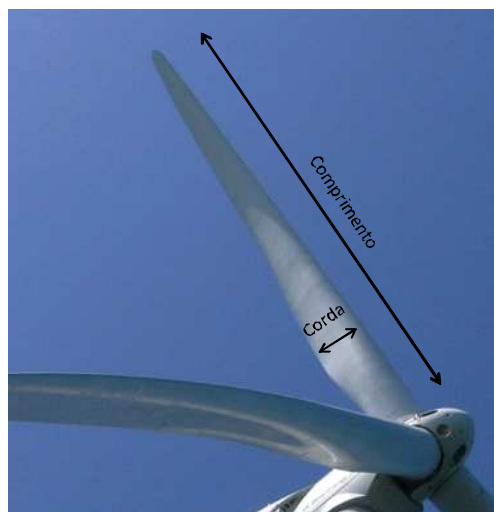
Figura 14 – Dimensões de um aerofólio



Fonte: Melo, T. (2011).

Outra dimensão importante é a Comprimento (*Span*), demonstrado na Figura 15, que é uma dimensão perpendicular ao escoamento.

Figura 15 – Dimensões de um aerofólio (Comprimento)



Fonte: Próprio autor.

Adicionalmente, é importante mencionar que, segundo a Teoria do Elemento de Pá (*Blade Element Momentum Theory*), a razão entre o comprimento de uma pá (*span*) e a sua corda (*chord*), denominada Aspect Ratio (MANEN J.D. e OOSSANEN P.), é um importante indicador para determinar as dimensões ideais de uma pá de forma a se maximizar a geração de Força de Sustentação (Lift) e uma consequente otimização na extração de potência do vento. Isto ocorre pois, com o aumento do valor do Aspect Ratio (AR), a distribuição do Lift ao longo da pá tende a ser mais uniforme. Quando o valor de AR tende a infinito, o fluxo sobre as seções da pá tende a ser bidimensional e, conseqüentemente, não existe o denominado “efeito spilling” nos bordos da pá. Quando o valor do AR possui um valor finito, ocorre o “efeito spilling” e, nestes pontos, a Força de Sustentação cai a zero.

Neste sentido, convém mencionar que, conforme pode ser observado na Figura 15, a corda da ponta da pá tende a ser menor e arredondada de forma a minimizar as perdas de ponta de pá, cujo entendimento mais detalhado foge ao escopo deste estudo.

### **2.5.3. Velocidade relativa do vento**

Quando um aerofólio se move no ar parado, nele atuam forças de *Lift* e *Drag*. Isso seria idêntico se o aerofólio estivesse parado em um fluxo de ar com  $V_{\infty}$  (velocidade do vento não perturbado). Se, adicionalmente, existir uma velocidade de vento  $V_{\infty}$  na direção perpendicular ao plano do movimento do aerofólio, então sobre ele terá uma velocidade de vento relativa, denominada  $W$ , que será a soma vetorial da velocidade real do vento não perturbado ( $V_{\infty}$ ) e a velocidade rotacional da pá em relação ao ar ( $\Omega r$ ). Neste sentido, convém mencionar que, quando a pá de uma turbina se move, cada setor da pá se moverá com uma velocidade relativa ao ar ( $\Omega r$ ). Onde:

$\Omega$  - a velocidade angular do rotor (rad/s);

$r$  - distância do setor a partir do eixo do rotor (m).

Portanto, o Ângulo de Ataque (*AOA*), que mede a diferença entre a direção de  $W$  (vento relativo) e a seção longitudinal do eixo do aerofólio, conforme descrito no item 2.5.1, varia para cada seção da pá de acordo com a distância desta seção, do hub à ponta desta pá.

#### **2.5.4. Movimento dos fluídos**

Segundo FOX, ROBERT W., os dois aspectos da mecânica dos fluidos mais difíceis de se tratar são: (1) a natureza viscosa dos fluidos e (2) a sua compressibilidade. No âmbito desta dissertação, também é importante mencionarmos o regime de escoamento laminar e turbulento.

Um corpo em movimento em um fluido experimenta o arrasto aerodinâmico. Como exemplo, ao se jogar uma bola para cima, além do efeito da gravidade, esta bola experimentará também o referido efeito de arrasto. Num primeiro momento, podemos concluir que o arrasto ocorre em função do atrito do ar escoando sobre a bola (forças viscosas). Entretanto, a viscosidade do ar é muito pequena, e, portanto, o arrasto, neste caso, não é primordialmente explicado pelo atrito, mas sim por algum outro fator. Este fator reside nas forças de pressão consequentes, neste exemplo, do aumento da pressão na região frontal da bola à medida que ela empurra o ar para fora do seu caminho.

Podemos estimar se as forças viscosas são ou não desprezíveis em comparação com as forças de pressão através do número de Reynolds, conforme Equação 15, a seguir:

#### **Equação 15 – nº de Reynolds**

$$Re = \frac{\rho V L}{\mu}$$

Onde:

$Re$  = nº de Reynolds

$\rho$  = massa específica do ar

$V$  = velocidade do escoamento

$L$  = comprimento de referência

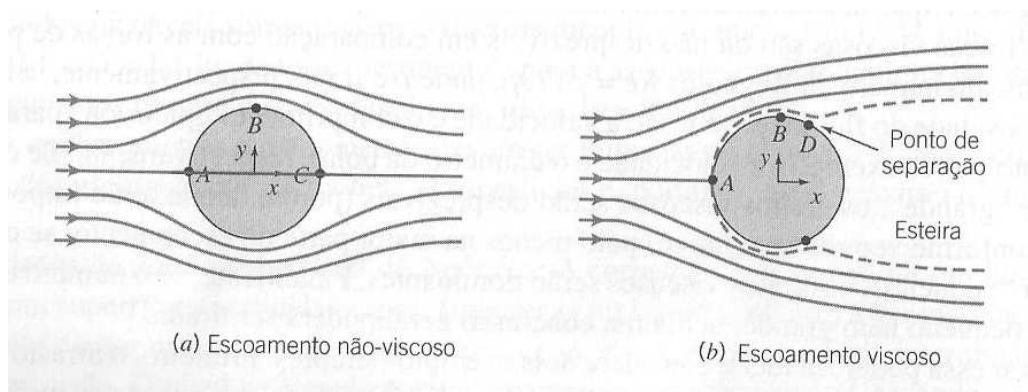
$\mu$  = viscosidade dinâmica do fluido

Se o número de Reynolds for “grande”, os efeitos viscosos serão desprezíveis. Se o número de Reynolds for “pequeno”, os efeitos viscosos serão dominantes. Concluí-se, portanto, que não basta focar apenas na viscosidade do fluido para determinar se o escoamento é ou não dominado pelo atrito. É preciso analisar o sistema completo do escoamento, analisando-se o número de Reynolds.

A Figura 16.a apresenta um escoamento não-viscoso. É possível observar que as linhas de corrente são simétricas da frente para trás da bola. As velocidades nos pontos A e C são relativamente baixas, e, assim, conforme exposto no item 2.4, a

pressão nestes pontos é alta. No ponto B a velocidade é alta e, conseqüentemente, a pressão é baixa. A distribuição de pressões é simétrica de frente para trás, não existindo força líquida de arrasto devido à pressão. Como se trata de um fluido não-viscoso, também não existe arrasto devido ao atrito. É daí que surgiu o famoso paradoxo D'Alambert (1752), qual seja: em termos teóricos, a bola então não sofre arrasto; entretanto, esta conclusão não condiz com que se observa experimentalmente na realidade. Neste sentido, Prandtl (1904) encontrou uma resposta para o paradoxo descrito por D'Alambert, sugerindo que, embora o atrito seja desprezível para escoamentos com altos valores de número de Reynolds, existirá sempre uma camada limite delgada, na qual o atrito é de fato significativo. Através desta camada limite, a velocidade aumenta rapidamente de zero, na superfície, até o valor previsto pela teoria do escoamento não-viscoso, sobre a borda externa desta camada limite. A Figura 16.b ilustra o que foi explicado.

**Figura 16 – Escoamento não-viscoso (a) e viscoso (b)**



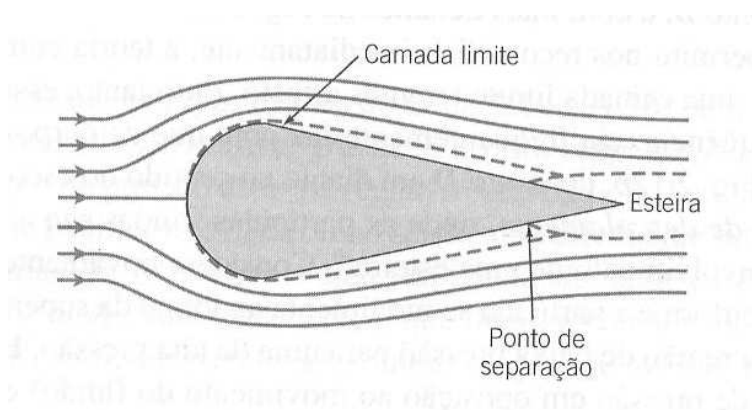
Fonte: Fox, Robert. W. (2006).

Adicionalmente, convém mencionar que esta camada limite ajuda a explicar uma outra importante consequência, extremamente relevante quanto do projeto do layout de parques eólicos (micrositing). Trata-se do efeito esteira, que também é composto pelo efeito de movimento rotacional do fluido na descarga de uma turbina eólica, por exemplo. O ponto D, na Figura 16.b mencionada anteriormente, é um ponto de separação (ou descolamento), onde as partículas fluídas são afastadas da superfície do objeto causando o desenvolvimento de um esteira. Esta esteira terá sempre uma pressão relativamente baixa, enquanto que o ar à frente da esfera possuirá ainda uma pressão relativamente alta e, como consequência, surgirá um considerável arrasto de pressão (ou arrasto de forma).

Em aerodinâmica, a força de arrasto é devida, em geral, à esteira de baixa pressão. Neste sentido, convém mencionar que a forma do corpo tem papel

fundamental na característica da esteira formada, e, conseqüentemente, na força de arrasto. No caso da descarga em turbinas eólicas busca-se minimizar esta esteira. Assim, diminui-se a força de arrasto sobre a turbina e, adicionalmente, minimiza-se a perturbação do fluxo de ar que porventura será aproveitado em uma outra turbina, localizada no sentido da descarga da tubina mencionada. Observe a Figura 17, onde a esfera utilizada até aqui como exemplo ganha agora um formato no qual as linhas de corrente se abrem gradualmente, de modo que o gradiente de pressão aumente lentamente por uma extensão em que as partículas não serão forçadas a se separar do objeto até quase atingirem o seu final, reduzindo consideravelmente a esteira formada na descarga do movimento do fluido sobre este corpo.

**Figura 17 – escoamento viscoso com menor efeito esteira em função da forma**



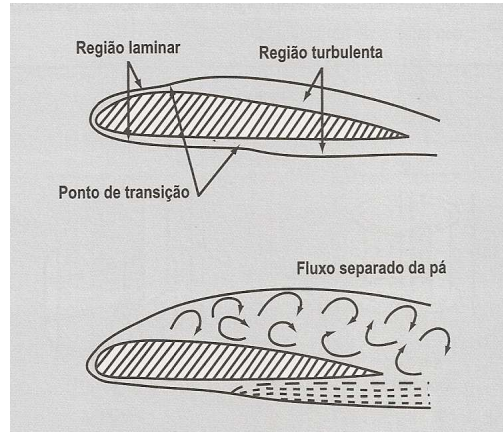
*Fonte: Fox, Robert. W. (2006).*

Um outro ponto importante a ser mencionado refere-se ao tipo de regime do escoamento, quais sejam: laminar ou turbulento, conforme pode se observar na Figura 18. Segundo CUSTÓDIO (2007), pode haver uma transição entre o regime laminar e turbulento em algum ponto da seção do aerofólio, conforme observa-se na parte superior da Figura 18. No ponto de transição, o escoamento tende a deixar de ser laminar (fino e bem orientado) e a passa a ser turbulento (mais espesso e desordenado). De acordo com a Teoria da Mecânica dos Flúidos, no caso básico de um escoamento paralelo a uma placa plana. Esta transição ocorre a partir de um valor crítico de número de Reynolds igual a  $5 \times 10^5$ . Ademais, segundo Manen J.D. e Oossanen P. (1989), este ponto de transição ao longo da seção do aerofólio depende do número de Reynolds.

Adicionalmente, conforme pode ser observado na parte inferior da Figura 18, um alto ângulo de incidência do fluxo pode fazer com que exista um descolamento da

pá muito próximo ao bordo de ataque, o que exemplifica um caso crítico de diminuição significativa da transferência de potência, fenômeno este conhecido como *Stall*.

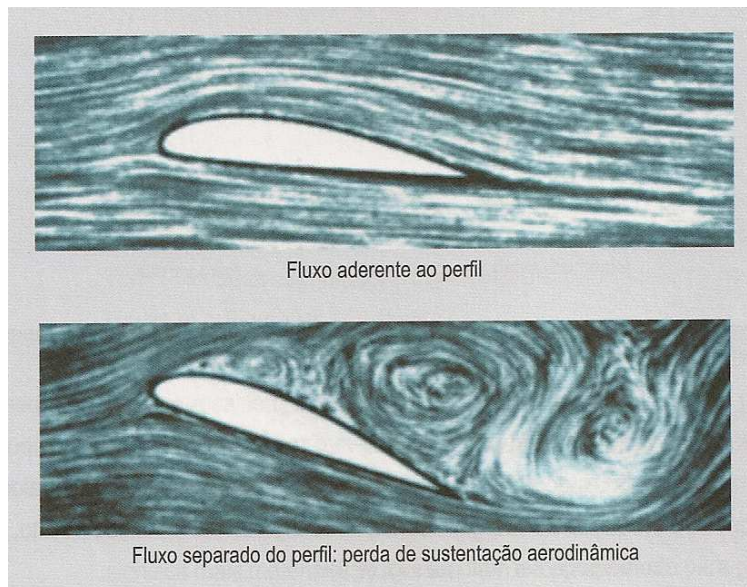
**Figura 18 – Fluxo de ar no perfil de uma pá eólica (regime laminar e turbulento)**



Fonte: Custódio, R. (2007).

A parte superior da Figura 19 ajuda a exemplificar um fluxo aderente à uma pá eólica e a parte inferior desta figura exemplifica um fluxo descolado da pá, gerando uma perda de sustentação aerodinâmica (*Lift*), ou seja, uma perda de transferência da potência do vento (*Stall*).

**Figura 19 – Fluxo de ar no perfil de uma pá eólica (fluxo aderente e separado)**



Fonte: Custódio, R. (2007).

Esta perda de sustentação em função do descolamento do escoamento é um fenômeno denominado Estol (*Stall*), que pode ocorrer, por exemplo, nas asas de um

avião. No caso de turbinas eólicas, o Estol na maioria das vezes também é um efeito indesejável à medida que diminui a transferência da potência do vento, embora o fenômeno possa ser usado em prol do controle aerodinâmico de potência, conforme será exposto no item 2.5.8.1.

Por fim, convém mencionar que um escoamento pode ser classificado como compressível ou incompressível. Segundo FOX, ROBERT W., escoamentos nos quais as variações na massa específica são desprezíveis denominam-se incompressíveis e escoamentos nos quais as variações de massa específica não são desprezíveis, o denominam-se compressíveis. O escoamento de um gás é um exemplo de escoamento compressível e o escoamento de um líquido é compreendido como incompressível.

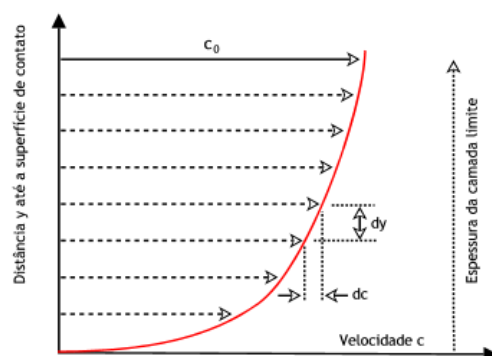
### ***2.5.5. A camada limite e a variação do vento em função da altura***

Conforme mencionada no item 2.5.4, como qualquer outro fluido, o ar tem uma viscosidade. Embora a viscosidade do ar seja relativamente reduzida se comparada com outros fluidos, ela é suficiente para que haja aderência entre moléculas em relação à superfície sólida à qual escoam.

De acordo com a Teoria da Mecânica dos Fluidos, um fluido, ao entrar em contato com uma superfície sólida, apresenta uma tendência de aderir e escoar “colado” a essa superfície. A tendência de um fluido escoar “colado” a uma superfície deve-se a esta propriedade dos fluidos denominada viscosidade. Isto ocorre principalmente porque existem forças de atração que mantêm as moléculas do fluido unidas, forças estas conhecidas como "Forças de van der Waals".

As camadas de ar afetadas pelos efeitos da viscosidade na superfície do corpo sólido com o qual interagem vão sendo desaceleradas, tendo velocidade nula no ponto de contato com a superfície e aumentando à medida que a distância da superfície aumenta, até o ponto em que uma molécula de ar, mais afastada, não sofre mais a interação das moléculas de ar vizinhas que estão sendo desaceleradas pelas demais em função da viscosidade. Esta camada de escoamento perturbado, ilustrada na Figura 20, denomina-se "camada-limite" (boundary layer).

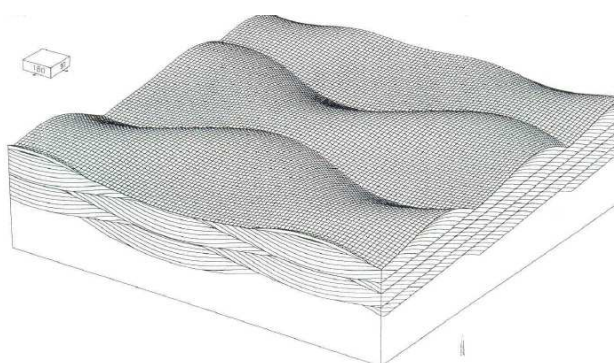
**Figura 20 – Camada limite de um fluido viscoso**



Fonte: <http://www.mspc.eng.br/>

Portanto, o conceito de camada limite, além de fundamentar o efeito esteira, citado no item 2.5.4, também ajuda a explicar a variação da velocidade e da direção do vento em função da altura em relação ao solo e da rugosidade desta superfície. Neste sentido, a camada limite pode apresentar um comportamento particular que deve ser levado em conta quando do mapeamento dos melhores sítios para a construção de um parque eólico já que afetam diretamente a velocidade e eventualmente a direção do vento, e, conseqüentemente, a produção de energia elétrica. A Figura 21 exemplifica um terreno de superfície complexa (duna de crista sinuosa). No caso da implantação de aerogeradores sobre esta superfície, o estudo sobre a velocidade e direção do vento na altura do rotor demandaria uma análise mais complexa do que o mapeamento destas características no caso de uma superfície menos “rugosa”.

**Figura 21 – Terreno de superfície complexa**



Fonte: Almeida, R..

Convém destacar ainda que, segundo CUSTÓDIO, com o aumento da altura, altera-se não apenas a velocidade do vento, mas também a sua direção. Entretanto, se considerarmos alturas compatíveis com as dimensões de um aerogerador, esta



variação de direção é tão pequena que pode ser considerada como desprezível, exceto em casos de terrenos muito complexos.

Por fim, é importante mencionar que velocidade do vento em função da altura do solo pode ser calculada através de dois modelos de análise do comportamento da camada limite atmosférica: logarítmico e exponencial. Entretanto, não faz parte do escopo desta dissertação a apresentação destes dois modelos, embora é importante que o leitor tenha em mente que a velocidade do vento varia em função da altura do solo em função da influência da camada limite, de forma a entender a complexidade envolvida no mapeamento do potencial de geração eólica.

### **2.5.6. Torção nas pás**

Conforme demonstrado no item 2.5.3, a direção de  $W$  (vento relativo) é a soma vetorial das duas componentes perpendiculares, velocidade do vento e o produto da velocidade angular pelo raio da seção. Essa segunda componente varia em função da distância ao eixo do rotor representada pelo raio. Isso significa que cada seção de uma pá tem um ângulo de ataque e que ele vai aumentando da ponta da pá para o hub.

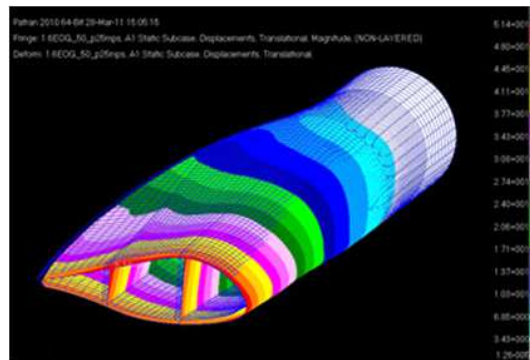
Ângulos de ataque excessivos podem trazer efeitos indesejáveis como o descolamento do fluxo que diminui a geração de *Lift*, efeito conhecido com *Stall*, além de causar fadiga do material das pás. O item 2.5.4 trata de fluxos laminares e turbulentos, e assim ajuda a entender o efeito de descolamento citado neste parágrafo.

Uma forma de diminuir esses efeitos indesejáveis é que a pá seja projetada com uma torção ao longo de seu eixo longitudinal. Sendo assim, todas as seções das pás poderiam estar mais próximas do ângulo de ataque ideal. Caso contrário, um ponto de uma pá que estivesse situado perto do hub poderia ter um ângulo de ataque alto enquanto um outro ponto, próximo da ponta desta mesma pá, poderia ter um ângulo de ataque demasiadamente pequeno de forma que a extração de potência do vento não seria otimizada.

Portanto, a torção na pá tende a evitar grandes diferenças de ângulo de ataque ao longo do comprimento da pá, buscando-se uma configuração que tente otimizar os ângulos de ataques ideais para cada ponto da pá. Isso diminui os efeitos indesejáveis dos ângulos de ataque excessivos e aumenta a eficiência da pá na geração de *Lift*, uma vez que as partes que gerariam pouco *Lift* foram replanejadas de forma que a pá gera *Lift* ao longo de todo o seu comprimento.

Portanto, uma pá bem desenhada apresenta um formato torcido estreitado do hub até a ponta, conforme pode se observar na Figura 22, de forma a: (1) facilitar a partida a baixas velocidades de vento; (2) oferecer alto desempenho à altas velocidades e (3) fornecer um baixo nível de ruído.

**Figura 22 – Torção na pá eólica**



Fonte: [www.impsa.com](http://www.impsa.com)

### **2.5.7. Tip Speed Ratio**

A eficiência do rotor é representada em termos de um fator adimensional  $\lambda$ , conforme pode ser observado na Equação 16, a seguir:

#### **Equação 16 – Tip Speed Ratio**

$$\lambda = \omega R / V_{\infty}$$

Onde:

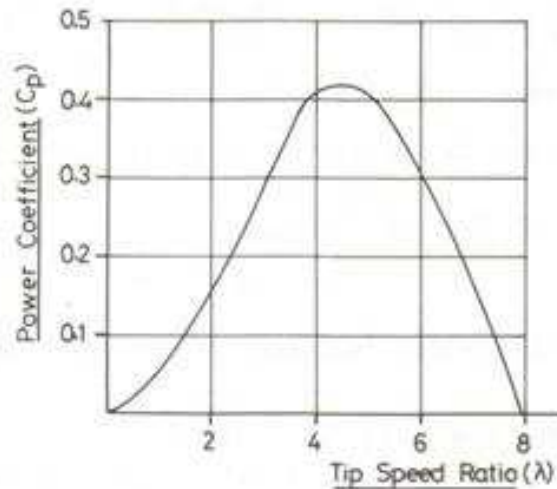
$\lambda$  – Razão de velocidades na pá ou *Tip Speed Ratio (TSR)*;

$\omega R$  - Velocidade tangencial de ponta de pá (Rad.m/s);

$V_{\infty}$  - Velocidade do vento não perturbado incidente na turbina (m/s) .

Cabe ressaltar que a avaliação do desempenho do rotor deve considerar simultaneamente o fluxo de ar pelo rotor e as forças nas pás devido ao fluxo. Conhecidas as características dos aerofólios das pás, um valor do *Tip Speed Ratio (TSR)* é escolhido. O ângulo de pá ( $\beta$ ) ótimo e o comprimento de corda total podem ser obtidos para cada valor de raio ( $r$ ) junto com a potência e o torque produzidos pelo rotor. Os resultados podem ser expressos em termos de  $C_p$  (Coeficiente de potência adimensional). Uma curva típica de  $C_p \times \lambda$  é apresentada no Gráfico 1:

**Gráfico 1 – Power Coefficient x Tip Speed Ratio**



*Variation of the power coefficient with the tip speed ratio*

Fonte: Melo, T. (2011).

Se o rotor girar devagar será pequena a perturbação induzida no escoamento pelo movimento do rotor. Porém, se o rotor girar muito depressa, o vento encara-o como uma parede. Desta constatação, nota-se que a velocidade de rotação deverá ser compatibilizada com a velocidade do vento, de forma a obter a máxima eficiência de conversão, isto é, um coeficiente de potência  $C_p$  máximo. Tal consonância não é possível nos sistemas eólicos em que o gerador está diretamente ligado à rede de frequência fixa, que impõe, no caso do gerador assíncrono, uma velocidade aproximadamente constante. A consequência é que estes sistemas operam muitas vezes em regimes de funcionamento não ótimos.

### **2.5.8. Controle aerodinâmico de potência**

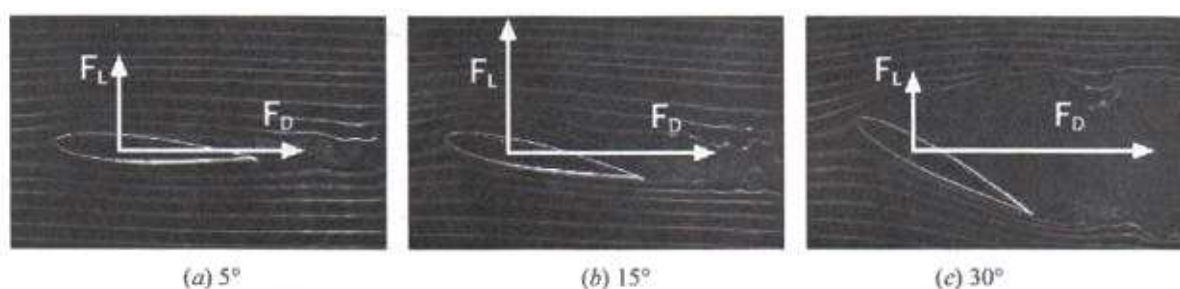
É necessário se limitar a potência fornecida pela turbina eólica para valores acima da velocidade nominal do vento, que ocorrem um número limitado de horas por ano. Esta tarefa de regulação pode ser efetuada por meios passivos, isto é, desenhando o perfil das pás de modo a que entrem em perda aerodinâmica – *Stall* – a partir de determinada velocidade do vento, sem necessidade de variação do passo, ou por meios ativos, isto é, variando o passo das pás – *Pitch* – do rotor.

### 2.5.8.1. Turbinas do tipo Stall

As turbinas *Stall* têm as pás fixas, ou seja, não rodam em torno de um eixo longitudinal. A estratégia de controle de potência neste tipo de turbina se assenta nas características aerodinâmicas das pás do rotor, que são projetadas para entrar em perda a partir de uma determinada velocidade do vento. Uma vez que as pás estão colocadas a um dado ângulo de passo fixo, quando o ângulo de ataque aumenta para além de um determinado ângulo, a componente de sustentação diminui, ao mesmo tempo em que as forças de arrasto passam a ser dominantes. O ângulo de ataque aumenta quando a velocidade do vento aumenta, porque o rotor roda a uma velocidade constante.

Conforme pode ser observado na Figura 23, com o aumento do ângulo de ataque de 5° (a) para 15° (b), há um aumento da Força de Sustentação – Lift ( $F_L$ ). Entretanto, com o aumento do ângulo de ataque para 30° (c), este ângulo passa a ser excessivo de forma que haverá um descolamento do fluxo e a consequente perda de sustentação, conforme já fora exemplificado na Figura 19 desta dissertação.

Figura 23 – Descolamento do fluxo



Fonte: Araújo, A. M. (UFPE).

No Controle de *Stall* passivo as pás são fixas no ângulo de passo que é escolhido de forma que, quando  $V > V_{\text{nominal}}$ , o fluxo em torno do perfil da pá descola, reduzindo o *Lift* e aumentando o *Drag*.

Para evitar que o efeito *Stall* ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, reduzindo muito a Sustentação, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que levam a um suave desenvolvimento do *Stall*.

Como vantagens das turbinas do tipo *Stall*, podemos destacar a inexistência da necessidade de um sistema de controle de passo, além da estrutura do rotor mais simples e um menor número de peças moveis (menor manutenção).

#### 2.5.8.2. Turbinas do tipo Pitch

As turbinas *Pitch* têm a possibilidade de rodar a pá em torno do seu eixo longitudinal, isto é, variam o ângulo de passo das pás ( $\beta$ ), conforme pode-se observar na Figura 13.

No controle de passo, sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal. Elas mudam o seu ângulo de passo para aumentar o ângulo de ataque. Este aumento do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência do vento. Para todas as velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que o aerogerador produza apenas a potência nominal. Neste caso de velocidades de vento acima da nominal, a curva de potência das turbinas do tipo *Pitch* é mais regular do que a curva de potência das turbinas do tipo *Stall*.

Como vantagens das turbinas do tipo *Pitch*, podemos destacar a maior produção de energia, a partida simples do rotor pela mudança de passo, o fato de não necessitar de fortes freios para paradas de emergência e o decréscimo da carga das pás do rotor com ventos acima da potência nominal.

Nas turbinas do tipo *Pitch*, o sistema de controle do passo da pá ajusta o ângulo ( $\beta$ ), tornando possível controlar o valor de  $C_p$ . Este controle só se encontra ativo quando a turbina entra na zona de potência constante, ou seja, para valores da velocidade do vento superiores à velocidade nominal do vento (tipicamente é acima dos 13-14 m/s).

Teoricamente seria possível manter o valor de  $\lambda$  no seu valor ótimo (valor de  $\lambda$  para o qual  $C_p$  é máximo), controlando a velocidade do rotor da turbina em função da velocidade do vento, através do controle do ângulo do passo das pás do rotor. Contudo, verifica-se que o tempo de resposta do sistema de controle do passo das pás do rotor é demasiadamente elevado para acompanhar as variações de velocidade do vento.

Quando a velocidade do vento está abaixo do valor médio (em geral 13m/s), a pá permanece com toda a sua superfície exposta ao vento, captando o máximo da energia cinética. Quando a velocidade do vento é superior à 13m/s, não é necessário que a pá esteja frontalmente oposta ao vento para captar o máximo de energia. Ela gira alguns graus, sofrendo menos pressão e desgaste. Quando a velocidade do vento está acima dos limites especificados de segurança para a máquina, a pá fica com o perfil posicionado na mesma direção do ar em movimento. Assim, o vento passa direto sem encontrar oposição e a máquina para.

### **3. Panorama da Energia Eólica no Brasil e no Mundo**

Apresentados os conceitos técnicos que explicam os princípios inerentes aos aerogeradores, desde os conceitos básicos até o entendimento mais profundo, porém não exaustivo, de como as turbinas eólicas extraem a potência contida no vento de forma a transformá-la em energia elétrica nos geradores, é importante agora contextualizar o panorama da energia eólica no Brasil e no mundo.

Neste sentido, este capítulo apresenta a capacidade instalada mundial, os principais fabricantes de aerogeradores e como se encontram os fatores de capacidade dos parques eólicos instalados nos principais países. Paralelamente, são analisadas as projeções do mercado futuro da energia eólica.

Posteriormente, o foco do capítulo volta-se para o panorama da fonte eólica no Brasil. Portanto, inicialmente apresenta-se o potencial eólico do país, assim como a sua característica de complementação com a fonte hídrica. Posteriormente, demonstra-se o crescimento da energia eólica, desde o Proinfa até os últimos leilões realizados no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada – ACR. Paralelamente, apresenta-se a evolução da matriz energética e de geração elétrica brasileira e, a situação atual, conforme os dados divulgados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Prossegue-se, com a elaboração de uma análise sobre o potencial hidrelétrico brasileiro, assim como demonstra-se a característica de baixa emissão de gases de efeito estufa da matriz de geração elétrica brasileira.

O capítulo também contempla uma projeção do mercado futuro da energia eólica no Brasil.

Segue-se dando especial atenção ao Estado do Nordeste, em função das suas diversas características que o tornam uma região que, não obstante a atualmente já contemplar a grande maioria dos projetos provindos da fonte eólica, tem um enorme potencial que a faz ter um destaque como a região mais promissora para a manutenção e/ou aceleração do crescimento da fonte eólica no país.

Por fim, o estudo apresenta a cadeia da indústria eólica no Brasil.

#### **3.1. Mundo**

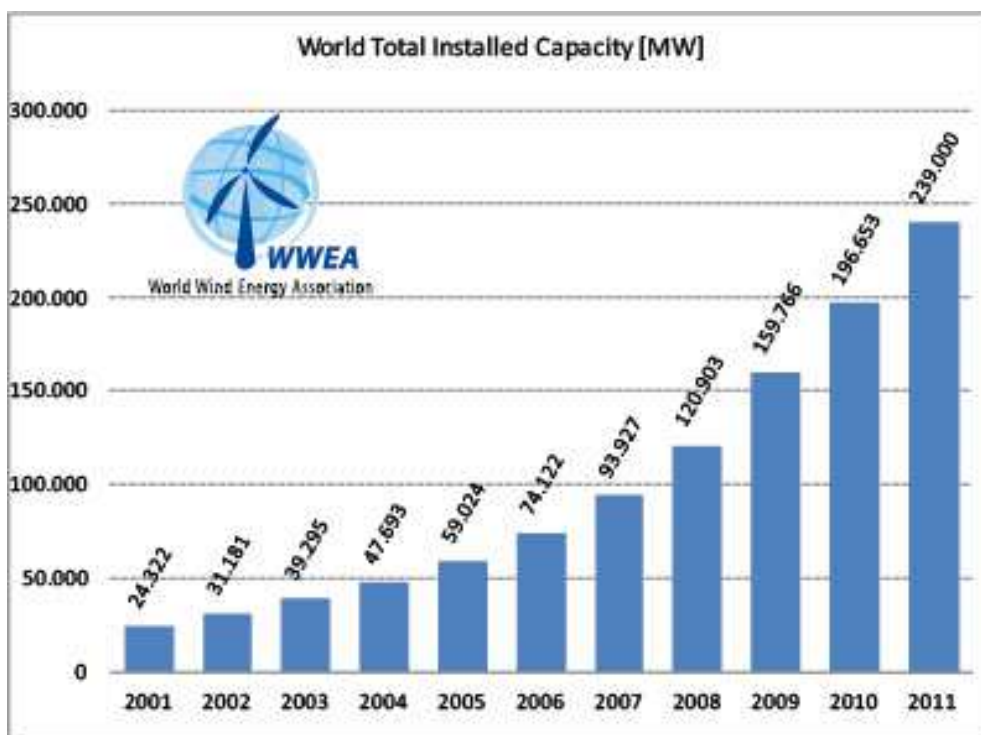
Assim como a energia hidráulica, a energia eólica é utilizada há milhares de anos com as mesmas finalidades, a saber: bombeamento de água, moagem de grãos e outras aplicações que envolvem energia mecânica. Para a geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo (década de 1970), é que houve interesse

e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial. A primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca. Desde a instalação deste primeiro aerogerador na Dinamarca, o mercado de energia eólica obteve ganhos tecnológicos que, aliados à demanda crescente por energia elétrica e por uma pressão pela busca de fontes alternativas de energia, fizeram com que, principalmente nos últimos anos, o setor de energia eólica vivenciasse um grande crescimento. Neste sentido, será apresentado, neste tópico, a evolução da capacidade instalada mundial da energia eólica, os principais fabricantes de aerogeradores, a evolução dos aerogeradores e dos fatores de capacidade, assim como as projeções de crescimento da energia eólica para o futuro.

### **3.1.1. Capacidade instalada e adicionada**

No final do ano de 2011, a capacidade instalada mundial provinda da fonte eólica alcançou a marca histórica de 239.000 MW, o que atende atualmente cerca de 3% da demanda mundial de energia elétrica. Essa representatividade expressiva da potência originada pelos ventos foi atingida através de uma década de crescimento exponencial do setor. A Figura 24 apresenta a capacidade instalada no mundo entre os anos de 2001 e 2011.

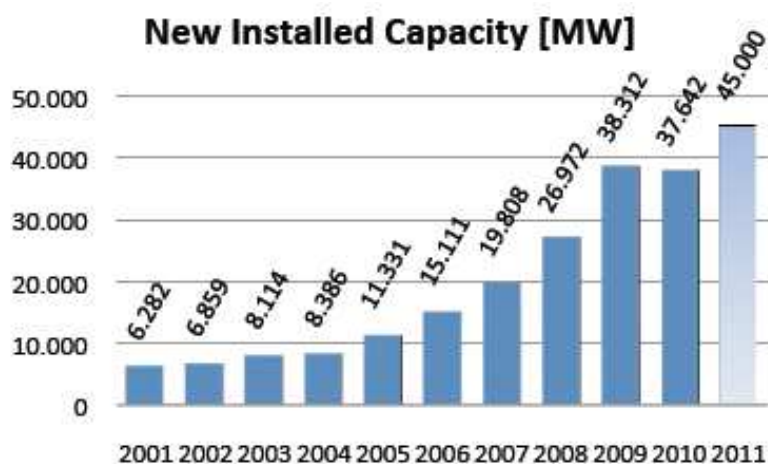
**Figura 24 – Capacidade instalada total mundial (MW)**



Fonte: World Wind Energy Association – WWEA.

O mercado mundial de energia eólica instalou, apenas no ano de 2011, uma capacidade adicional de 42 GW, contra 37,6 GW instalados em 2010. A capacidade instalada adicionada no ano de 2011, embora tenha ficado abaixo do esperado na previsão do relatório parcial divulgado para o meio do ano de 2011 (half-year report 2011), da World Wind Energy Association - WWEA, que estimara uma adição de 45 GW em 2011, é uma marca histórica em termos de capacidade anual adicionada, conforme pode-se observar na Figura 25.

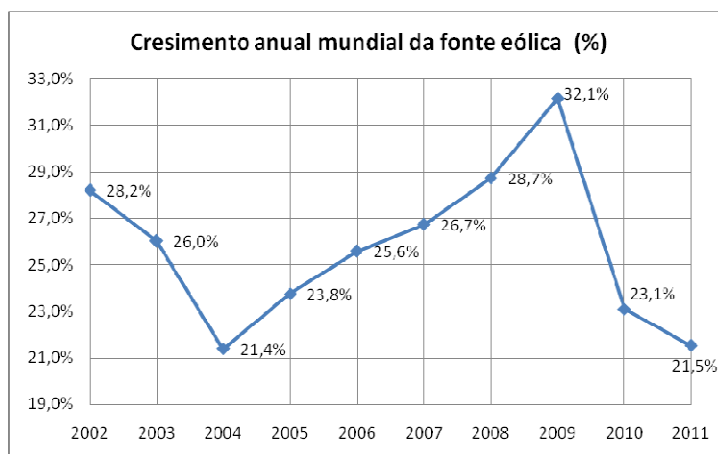
**Figura 25 – Histórico de capacidade instalada adicionada (MW)**



Fonte: World Wind Energy Association – WWEA.

O Gráfico 2 apresenta as elevadas taxas de crescimento anuais da fonte eólica. Observa-se que setor sofreu, em 2010, os efeitos da crise econômica mundial iniciada no final de 2008. Entretanto, mesmo neste ano, embora com uma queda na taxa de crescimento em relação à forte taxa observada no ano anterior (2009), de 31,7%, ainda assim o setor manteve um grande dinamismo uma vez que apresentou uma taxa de crescimento de 21,5%.

**Gráfico 2 – Crescimento anual da fonte eólica (%)**



Fonte: World Wind Energy Association – WWEA.



Dentre os países que mais contribuíram no sentido de aumento da capacidade instalada mundial da fonte eólica em 2011, destaca-se a China, país que, como em 2010, foi o principal responsável em termos de incremento de capacidade instalada. Dados preliminares indicam que a China instalou durante no ano de 2011 aproximadamente 18 GW em novos aerogeradores, atingindo assim a marca de 63 GW de potência instalada, ou seja, mais de um quarto da capacidade instalada mundial total (239 GW em 2011). O segundo grande mercado para a fonte eólica foi novamente os Estados Unidos, com uma capacidade adicionada de 6,8 GW, seguido por Índia (2,7 GW), Alemanha (2 GW) e, surpreendentemente o Canadá (1,3 GW), que ganhou maior representatividade no mercado mundial neste setor. Espanha, França e Itália adicionaram cerca de 1 GW cada. A Tabela 1 demonstra a capacidade instalada atingida no final de 2011 e 2010 por país, assim como a capacidade incremental adicionada por estes países nestes dois últimos anos.

**Tabela 1 – Capacidade instalada e adicionada em 2010 e 2011 (MW)**

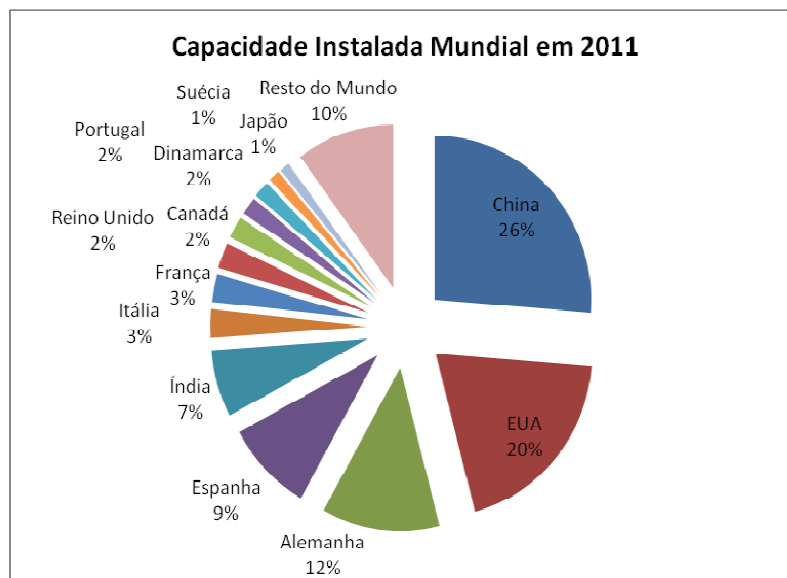
Country	Total Capacity end of 2011 [MW]	Added Capacity 2011 [MW]	Total Capacity end 2010 [MW]	Added Capacity 2010 [MW]	Total Capacity end 2009 [MW]
China *	62.733	18.000	44.733	18.928	25.810
USA	46.919	6.810	40.180	5.600	35.159
Germany	29.075	2.007	27.215	1.551	25.777
Spain	21.673	1.050	20.676	1.515	18.865
India *	15.800	2.700	13.065	1.258	11.807
Italy *	6.747	950	5.797	950	4.850
France	6.640	980	5.660	1.086	4.574
United Kingdom	6.018	730	5.203	962	4.245
Canada	5.265	1.267	4.008	690	3.319
Portugal *	4.290	588	3.702	345	3.357
Denmark	3.927	180	3.803	309	3.460
Sweden	2.816	746	2.052	603	1.450
Japan	2.501	167	2.334	251	2.083
Rest of the World*	24.200	6.000	18.201	3.191	15.010
<b>Total*</b>	<b>238.604</b>	<b>42.175</b>	<b>196.629</b>	<b>37.642</b>	<b>159.766</b>

\*- Preliminary Data © WWEA 2012

*Fonte: World Wind Energy Association – WWEA.*

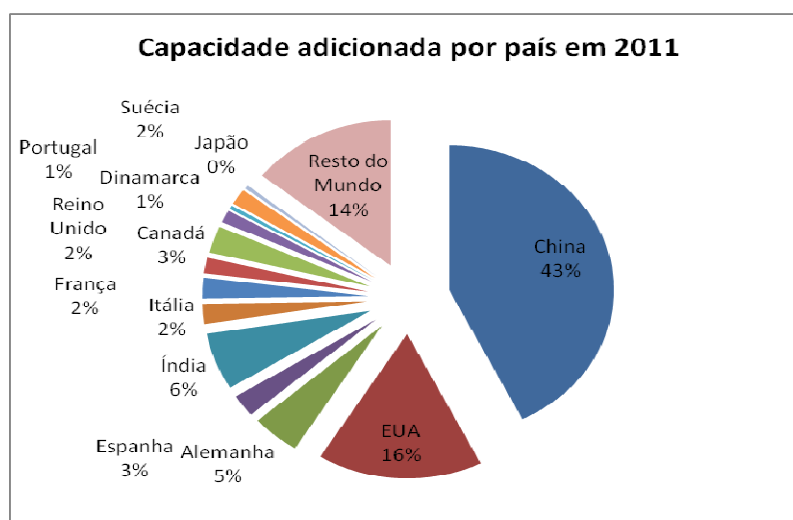
O Gráfico 3 e o Gráfico 4 apresentam, em termos percentuais e por país, os dados da Tabela 1, ou seja, a capacidade instalada ao final do ano de 2011 e o incremento de capacidade ao longo do ano de 2011. Assim, é possível observar que a China possui hoje um pouco mais de um quarto da capacidade instalada mundial e que foi responsável por quase a metade da capacidade incremental instalada em 2011.

**Gráfico 3 – Capacidade Instalada por país em 2011 (%)**



Fonte: World Wind Energy Association – WWEA.

**Gráfico 4 – Capacidade adicionada por país em 2011 (%)**



Fonte: World Wind Energy Association – WWEA.





Conforme pode ser observado na Tabela 1, no Gráfico 3 e no Gráfico 4, o Brasil ainda não configura-se como um player de expressiva representatividade no cenário mundial, embora o país esteja contemplado no rol dos países emergentes que apresentam grandes perspectivas de crescimento, tais como: China, Índia e México. Esta enorme perspectiva de crescimento da fonte eólica na matriz de geração elétrica do Brasil nos próximos anos se dá, principalmente, em virtude da qualidade dos seus ventos, o que permitiu, paralelamente a uma política institucional bem sucedida baseada em leilões de contratação de energia, que o país tenha hoje uma quantidade

expressiva de energia já contratada que viabilizará a construção de novos complexos eólicos.

Por outro lado, diversos mercados europeus apresentam estagnação ou até mesmo um decréscimo da fonte eólica. Neste sentido, destaca-se a recente suspensão do governo espanhol no apoio às fontes renováveis de energia, o que pode comprometer a sua posição de destaque no cenário mundial nos próximos anos.

### 3.1.2. Principais fabricantes de aerogeradores

Tabela 2 – Top 10 fabricantes de turbinas eólicas em 2011:

		Capacity (MW)	%
	1º Vestas	5217	12,70%
	2º Sinovel	3700	9,00%
	3º Goldwind	3600	8,70%
	4º Gamesa	3308	8,00%
	5º Enercon	3203	7,80%
	6º GE Wind Energy	3170	7,70%
	7º Suzlon Group *	3166	7,60%
	8º Guodian United Power	3042	7,40%
	9º Siemens Wind Power	2591	6,30%
	10º Ming Yang	1500	3,60%

\* inc Suzlon Energy (India) and REpower (Germany)

Fonte: HIS Inc..

A fabricante dinamarquesa Vestas mais uma vez liderou o ranking dos maiores fabricantes de turbinas eólicas no mundo. A empresa entregou no ano de 2011 uma capacidade de 5.217 MW, o que representa um market share de 12,7%. A líder do ranking observou uma contração na entrega de turbinas eólicas uma vez que, no ano anterior (2010), entregou uma capacidade de 5,85 GW.

Ao entregar uma capacidade de 3.308 MW em 2011, a empresa espanhola Gamesa saiu da 8ª posição em 2010 e alcançou a 4ª posição no ranking mundial em 2011, com o seu market share aumentando de 1,6% (2010) para 8,0% (2011).

A Chinesa Sinovel, apesar de ter perdido participação no mercado mundial de turbinas eólicas, manteve em 2º lugar na lista dos maiores fabricantes, ao entregar 3,7 GW em 2011, frente a uma entrega de 4,39 GW em 2010. A Goldwind, outra forte fabricante chinesa, é a terceira maior fabricante mundial, com uma entrega de 3,6 GW em 2011 (8,7% de market share), um pouco abaixo da entrega em 2010 de 3,73 GW. Apesar de outra importante fabricante chinesa (Dongfang) ter saído da lista das 10

maiores fabricantes mundiais de turbinas eólicas, as empresas Guodian United Power e Ming Yang entraram na lista em 2011. Assim, a China possui hoje 4 dentre os 10 maiores fabricantes mundiais, o que representa uma capacidade de entrega em 2011 de 11.842 GW (28,7% do mercado mundial).

A gigante GE Wind Energy também não conseguiu manter o seu market share frente à acirrada concorrência no mercado, principalmente das agressivas fabricantes chinesas, caindo, portanto, da 3ª posição em 2010 (3,79 GW) para a 6ª posição em 2011 (3,17 GW).

A empresa alemã Enercon, ajudada pela demanda doméstica onshore, manteve-se na quinta posição no ranking, com a capacidade de entrega subindo de 2,97 GW em 2010 para 3,2 GW em 2011.

Em suma, a empresa Vestas, as chinesas Dongfang e Sinovel, além da britânica GE Wind Energy perderam market share na disputa pelo mercado mundial de turbinas eólicas. Por outro lado, as chinesas Guodian e Ming yang, além da Siemens e da Suzlon Group tiveram incrementos na participação no mercado mundial de fornecimento de turbinas eólicas.

### **3.1.3. Fator de capacidade**

“O fator de capacidade de uma estação de geração de energia elétrica é a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período.” Ou seja, trata-se da divisão entre o que foi efetivamente gerado sobre a capacidade de geração máxima daquela estação.

No caso de uma turbina eólica, a principal variável que afeta o fator de capacidade é a disponibilidade dos ventos. Isto ocorre porque a maioria das turbinas apresenta o seu melhor aproveitamento em termos de conversão da energia dos ventos em energia mecânica na rotação das pás, e, posteriormente, em energia elétrica nos geradores, para intervalos de ventos entre 12 e 25 m/s, dependendo da classe da turbinada utilizada. Conforme demonstrado na Equação 4, como a potência é diretamente proporcional ao cubo da velocidade do vento. Se essa velocidade cair para a metade da velocidade ótima para a qual a turbina foi projetada, a potência teórica será de apenas 1/8 da potência de pico.

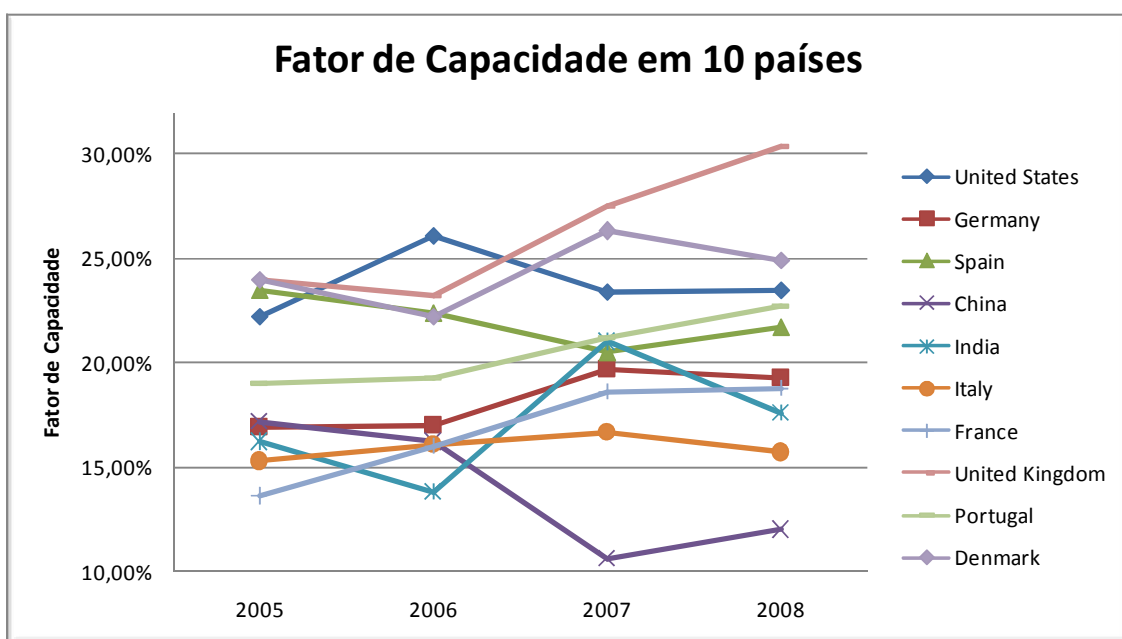
Em geral, para ventos inferiores a 3-4 m/s, a turbina eólica é desligada, interrompendo a produção de energia elétrica. Isto também ocorre para velocidades de vento muito elevada, acima de 25 m/s, por exemplo, mitigando-se assim o risco de danificação do equipamento.

Existem outros fatores que fazem a produção de energia elétrica ser interrompida em uma turbina eólica, tais quais: paradas programadas de manutenção, falha de equipamentos e paradas de geração por questões de segurança, principalmente em função de incidentes nas linhas de transmissão associadas ao parque eólico.

Portanto, paralelamente à questão da intermitência dos ventos, os fatores citados anteriormente também contribuem no sentido de que um parque eólico não entregue, num determinado intervalo de tempo, a energia que seria possível entregar no cenário ideal. Conforme sinalizado, a velocidade do vento, tendo uma relação cúbica com a potência a ser entregue pela turbina, é a variável mais relevante e a grande limitadora dos fatores de capacidade dos parques eólicos ao redor do mundo.

No gráfico a seguir é possível observar que o fator de capacidade nos 10 principais mercados mundiais de energia eólica situaram-se na faixa de 10 a 30% entre os anos de 2005 a 2008. Entretanto, convém destacar que existe uma tendência de aumento dos fatores de capacidade à medida que ocorrem avanços tecnológicos nas turbinas eólicas, principalmente em relação à altura das torres e ao diâmetro dos rotores, assim como em medições de vento mais confiáveis. No item 3.2.2 será possível observar, para fins comparativos, os altos fatores de capacidade médios observados nos parques eólicos implantados no Brasil.

**Gráfico 5 – Fator de Capacidade em 10 países (2005 a 2008)**



Fonte: World Wind Energy Association – WWEA.

### **3.1.4. Projeções do mercado futuro de energia eólica**

Esta seção tem o objetivo de apresentar e analisar os resultados das projeções de crescimento da energia eólica, de forma que o leitor tenha uma capacidade de entendimento da magnitude do desenvolvimento futuro desta fonte. Neste sentido, abordam-se as projeções de curto e de longo prazo elaboradas pelas principais instituições envolvidas neste certame.

#### **3.1.4.1. Curto e médio prazo (2011 – 2016)**

De acordo com o conselho mundial de energia eólica (Global Wind Energy Council – GWEC), através da sua recente publicação Global Wind Report 2011, é esperado que o mercado mundial da indústria eólica continue a crescer nos próximos 5 anos, embora em um contexto de baixo crescimento econômico mundial e crises orçamentárias em diversos países da OCDE. Paralelamente, a atual sobre-capacidade na indústria manufatureira de aerogeradores deverá continuar a pressionar os preços para baixo e reduzir as margens da indústria.

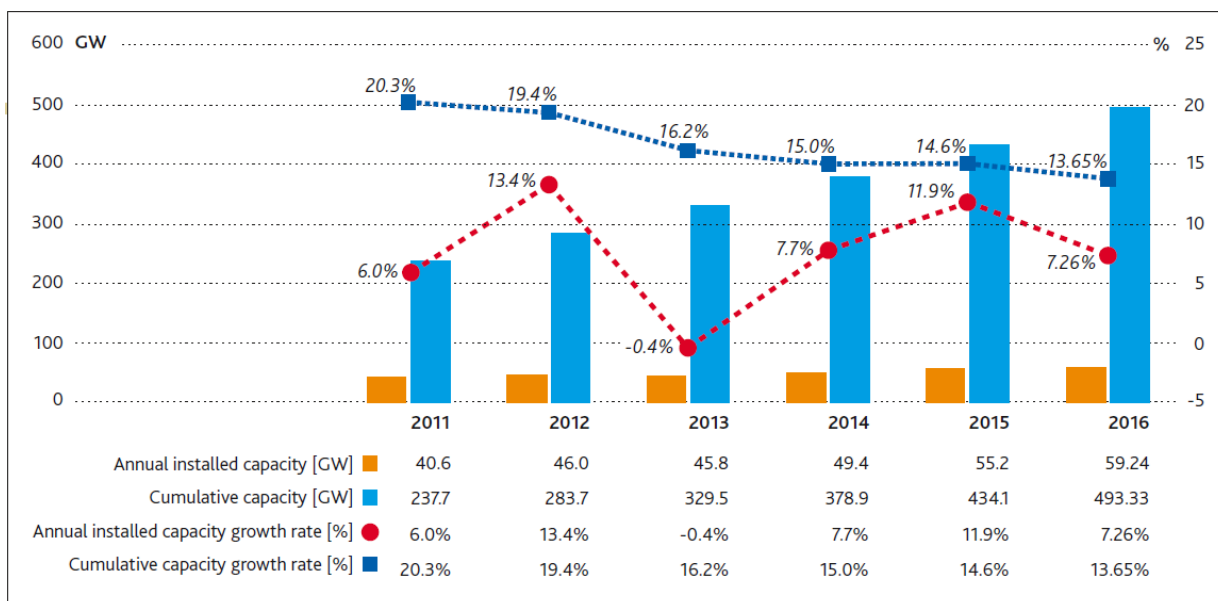
Pelo segundo ano consecutivo, a maioria das novas adições de capacidade instalada da indústria foram fora dos países da OCDE. Essa tendência deverá continuar a ser observada nos próximos anos uma vez que os maiores mercados em crescimento estão fora da Europa e dos Estados Unidos.

O mercado chinês demonstra ter atingido a estabilização após alguns anos de enormes taxas de crescimento. Por outro lado, mercados como a Índia e o Brasil apresentam uma tendência de crescimento robusto, embora sobre uma base expressivamente menor. Canadá e Austrália são dois países que tendem a adicionar expressiva capacidade instalada e, por fim, a África do Sul finalmente começa a configurar-se com um player crescente no mercado.

Conforme pode ser observado no Gráfico 6, é esperado um crescimento médio na taxa de capacidade adicionada para os próximos 5 anos de aproximadamente 8%, com um destaque para o forte crescimento projetado para ano de 2012 (13,4%) e a pequena queda no ano de 2013 (-0,4%). É projetado, ainda, um incremento de capacidade instalada de 255 GW provindos da energia eólica no mundo entre os anos de 2012 e 2016, o que representa um crescimento médio da capacidade instalada acumulada de 16%, ainda representativa, principalmente em tempos de baixo crescimento econômico, porém inferior à taxa média de crescimento de capacidade instalada acumulada mundial nos últimos 15 anos (28%). Assim, projeta-se que o mercado mundial de energia eólica adicione uma capacidade instalada de

aproximadamente 60 GW apenas no ano de 2016, o que faria a capacidade instalada acumulada atingir o patamar de 493 GW nesse ano.

**Gráfico 6 – Projeções anuais de crescimento 2012 - 2016**



Fonte: Global Wind Energy Council - GWEC (2011).

Embora exista um grande interesse nos mercados com projeções de grandes taxas de crescimento nos próximos 5 anos, tais quais a América Latina e a África, a maioria do mercado global continuará na Ásia, na Europa e nos Estados Unidos.

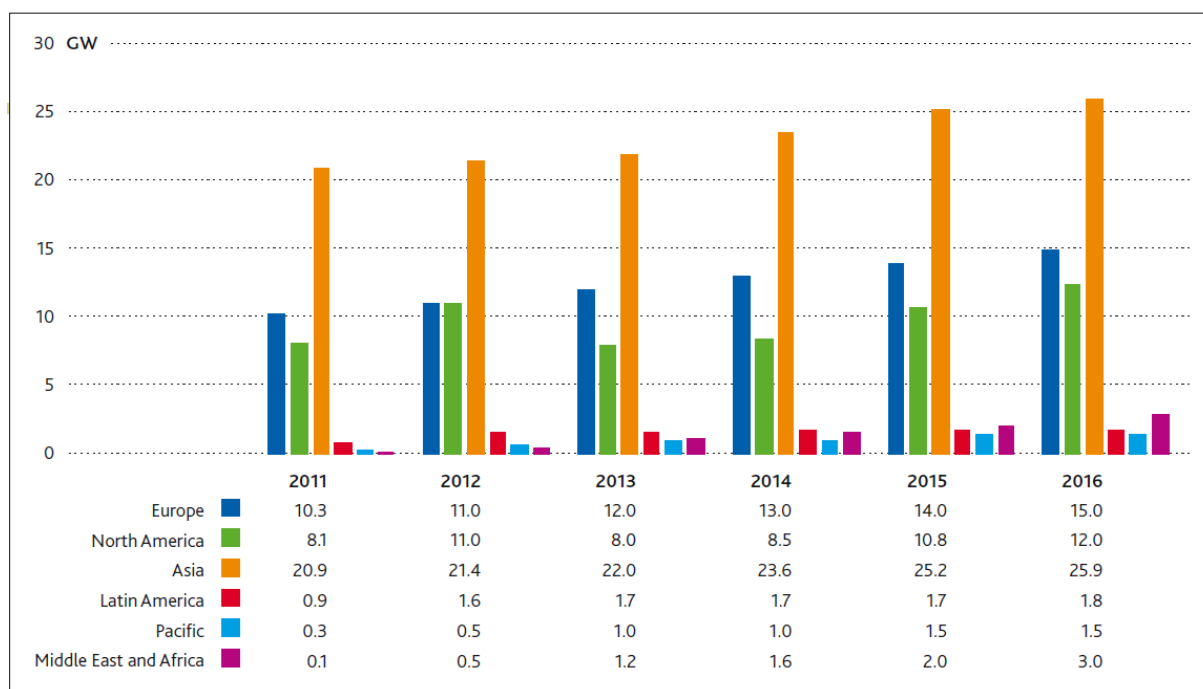
Apesar da baixa taxa de crescimento esperada para a **Ásia**, se comparado com o seu crescimento nos últimos anos, este continuará a ser o maior mercado do mundo, conforme pode ser observado no Gráfico 7. O mercado chinês atingiu um grau de estabilização e, assim, grande parte do crescimento do continente asiático deverá provir da Índia, que alcançou uma adição de capacidade instalada por volta de 3 GW em 2011, com projeção de alcançar a marca de 5 GW anuais até 2015. Paralelamente, espera-se um crescimento considerável da energia eólica no Japão à medida que existe um grande esforço no país no sentido de substituição da sua geração elétrica fortemente focada nas usinas nucleares, após o acidente em Fukushima, por fontes renováveis de energia. Neste sentido, o governo japonês vem induzindo a energia eólica offshore no país<sup>4</sup>. Paralelamente, a Coreia também tende a tornar-se um player importante neste mercado offshore. Ademais, convém ressaltar

<sup>4</sup> Convém mencionar que, conforme publicado em 11/05/2012 na revista The Economist, o governo japonês decidiu nacionalizar a empresa Tokyo Electric Power (Tepco), operadora da usina nuclear de Fukushima. Esta é a maior intervenção governamental no setor não bancário desde a intervenção na General Motors, fruto da crise financeira de 2008.

também que a Mongólia construiu o seu primeiro parque eólico em 2012 e, apesar de existir um enorme potencial no país, não se espera um crescimento representativo até o ano de 2016. Portanto, conforme pode ser observado no Gráfico 8, projeta-se que a Ásia deva instalar 118 GW entre os anos de 2012 e 2016, montante bem superior à capacidade adicionada em qualquer outra região, e, assim, deverá ultrapassar a Europa em termos de capacidade instalada já no ano de 2013 e atingir o patamar de 200 GW em capacidade instalada no ano de 2016.

**Gráfico 7 – Projeção da capacidade incrementada anualmente por Região (2012-2016)**

Annual Market Forecast by Region 2012-2016

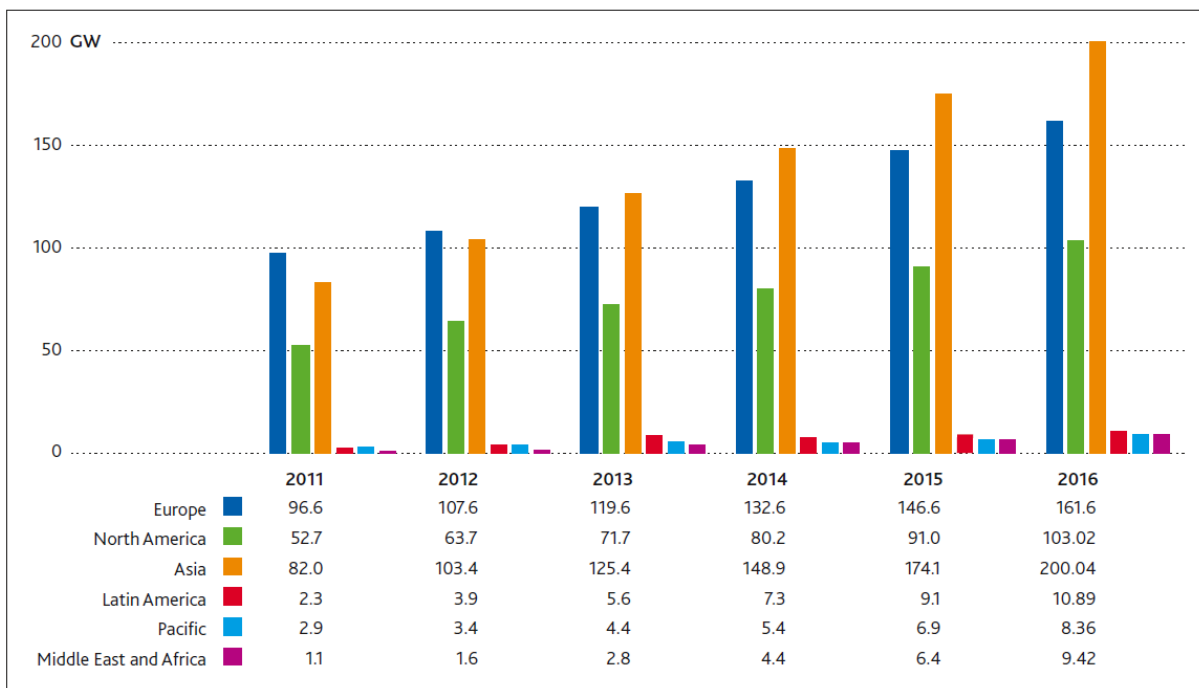


Fonte: Global Wind Energy Council - GWEC (2011).



**Gráfico 8 – Projeções de capacidade instalada acumulada por Região (2012-2016)**

Cumulative Market Forecast by Region 2012-2016



Fonte: Global Wind Energy Council - GWEC (2011).

No consolidado **mercado europeu**, a Alemanha destacou-se no ano de 2011 com um forte crescimento. Paralelamente, a decisão do governo alemão de substituir todas as suas usinas nucleares até o ano de 2020 deverá fazer com que o país seja um impulsionador da energia eólica no continente. Projeta-se que sejam instalados 65 GW entre os anos de 2012 e 2016 na Europa, o que faria o continente atingir o patamar de 160 GW em capacidade instalada em 2016. Destaca-se também o crescimento regular do mercado eólico offshore na região, fato que fará a tecnologia se desenvolver e ganhar um papel de cada vez mais destaque no continente.

No **mercado norte americano** (incluindo o México), projeta-se um incremento de capacidade instalada da ordem de 50 GW no período 2012-2016, o que faria a região atingir 100 GW de capacidade instalada no final de 2016, aproximadamente a metade da capacidade instalada projetada para o continente asiático em 2016.

O mercado da América Latina é liderado pelo Brasil, que vem se tornando um importante player mundial ao apresentar um expressivo crescimento de construção de parques eólicos, assim como a atração dos principais grandes fabricantes de aerogeradores mundiais, que se instalam no país com o objetivo de fornecer equipamentos para o robusto mercado brasileiro, assim como para abastecer a região do cone sul. No continente sul americano, alguns países, tais quais o Chile, a

Argentina e o Uruguai, devem contribuir com o crescimento das eólicas na região, embora aproximadamente três quartos da projeção de 8,6 GW a serem instalados no período 2012-2016 devam ser provenientes do forte e destacado mercado brasileiro. Assim, a região deverá alcançar o patamar de 11 GW no ano de 2016.

Na região da África e Oriente Médio observou-se um cenário muito pouco dinâmico em 2011, com um incremento de apenas 0,1 GW de capacidade instalada nesse ano, conforme pode ser observado no Gráfico 7. Entretanto, projeta-se um incremento de 8 GW a serem instalados no período 2012-2016, o que fará a capacidade instalada da região alcançar 10 GW em 2016. Destaca-se o crescimento esperado no Egito e em Marrocos, e, principalmente, na África do Sul, que deverá ter um incremento de pelo menos 400 MW por ano nesta década.

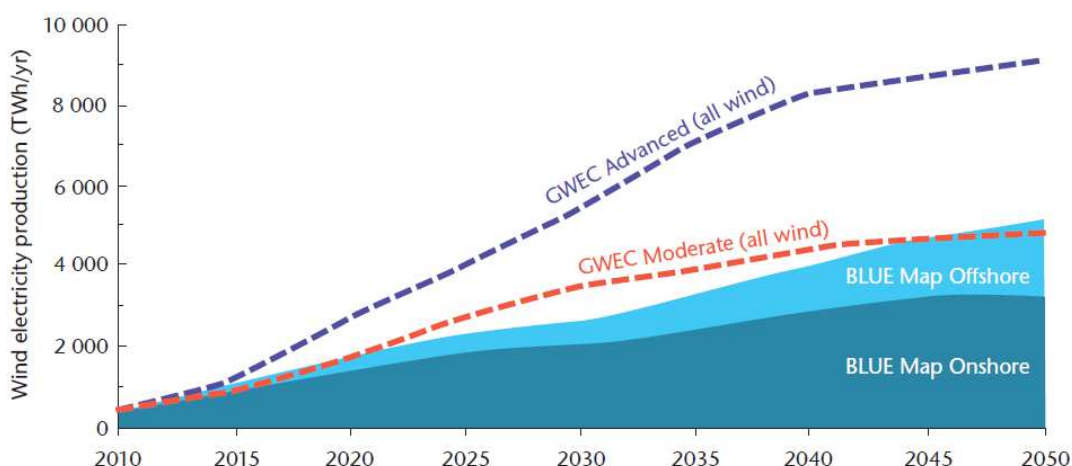
Por fim, na região do Pacífico, projeta-se um incremento de capacidade instalada de mais de 5 GW entre 2012 e 2016, atingindo-se a capacidade instalada de aproximadamente 8 GW em 2016, com destaque para o crescimento da Austrália e do pequeno, mas dinâmico mercado na Nova Zelândia.

#### 3.1.4.2. Longo Prazo (até 2050)

Em 2009 a Agência Internacional de Energia (IEA) publicou um roadmap com projeções de crescimento da energia eólica no mundo até o ano de 2050. O roadmap apresenta diversos cenários, dentre os quais o cenário BLUE Map, o qual descreve o caminho que a tecnologia eólica deverá seguir de forma a alcançar o objetivo global de redução anual das emissões de CO<sub>2</sub> para a metade níveis de 2005.

De acordo com o roadmap sugerido pela IEA, a indústria eólica deverá vivenciar um enorme crescimento nas próximas décadas, atingindo a produção anual de aproximadamente 2.600 TWh em 2030 (provindos de uma capacidade instalada de 1.000 GW), o que representaria cerca de 9% do consumo global de eletricidade, e, 5.100 TWh em 2050 (provindos de uma capacidade instalada acima de 2.000 GW), o que representaria cerca de 12% do consumo global de eletricidade. Projeções de mercado sinalizam um crescimento ainda maior se considerarmos um cenário otimista (5.400 TWh em 2030 e 9.100 TWh em 2050), sinalizado pela curva GWEC Advanced (All Wind) no Gráfico 9.

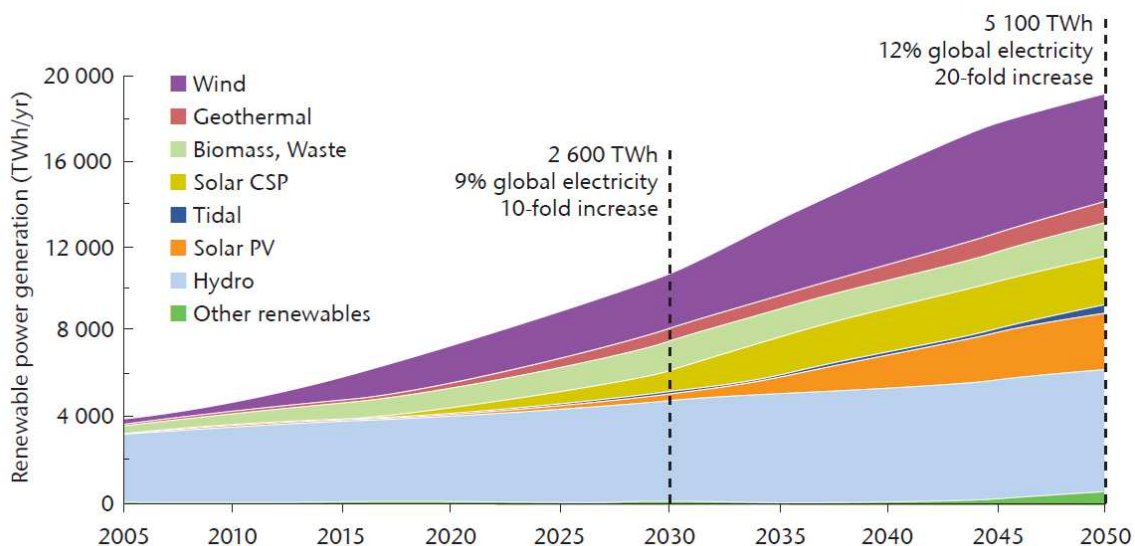
**Gráfico 9 – Produção de EE no bluemap cenário da IEA e do GWEC**



Fonte: International Energy Agency - IEA (2008a), Global Wind Energy Council - GWEC (2008).

De acordo com o cenário citado, é projetado um ganho de representatividade da fonte eólica frente às demais fontes renováveis de energia. Projeta-se ainda um forte ganho de representatividade da fonte solar (fotovoltaica e CSP), assim como da fonte geotérmica. O Gráfico 10 mostra a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia até 2050.

**Gráfico 10 – Geração de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia até 2050 (cenário BLUE Map da IEA)**

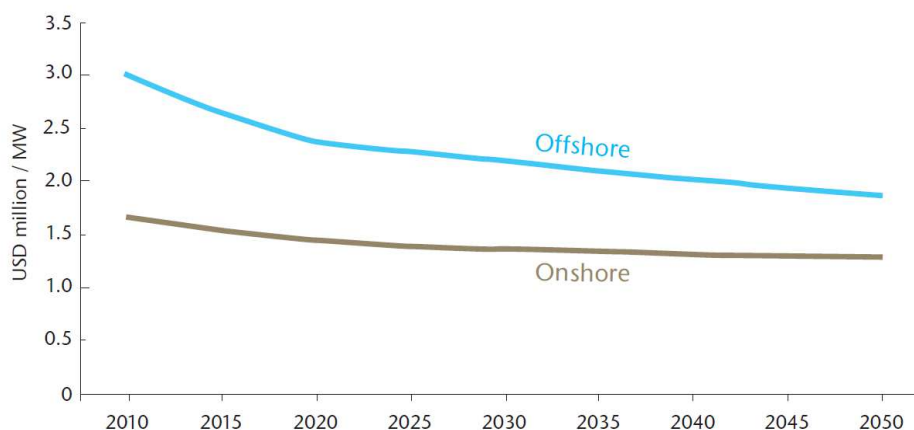


Fonte: International Energy Agency - IEA (2008a).

Paralelamente, o estudo elaborado pela IEA projeta ainda uma tendência de queda no custo de implantação dos parques eólicos. No caso da tecnologia onshore, projeta-se um custo médio de implantação de aproximadamente USD 1,5 milhões por MW instalado. Para a tecnologia offshore, o custo de implantação médio projetado

para 2050 é da ordem de USD 2,0 milhões por MW instalado. Para fins comparativos, convém mencionar que o custo de implantação de parques eólicos no Brasil já se encontra em parâmetros inferiores a R\$ 4,0 milhões por MW instalado.

**Gráfico 11 – Projeções do custo médio de implantação de parques eólicos**



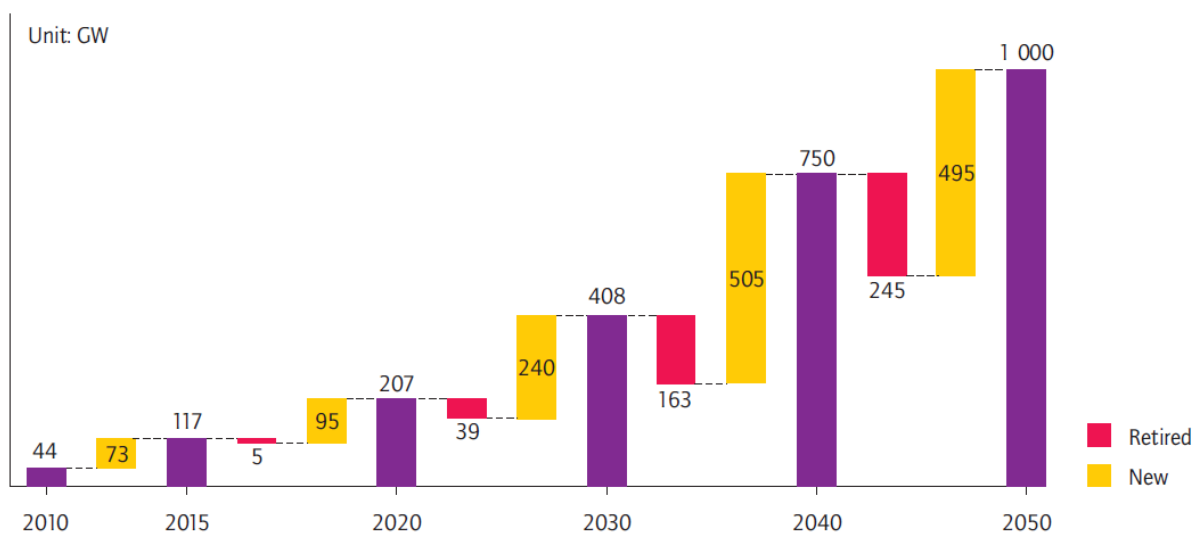
Fonte: International Energy Agency - IEA (2008a).

Em outubro de 2011 a IEA publicou ainda um roadmap específico sobre a China (China Wind Energy Development Roadmap 2050 – IEA), país que conforme foi apresentado na Tabela 1, possui atualmente a maior capacidade instalada acumulada e incremental em energia eólica no mundo. De acordo com o estudo, a demanda por energia na China crescerá rapidamente nos próximos 40 anos em função do desenvolvimento econômico e social a ocorrer no país nestas próximas décadas. Paralelamente, o governo chinês tem proposto uma estratégia de baixo carbono para sustentar este crescimento, em contraste com a atual economia, fortemente dependente das usinas termelétricas à carvão para a produção de energia elétrica. Assim, surge uma enorme oportunidade para o desenvolvimento do setor eólico mundial, puxado pela enorme demanda que vem surgindo não apenas na China, mas também em diversos outros países, principalmente os emergentes, como por exemplo, o Brasil.

As projeções indicam que a China deverá adicionar, em média, uma capacidade instalada anual de 15 GW até o ano de 2015, sendo aproximadamente 14 GW onshore e 1 GW offshore. Entre os anos de 2015 e 2020, o país iniciaria o desenvolvimento de projetos em grande escala baseados na tecnologia offshore, o que aumentaria a capacidade instalada incremental anual para a ordem de 18 GW (13 GW onshore e 5 GW offshore). Entre os anos de 2020 e 2030, 24 GW seriam incrementados em termos de capacidade instalada anual (19 GW onshore e 5 GW offshore). Entre os anos de 2030 e 2050, a média de incremento anual de capacidade instalada seria da ordem de 50 GW (44 GW onshore e 6 GW offshore). Portanto,

conforme pode ser observado no Gráfico 12, a capacidade instalada da China seria da ordem de 200 GW em 2020, 400 GW em 2030 e 1 TW em 2050. Adicionalmente, a fonte eólica seria responsável pela geração de cerca de 17% da demanda por energia elétrica no país em 2050. É importante destacarmos que as projeções de longo prazo apresentam uma alta probabilidade de grandes desvios em relação ao que se é projetado.

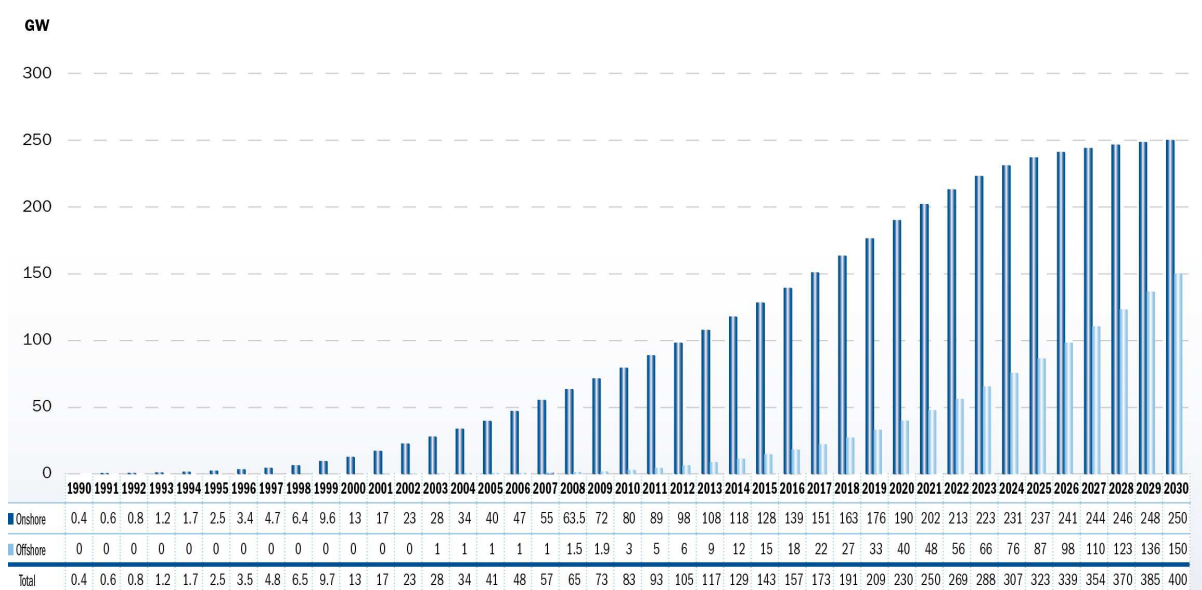
**Gráfico 12 – Estimativa de capacidade instalada acumulada na China (2010-2050)**



Fonte: China Wind Energy Development Roadmap 2050 – IEA.

De acordo com as projeções elaboradas pela European Wind Energy Association (EWEA), a China, apresentará, a partir da década de 2020, uma capacidade instalada a partir da fonte eólica superior ao consolidado de todos os países europeus, conforme pode ser observado comparando-se o Gráfico 12 e o Gráfico 13.

**Gráfico 13 – Previsão de capacidade instalada acumulada na União Européia até 2030**



Fonte: European Wind Energy Association (EWEA), 2009.

Por fim, cabe destacar que a empresa British Petroleum (BP), em recente estudo publicado (BP Energy Outlook 2030), projeta um expressivo crescimento da participação das energias renováveis em relação ao consumo mundial de energia, saindo de 0,4% em 1990 para 6,3% em 2030. O estudo indica ainda que o crescimento anual das energias renováveis será de 8% entre os anos de 2010 e 2030. Portanto, todos os estudos apontam que a energia eólica ganhará representatividade e se consolidará no mercado mundial de geração elétrica nas próximas décadas.

Entretanto, é importante destacarmos que existem inúmeras incertezas nestes estudos que buscam fazer inferências sobre o futuro. Neste sentido, convém citar que uma mudança de padrão tecnológico, como, por exemplo, uma inovação disruptiva em alguma tecnologia, pode gerar um grande rearranjo nas fontes energéticas mundiais.

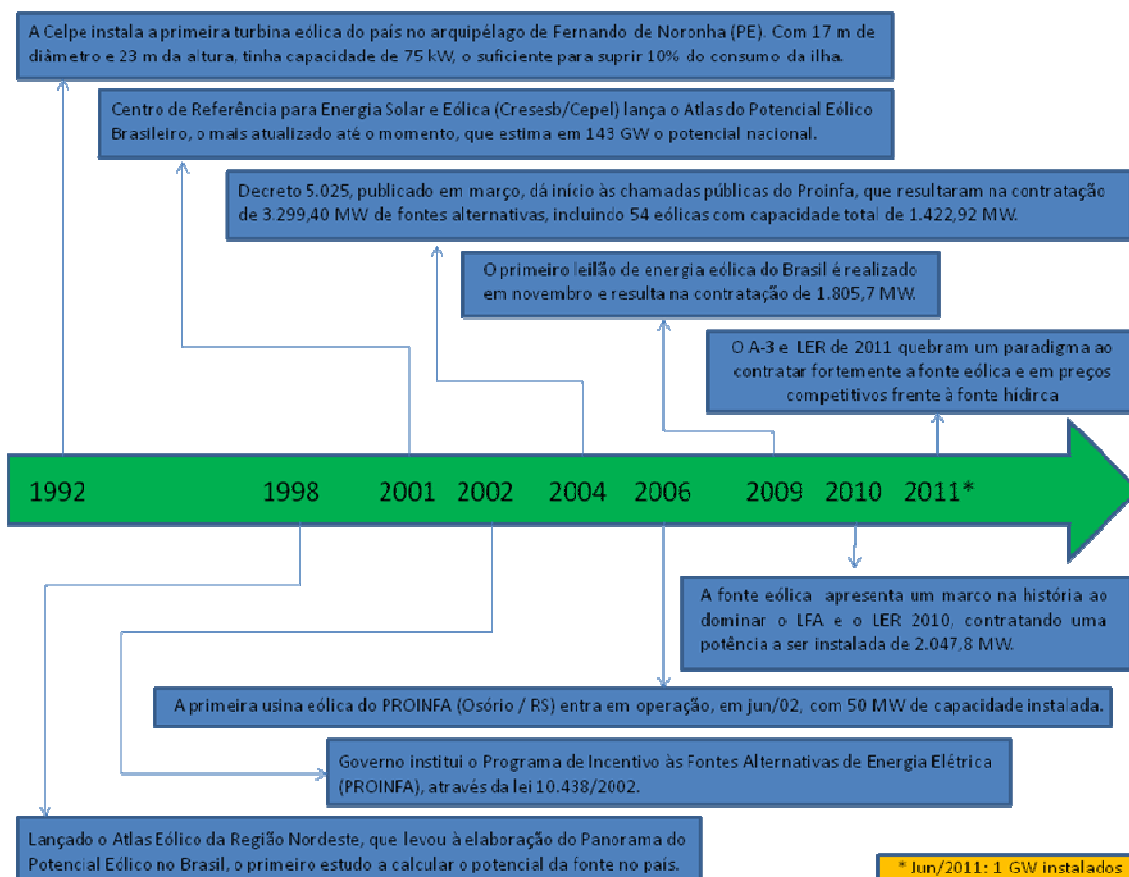
### 3.2. Brasil

Apesar de o Brasil possuir um enorme potencial para o aproveitamento da fonte eólica para fins de geração de energia elétrica através dos aerogeradores, grande parte em função da boa qualidade dos seus ventos, é recente a história de desenvolvimento do setor no país se comparada à evolução da fonte eólica em diversos países europeus e dos Estados Unidos, por exemplo.

Foi em 1992 que o Brasil teve a instalação da primeira turbina eólica, por meio de um projeto da CELPE, no arquipélago de Fernando de Noronha (PE). Com 17 m de diâmetro e 23 m da altura, o aerogerador foi instalado com uma capacidade de 75 kW, o suficiente para suprir 10% do consumo da ilha naquele momento. A partir daí,

diversos marcos tiveram presentes no desenvolvimento do setor eólico no Brasil, tais quais pode-se observar na Figura 26.

**Figura 26 - Histórico da fonte eólica para geração de EE no Brasil**



Fonte: Próprio autor, 2012.

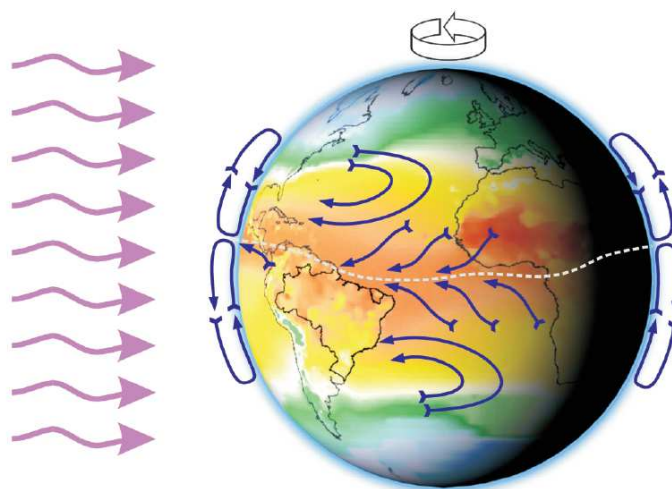
A seguir, é apresentado o potencial eólico no Brasil, assim como a sua complementaridade com a geração hídrica, fatos estes, que aliados a uma demanda crescente por energia e um potencial hidrelétrico cada vez mais limitado, fazem do Brasil um país que atrai cada vez mais investimentos voltados para a fonte eólica. Paralelamente, ainda neste capítulo, observa-se a evolução de contratação de energia desde o Proinfa até os últimos leilões no âmbito do ambiente regulado. Adicionalmente, é apresentada a evolução da matriz energética e de geração elétrica brasileira, assim como a situação atual do país em relação à fonte eólica.

Ainda neste capítulo, também é realizada uma análise do potencial hidrelétrico brasileiro de forma a, em paralelo com o estudo do potencial eólico do país, dar ao leitor uma dimensão do caminho que a fonte eólica ainda pode seguir no Brasil, com especial atenção ao caso da região do Nordeste do país.

### 3.2.1. Potencial eólico brasileiro e a complementaridade hídrico-eólica

A distribuição geral dos ventos sobre o Brasil é controlada pelos aspectos da circulação geral planetária da atmosfera próxima, conforme se apresenta na Figura 27. Dentre esses aspectos, sobressaem os sistemas de alta pressão Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e do Atlântico Norte e a faixa de baixas pressões da Depressão Equatorial.

Figura 27 – Distribuição geral dos ventos

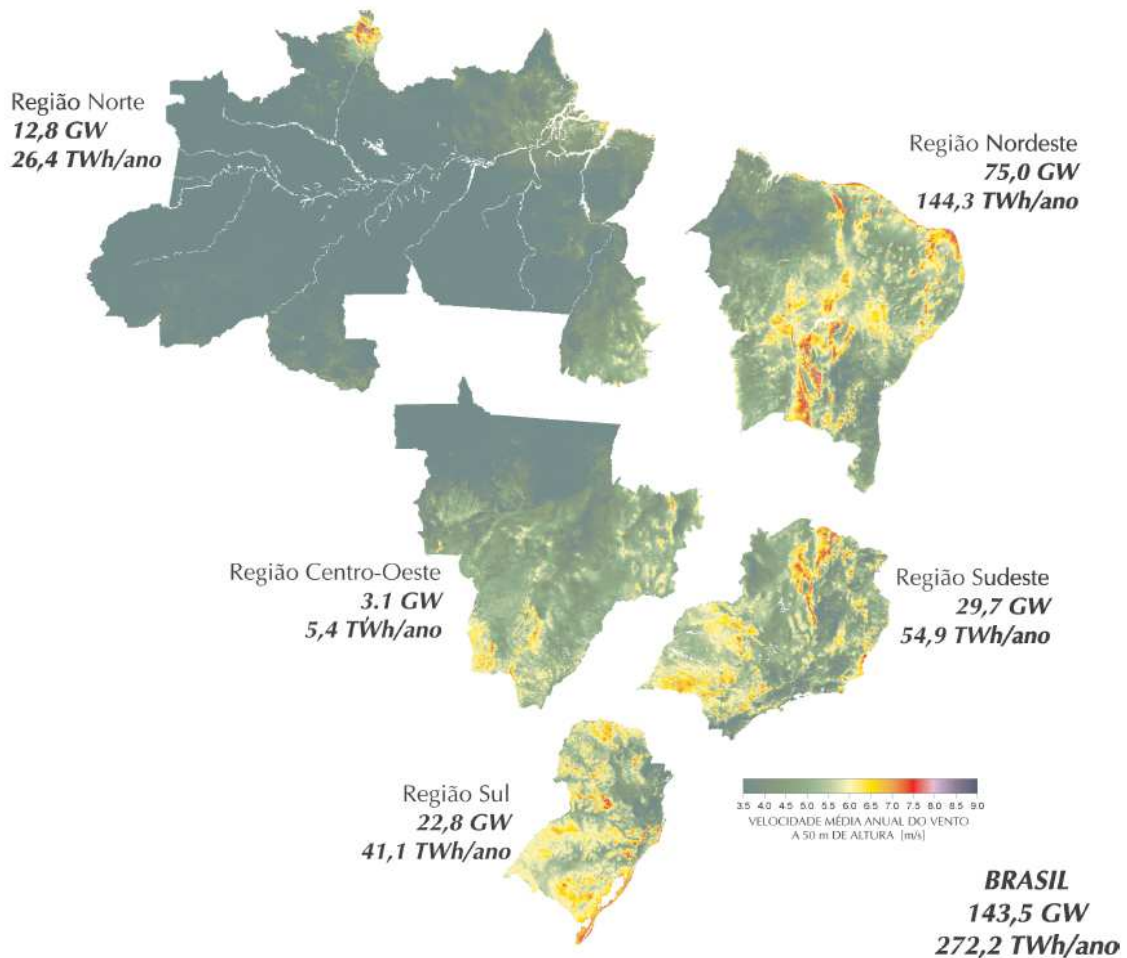


Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001).

O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudos e inventários desde os anos 1970 e o seu histórico revela o lento mas progressivo descortinamento de um potencial energético natural de relevante magnitude existente no país. Embora o Brasil vivencie um grande desenvolvimento no setor eólico, o último documento oficial sobre o potencial para aproveitamento energético através dos ventos é o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, publicado em 2001. Neste Atlas, foi estimado um potencial energético através da fonte eólica de 143,5 GW (272,2 TWh / ano), com base em medições a uma altura de 50 m, dos quais 75 GW (144,3 TWh / ano) localizam-se apenas na região Nordeste, conforme pode ser observado na Figura 28. Entretanto, estudos mais atuais, porém ainda não oficiais, apontam para um potencial superior a 300 GW, dado que a tecnologia atual dos aerogeradores permite a instalação de torres com mais de 100 metros de altura, o que permite que as pás dos equipamentos varram uma área maior e em local de velocidades de ventos superiores e mais constantes.



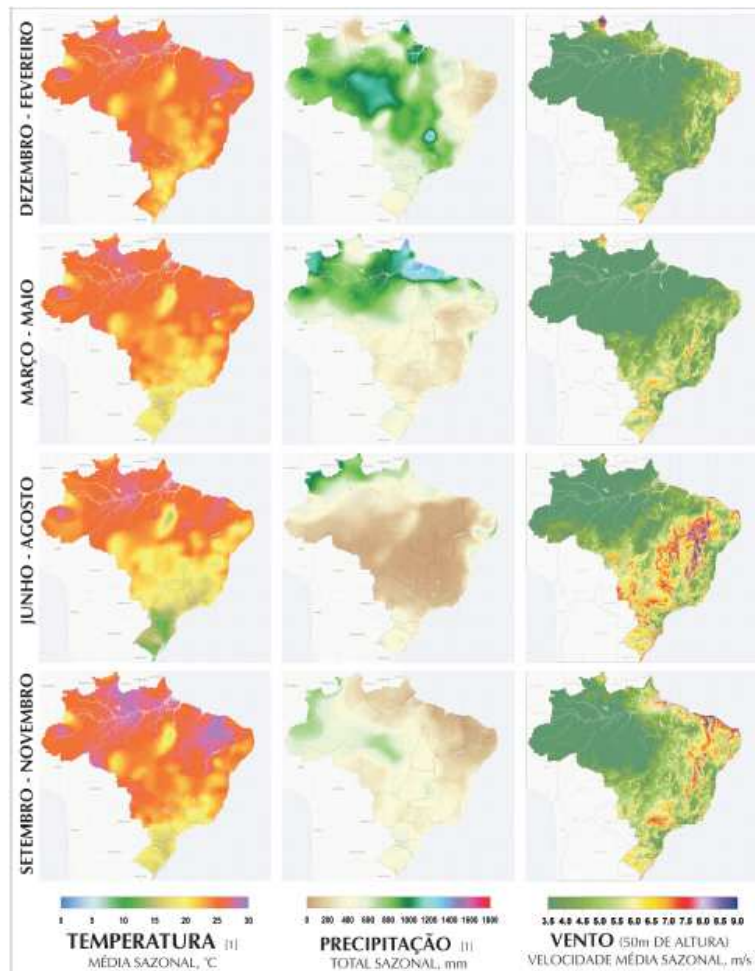
**Figura 28 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s (50m)**



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001).

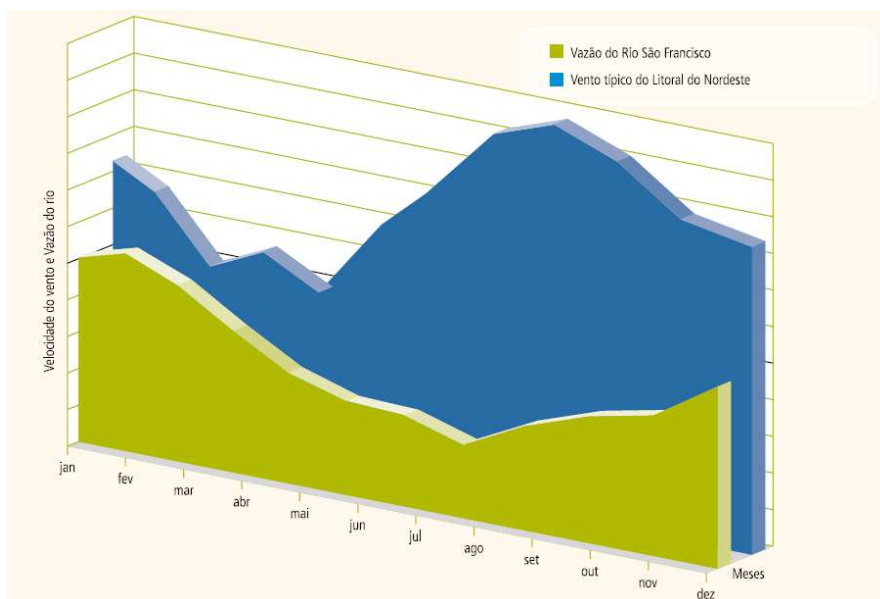
Um outro ponto importante a ser destacado refere-se não apenas ao expressivo potencial eólico no Brasil em virtude da qualidade dos seus ventos, mas também em função da sua complementaridade natural com a principal fonte de geração de energia elétrica do país, a hídrica. Através da Figura 29, é possível observar que o período de maiores índices pluviométricos no Brasil (“período chuvoso”) ocorre entre os meses de dezembro e maio, enquanto o período de maiores velocidades médias de vento ocorre justamente no período oposto, de junho a novembro. O Gráfico 14 corrobora os dados apresentados na Figura 29, ao apresentar um caso particular da vazão do Rio São Francisco frente à velocidade do vento típico do litoral do Nordeste. Novamente é possível observar que os períodos secos apresentam altas velocidades de vento e os períodos úmidos apresentam baixas velocidades de ventos, o que gera um cenário ideal para a complementaridade entre as fontes hidrelétrica e eólica.

**Figura 29 – Médias sazonais de temperatura, precipitação e velocidade de vento no Brasil**



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001).

**Gráfico 14 – Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica**



Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE / UFPE (2000).

### 3.2.2. Fator de Capacidade dos parques eólicos brasileiros

De acordo com o Gráfico 5, contemplado no item 3.1.3 desta dissertação, o fator de capacidade médio observado nos 10 principais países do setor eólico encontra-se na faixa dos 20%.

Neste sentido, é importante mencionar que o fator de capacidade estimado para os parques eólicos brasileiro é expressivamente superior ao fator de capacidade observados nos parques instalados ao redor do mundo, o que ratifica o potencial eólico brasileiro, explicado no item 3.2.1. Este alto fator de capacidade ajuda a explicar, em parte, a alta competitividade da fonte eólica no setor elétrico brasileiro. A seguir, é apresentada a evolução dos fatores de capacidade médios previstos para os parques eólicos desde o Proinfa até o último leilão no âmbito do ACR (A-5 2011).

**Tabela 3 – Evolução dos fatores de capacidade previstos para os parques eólicos brasileiros**

Leilão	Fator de capacidade
PROINFA	32%
LER 2009	43%
LER 2010	51%
LFA 2010	43%
LER 2011	50%
A-3 2011	45%
A-5 2011	49%

Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica.

Os altos fatores de capacidade previstos para os parques eólicos brasileiros foram uma das principais variáveis para explicar os baixos preços praticados pelos vendedores de energia a partir desta fonte nos leilões de venda de energia elétrica. Entretanto, no que tange à grande maioria dos parques, se observa que os fatores de capacidade foram superestimados. Conforme pode ser observado na Tabela 4, na região Sul do país, os fatores de capacidade realizados são semelhantes ao que foi estimado (31% em média), enquanto na região Nordeste, onde localizam-se a maioria dos parques, os fatores de capacidade realizados (33% em média) estão bem abaixo do que foi estimado (44% em média).

**Tabela 4 – Fatores de capacidade previsto Vs realizado nos parques brasileiros**

Usinas	Região	Fator de Capacidade		Entrada em operação
		Projetado	Observado	
OSÓRIO	Sul	32,00%	29,10%	jun-06
DOS ÍNDIOS	Sul	30,00%	28,90%	dez-06
SANGRADOURO	Sul	33,00%	31,70%	set-06
CIDREIRA I	Sul	32,50%	33,70%	mai-11
CHATO I	Sul	26,50%	27,60%	jan-12
CHATOII	Sul	26,50%	29,10%	dez-11
CHATOIII	Sul	37,00%	39,40%	jun-11
RIO DO FOGO	Nordeste	34,00%	31,50%	jul-06
PRAIA FORMOSA	Nordeste	39,00%	26,70%	set-09
ICARAIZINHO	Nordeste	43,00%	42,10%	out-09
CANOVA QUEBRADA	Nordeste	43,50%	34,50%	jan-10
BONS VENTOS	Nordeste	43,80%	32,20%	fev-10
ENACEL	Nordeste	43,50%	27,70%	mar-10
VOLTA DO RIO	Nordeste	47,00%	33,30%	set-10
PRAIA MORGADO	Nordeste	50,00%	25,50%	mai-10
ALEGRIA I	Nordeste	32,00%	21,80%	dez-10
MANGUE SECO 3	Nordeste	48,80%	38,50%	ago-11
MANGUE SECO 2	Nordeste	46,20%	41,30%	set-11
MANGUE SECO 1	Nordeste	47,30%	38,30%	set-11
MANGUE SECO 5	Nordeste	50,40%	29,40%	nov-11
<b>MÉDIA SUL</b>		<b>31%</b>	<b>31%</b>	
<b>MÉDIA NORDESTE</b>		<b>44%</b>	<b>33%</b>	
<b>MÉDIA BRASIL</b>		<b>39%</b>	<b>32%</b>	

Fonte: Losekann, L., baseado em dados da ONS, 2012.

### 3.2.3. PROINFA

O Brasil teve os primeiros registros de capacidade instalada de parques eólicos no início dos anos 90, porém somente foi impulsionado com um programa do Governo Federal de incentivo a fontes alternativas de geração de energia. O PROINFA, conforme descrito no Decreto nº 5.025, de 2004, foi instituído com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base na geração através de usinas eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN). De acordo com a Lei n.º 11.943, de 28 de maio de 2009, o prazo para o início de funcionamento desses empreendimentos se encerraria em 30 de dezembro de 2010, porém parte foi postergada para dezembro de 2011.

Para tanto, foi estabelecido que o valor pago pela energia elétrica adquirida e os custos administrativos, financeiros e encargos tributários incorridos pela Eletrobrás na contratação desses empreendimentos fossem rateados entre todas as classes de consumidores finais atendidas pelo SIN, com exceção dos consumidores classificados na Subclasse Residencial Baixa Renda (consumo igual ou inferior a 80 kWh/mês).

O Programa previu a implantação de 54 usinas eólicas totalizando 1.422,92 MW. Toda essa energia teve garantia de contratação por 20 anos pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás).

Entretanto, de acordo com o Global Wind Report 2011, publicado em abril de 2012 pelo Global Wind Energy Council – GWEC, até o final de 2011 foram implantados no Brasil 51 empreendimentos eólicos provenientes do Proinfa, o que totaliza uma capacidade instalada de 1.325,6 MW. Apenas no ano de 2011 foram implantados 13 destes empreendimentos (399,1 MW), dos quais 10 empreendimentos (222 MW) referem-se ao complexo de Água Doce e Bom Jardim, do grupo econômico argentino IMPSA, que possui uma fábrica de aerogeradores implantada no Recife (BR). Na Tabela 5 é possível observar o histórico dos projetos implantados ano a ano pelo Proinfa.

**Tabela 5 – Histórico dos projetos implantados no Brasil no âmbito do Proinfa**

Year	Wind projects	Annual	Cumulative MW
Up to 2005	10 wind farms	26.55 MW	26.6 MW
2006	05 wind farms	208.3 MW	236.8 MW
2007	01 wind farm	10.2 MW	247.0 MW
2008	05 wind farms	94.0 MW	341.0 MW
2009	15 wind farms	261.4 MW	602.4 MW
2010	14 wind farms	326.6 MW	926.5 MW
<b>2011</b>	<b>13 wind farms</b>	<b>399.1 MW</b>	<b>1,325.6 MW</b>

*Fonte: Global Wind Energy Council - GWEC (2011).*

O grande desafio estabelecido pelo Programa foi o índice de 60% de nacionalização dos empreendimentos, que teve o objetivo principal de fomentar a indústria de base dessas fontes. Se considerarmos como fator de desenvolvimento o domínio da cadeia produtiva, o PROINFA coaduna com outras ações do governo que resultaram no fortalecimento da indústria brasileira de geração de energia elétrica.

O programa enfrentou problemas de atrasos no cronograma de implantação dos parques. De acordo com o entendimento da Eletrobrás, esse mau desempenho foi fruto da dificuldade para o cumprimento do conteúdo nacional mínimo exigido (60%).

Para conter esse problema, o imposto de importação incidente sobre as turbinas eólicas passou de 14% para zero, a fim de permitir que o índice de nacionalização fosse atingido pelos empreendedores do PROINFA à medida que o custo dos equipamentos importados diminuiu em função desta queda de alíquota do imposto. Essa mudança de regra foi polêmica e causou diversos problemas com a fabricante de aerogeradores Wobben Windpower que, sendo a primeira a se instalar no Brasil, já estava presente antes da alteração. Ainda assim, a Eletrobrás manteve a decisão alegando que a indústria nacional não teria condições de atender sozinha à demanda prevista pelo PROINFA. Mais tarde, observando a evolução exponencial da

capacidade instalada no país, percebe-se que a indústria nacional teria condições de atender a demanda.

A mudança do imposto não foi unanimemente entendida como positiva para o setor, pois houve muitas acusações que o descumprimento dos prazos não se tenha dado pela dificuldade de atingir o índice de nacionalização e sim pelo fato que alguns participantes do leilão não tinham o objetivo de executar os projetos, mas sim de revendê-los. Dessa forma, o atraso aumentava à medida que ocorria o repasse repetido dos projetos e somente às vésperas da data de conclusão, era encaminhado o pedido de fornecimento de equipamentos à indústria nacional, que, nestas condições e prazos, não tinha como entregar equipamentos a tempo.

#### **3.2.4. Mecanismo de Leilões no Brasil**

Os primeiros empreendimentos de energia eólica interligados ao SIN foram contratados em 2004, no âmbito do **PROINFA**, que ofereceu preços fixos para a totalidade da energia gerada e nenhuma penalidade em função de desvios ocorridos entre o montante contratado e o de fato gerado.

Posteriormente, o **primeiro leilão exclusivo para fontes alternativas de energia (1º LFA)** ocorreu em junho de 2007 (LFA/2007 – edital nº 003/2007), resultando na contratação de 186 MW de energia a um preço marginal de R\$ 139,12/MWh, dentre os quais 46 MW destinaram-se a Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e 140 MW foram destinados à termelétricas à biomassa. Não houve empreendimento eólico a lograr-se vencedor neste certame.

Através do **1º Leilão de Energia de Reserva** (LER/2008 – edital nº 001/2008), ocorrido em agosto do referido ano, o governo brasileiro empreendeu novos esforços no sentido de viabilizar a contratação em ambiente regulado de novos empreendimentos eólicos, entretanto novamente não houve êxito neste sentido uma vez que os empreendimentos vencedores foram exclusivos da fonte biomassa a bagaço de cana.

Entretanto, em dezembro de 2009, foi realizado o **2º Leilão de Energia de Reserva** (LER/2009 – edital nº 003/2009), sendo este o primeiro leilão exclusivo para energia eólica. O certame resultou na contratação de 1.805,7 MW (783,1 MW médios), provindos de 71 projetos, a um preço médio de venda de R\$ 148,39/MWh. Esses empreendimentos estão distribuídos por cinco estados das regiões Nordeste e Sul, com 88% da potência instalada nos Estados do Rio Grande do Norte, Ceará e Bahia, conforme pode ser observado na Tabela 6. Do total de projetos contratados no LER 2009, 11 empreendimentos (276 MW) foram concluídos ao longo de 2011, nos

seguintes Estados: Rio Grande do Sul (4 projetos / 82 MW), Bahia (3 projetos / 90 MW) e Rio Grande do Norte (4 projetos / 104 MW). Os demais 60 projetos (1.529 MW) devem estar em operação comercial até 30/06/2012, de forma a não sofrerem as penalizações definidas nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEARs, provindos deste certame.

Paralelamente, é importante mencionar que os principais fabricantes de aerogeradores que tiveram demandas atreladas ao LER 2009 foram: General Eletrics - GE, IMPSA Wind Power, Suzlon, Vestas e Wobben/Enercon.

**Tabela 6 – Resultado do Leilão de Reserva (LER) 2009**



Leilão de Energia de Reserva (Eólica) – resultado:

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

Fonte: EPE - Leilão de Reserva, 2009.

Os empreendimentos eólicos voltaram a serem contratados no **2º Leilão de Fontes Alternativas** (LFA/2010 - edital nº 07/2010), ocorrido em agosto de 2010. Neste leilão, foram ofertados dois produtos, a saber: (1) Disponibilidade: fontes Biomassa e Eólica, com início de suprimento em 01/01/2013 e prazo de duração de 20 anos e; (2) Quantidade: Fonte Hidroelétrica (PCH), com início de suprimento em 01/01/2013 e prazo de duração de 30 anos. Na modalidade Quantidade, o comprador da energia paga mensalmente pela energia contratada. Na modalidade Disponibilidade, o comprador da energia paga uma receita fixa mensal somada a uma parcela variável, denominada custo variável unitário (CVU), conforme a energia efetivamente consumida.

Este leilão A-3 proporcionou a contratação de uma potência instalada total de 1.685,6 MW (714,3 MWmédios), a partir de um conjunto de 56 empreendimentos, sendo assim distribuído: eólicos (50 empreendimentos / 643,9 MWmédios); biomassa a bagaço de cana (1 empreendimento / 22,3 MWmédio) e PCHs (5 empreendimentos / 48,1 MWmédios). O preço médio final do leilão foi de R\$ 135,48/MWh e os principais fabricantes de aerogeradores que tiveram demandas atreladas ao LFA/2010 foram: IMPSA/ENERGIMP (270 MW), Iberdrola (258 MW), CHESF (180 MW), Contour Global (150 MW) e Energisa (150 MW).

Paralelamente, ainda em agosto de 2010, foi realizado o **3º Leilão de Reserva** (LER/2010 – edital nº 05/2010), também destinado à contratação de fontes alternativas de energia. Neste leilão, foram oferecidos produtos para as fontes biomassa (energia de reserva com início de suprimento em 2011, 2012 e 2013 / duração 15 anos), eólica (energia de reserva com início de suprimento em 2013 / duração 20 anos) e PCH (energia de reserva com início de suprimento em 2013 / duração 30 anos). O 3º Leilão de Reserva proporcionou a contratação de uma potência instalada total de 1.206,6 MW (445,1 MW médios), a partir de um conjunto de 33 empreendimentos, sendo assim distribuído: eólicos (20 empreendimentos / 255,1 MW médios); biomassa a bagaço de cana (11 empreendimento / 168,3 MW médios) e PCHs (2 empreendimentos / 21,7 MW médios). O preço médio final do leilão foi de R\$ 125,07/MWh e os principais fabricantes de aerogeradores que tiveram demandas atreladas ao LER 2010 foram: Renova Energia (153 MW), Iberdrola (115 MW) e ENEL (90 MW).

Assim, os dois leilões de 2010 que ofertaram produtos destinados à fonte eólica (A-3 e Reserva) resultaram numa contratação de 2.047,8 MW de potência instalada desta fonte, provindos de 70 projetos, sendo 50 projetos no LFA 2010 (1.519,6 MW) e 20 projetos no LER 2010 (528,2 MW), correspondendo a 899 MW médios negociados a um preço médio de R\$ 130,86, conforme pode ser observado na Tabela 7. O 2º Leilão de Fontes Alternativas (A-3) e o 3º Leilão de Reserva e entraram para história do Brasil como os dois maiores leilões de energia elétrica proveniente de fontes alternativas já realizados. Os leilões apresentaram um balanço de R\$ 26,9 bilhões movimentados.

**Tabela 7 – Leilão de Fontes Alternativas (LFA) 2010**



Leilões de Fontes Alternativas 2010 – resultado final:

Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Energia negociada (MW médios)	Preço médio (R\$/MWh)
Eólica	70	2.047,8	899	130,86
Biomassa	12	712,9	190,6	144,20
PCH	7	131,5	69,8	141,93
<b>TOTAL</b>	<b>89</b>	<b>2.892,2</b>	<b>1.159,4</b>	<b>133,56</b>

Fonte: EPE - Leilões de Fontes Alternativas, 2010.

**O leilão A-3 de 2011 - 12º Leilão de Energia Nova** (LEN/2011 - edital 02/2011), ocorrido em agosto de 2011, também garantiu a contratação das fontes alternativas de energia, no âmbito do produto Disponibilidade. O leilão proporcionou a contratação de uma potência instalada total de 2.744,6 MW (1.686,1 MW médios), a partir de um conjunto de 51 empreendimentos, sendo assim distribuídos: eólicos (44 empreendimentos / 1.067,7 MW / 484,2 MW médios); biomassa a bagaço de cana (4



empreendimento / 197,8 MW / 91,7 MWmédios); Termelétricas a gás natural (2 empreendimentos / 1.029,1 MW / 900,9 MWmédios). Não houve vencedor para a fonte PCH. A licitação teve um preço médio de R\$102,07/MWh e representou uma quebra de paradigma uma vez que pela primeira vez as fontes alternativas se mostraram competitivas frente à fonte hídrica (UHE Jirau), contratada no âmbito do produto Quantidade. O resultado do leilão pode ser observado na Tabela 8:

**Tabela 8 – Leilão A-3 2011**



Leilão de Energia A-3 / 2011 – resultado final:

Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Garantia Física (MWmédios)	Preço médio (R\$/MWh)
Eólica	44	1.067,7	484,2	99,58
Biomassa	4	197,8	91,7	102,41
Hídrica	1	450	209,3	102
Gás natur.	2	1.029,1	900,9	103,26
<b>TOTAL</b>	<b>51</b>	<b>2.744,6</b>	<b>1.686,1</b>	<b>102,07</b>

Fonte: EPE - Leilão A-3, 2011.

Paralelamente, um dia após este Leilão A-3 de 2011, foi realizado o **4º Leilão de Energia de Reserva** (LER/2011 – edital 03/2011) onde foram contratados 1.218,1 MW em parques eólicos e termelétricas à biomassa (bagaço de cana-de-açúcar e resíduos de madeira). Nesse certame um total de 41 empreendimentos negociou a venda de energia a um preço médio final de R\$ 99,61/MWh. O resultado do leilão pode ser observado na Tabela 9:

**Tabela 9 – Leilão de Reserva (LER) 2011**



Leilão de Energia de Reserva / 2011 – resultado final:

Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Garantia Física (MWmédios)	Preço médio (R\$/MWh)
Eólica	34	861,1	428,8	99,54
Biomassa	7	357	169,5	100,40
<b>TOTAL</b>	<b>41</b>	<b>1.218,1</b>	<b>589,3</b>	<b>99,61</b>

Fonte: EPE - Leilão de Reserva, 2011.

Por fim, o **leilão A-5 de 2011 - 13º Leilão de Energia Nova** (LEN/2011 - edital 07/2011), ocorrido em dezembro de 2011, no âmbito do produto disponibilidade, garantiu a contratação de 41 empreendimentos de fontes renováveis de energia (1.076,5 MW / 521,6 MW médios), dos quais 39 provenientes da fonte eólica (976,5 MW / 478,5 MW médios) e 2 provenientes da fonte biomassa de bagaço de cana (100

MW / 43,1 MW médios), conforme pode ser observado na Tabela 10, a seguir. Os empreendimentos devem entrar em operação comercial até o dia 01/01/2016.

**Tabela 10 – Leilão A-5 2011**

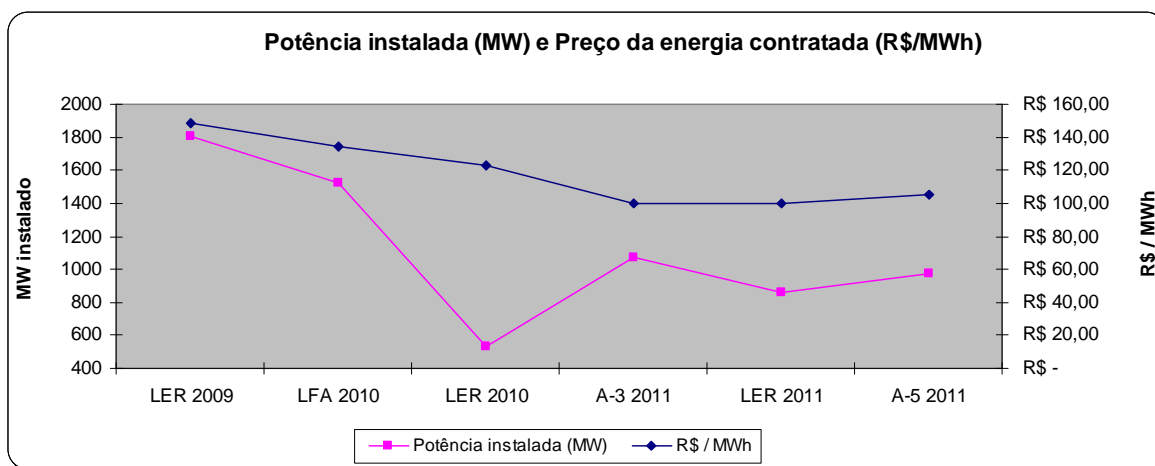
Fonte	Projetos contratados	Potência instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Preço médio (R\$/MWh)
Eólica	39	976,5	478,5	105,12
Biomassa	2	100	43,1	103,06
Hídrica	São Roque	135	90,9	91,20
<b>TOTAL</b>	<b>42</b>	<b>1.211,5</b>	<b>612,5</b>	<b>102,18</b>

Fonte: EPE - Leilão de Energia A-5 / 2011.

Os próximos leilões a ocorrer no Brasil, que estavam marcados para os dias 28/06/2012 (A-3) e 16/08/2012 (A-5), foram adiados para o mês de outubro de 2012. O adiamento ocorreu principalmente em função de grande parte das distribuidoras estarem sobrecontratadas e, no caso do A-5, também em função da dificuldade da obtenção de licenças ambientais para as duas principais hidrelétricas do certame, a UHE São Manoel (700 MW) e a UHE Sinop (400 MW). Cabe ressaltar que o montante a ser contratado neste dois certames é importante para a continuidade do desenvolvimento do setor eólico no país uma vez que, no caso do leilão A-3, provavelmente a fonte eólica é atualmente a mais competitiva, e, no caso do leilão A-5, é a segunda mais competitiva, atrás apenas das grandes unidades hidrelétricas.

Por fim, Gráfico 15 ilustra a evolução da potência instalada (MW) proveniente da fonte eólica e contratada no âmbito dos leilões do ACR, desde o LER 2009 até o leilão A-5 de 2011. Paralelamente, é ilustrada a queda do preço médio nominal de contratação da energia proveniente desta fonte para os respectivos leilões.

**Gráfico 15 – Evolução da contratação da fonte eólica no âmbito do ACR**



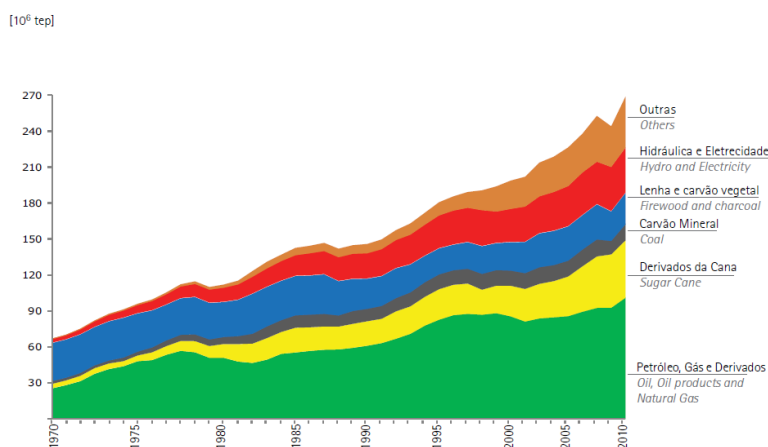
Fonte: Próprio autor, 2012.

Diversos são os fatores que contribuíram no sentido de proporcionar a diminuição dos preços da energia eólica no Brasil, nos últimos anos. O primeiro foi o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Além do programa, a realização de leilões incentivou a contratação de diversos parques eólicos, como foram os casos dos leilões de fontes alternativas e o leilão exclusivo para a fonte em 2009. O segundo fator foi a isenção de ICMS, PIS/Cofins e Pasesp, descontos concedidos em uma época em que o preço de geração provinda da fonte eólica ainda era elevado e a redução de custos era imprescindível para atrair investimentos no setor. O terceiro foi a entrada de grandes fabricantes de aerogeradores no país, facilitada pela crise econômica mundial. A qualidade dos ventos no Brasil, aliada a mercado interno crescente e robusto também é um fator que ajuda a explicar o desenvolvimento que o setor de energia eólica vivenciou no país nos últimos anos. Dessa forma, a conjuntura macroeconômica atual, aliada aos incentivos no sentido de promover o setor eólico, levaram a um significativo ganho de competitividade para a fonte, possibilitando a redução do seu preço médio, que passou de R\$148,39/MWh em 2009, para cerca de R\$ 99,6/MWh no último leilão A-3 e no leilão de reserva e R\$ 105,12/MWh no leilão A-5 , em 2011. O preço da energia em 2011 chegou a ficar abaixo das hidrelétricas e das térmicas, sendo um dos mais baixos praticados no mundo.

### ***3.2.5. Evolução da matriz energética e de geração elétrica brasileira***

Conforme dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, no último Balanço Energético Nacional – BEN 2011, a produção de energia primária no Brasil ainda é majoritariamente provinda de fontes não renováveis (52,5%), quase totalmente em função do petróleo e do gás natural, enquanto as fontes renováveis de energia representam aproximadamente 47,5% desta produção de energia primária, assim divididos: produtos da cana de açúcar (19,3%), energia hidráulica (13,7%), lenha (10,3%) e outras renováveis (4,3%). O Gráfico 16 apresenta a evolução da produção de energia primária no Brasil desde o ano de 1970 até 2010.

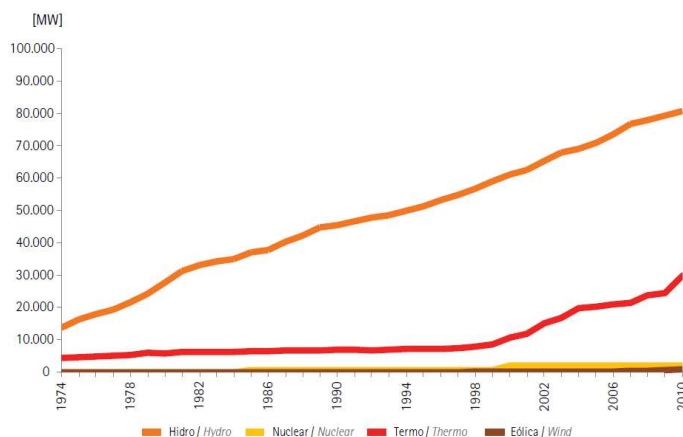
### Gráfico 16 – Produção de Energia Primária no Brasil (1970 – 2010)



Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN 2011 (EPE).

Em relação à capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil, destaca-se sempre a presença marcante da fonte hidráulica, assim como, principalmente a partir do ano de 1999, um crescimento das termoeletricas no parque supridor, conforme ilustrado no Gráfico 17.

### Gráfico 17 – Capacidade instalada de geração elétrica por fonte no Brasil (1974 – 2010)



Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN 2011 (EPE).

Adicionalmente, em relação ao ano de 2010, com um acréscimo de capacidade 7,1 GW de potência, a capacidade instalada do país evoluiu para 113.327 MW, provenientes das centrais de serviços públicos (97.799 MW / 86,3%) e das autoprodutoras (15.528 MW / 13,7%). Deste total, conforme é ilustrado na Tabela 11, as centrais hidráulicas representam 71,2% (80.703 MW), ao passo que centrais térmicas respondem por 26,2% (29.689 MW) da capacidade instalada total. As usinas

nucleares participam com 1,8% (2.007 MW) sendo o 0,8% (928 MW) restante proveniente da fonte eólica. Adicionalmente, a

Tabela 12 apresenta a distribuição regional desta capacidade instalada de geração elétrica no país, onde é demonstrado que grande parte das hídricas, térmicas e nucleares localizam-se nas regiões Sul e Sudeste, enquanto que grande parte das eólicas localizam-se no Nordeste. Assim, percebe-se que a fonte eólica contribui também no sentido da diversificação regional da geração elétrica no Brasil.

**Tabela 11 – Capacidade instalada de geração elétrica por fonte em 2010**

ESTADO	MW												STATE			
	HIDRO			TERMO			EÓLICA			NUCLEAR				TOTAL		
	HYDRO			THERMAL			WIND			NUCLEAR				TOTAL		
SP	APE	TOTAL	SP	APE	TOTAL	SP	APE	TOTAL	SP	SP	APE	TOTAL	BRAZIL			
BRASIL	77.318	3.385	80.703	17.548	12.141	29.689	926	2	928	2.007	97.799	15.528	113.327	BRAZIL		

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN 2011 (EPE).

**Tabela 12 – Capacidade instalada de geração elétrica por fonte em 2010 (por região)**

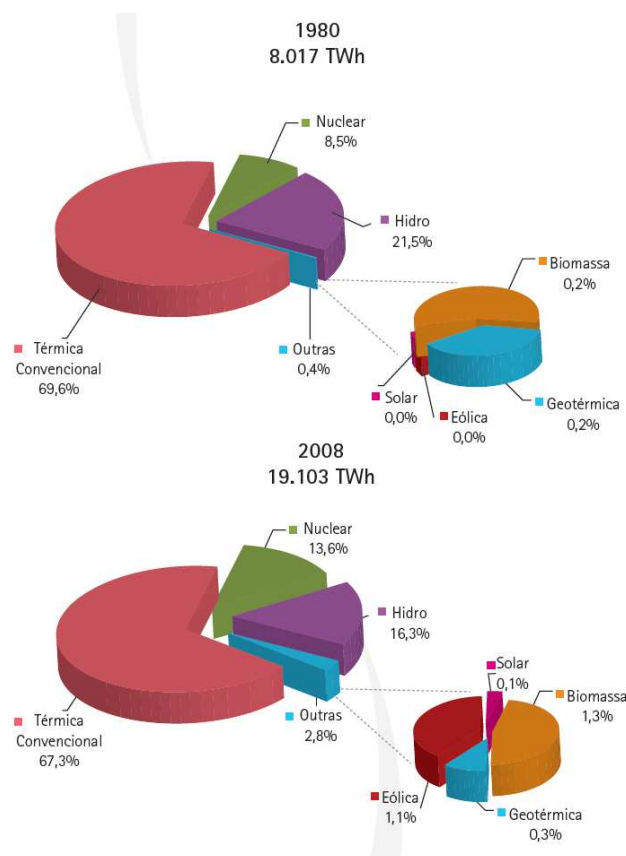
REGIÃO	%												REGION			
	HIDRO			TERMO			EÓLICA			NUCLEAR				TOTAL		
	HYDRO			THERMAL			WIND			NUCLEAR				TOTAL		
SP	APE	TOTAL	SP	APE	TOTAL	SP	APE	TOTAL	SP	SP	APE	TOTAL	TOTAL			
TOTAL	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	TOTAL		
NORTE	14,1	0,8	13,5	17,3	3,0	11,4	0	0	0	0	14,2	2,5	12,6	NORTH		
NORDESTE	13,9	4,9	13,6	22,6	16,1	19,9	78,0	100	78,0	0	15,8	13,7	15,5	NORTHEAST		
SUDESTE	29,3	55,9	30,4	34,4	63,1	46,1	3,1	0	3,1	100	31,4	61,5	35,5	SOUTHEAST		
SUL	28,5	33,8	28,7	18,1	8,3	14,1	18,9	0	18,8	0	26,0	13,8	24,3	SOUTH		
CENTRO-OESTE	14,2	4,5	13,8	7,6	9,5	8,4	0	0	0	0	12,6	8,4	12,0	CENTER-WEST		

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN 2011 (EPE).

Para fins comparativos, ilustra-se, no Gráfico 18, a geração elétrica por fonte no mundo (%), no ano de 1980 e 2008. Percebe-se que em termos mundiais, a fonte térmica convencional representa para as matrizes de geração elétrica dos países, em média, o que a fonte hídrica representa para a fonte brasileira (71,2% em 2010). Assim, é correto dizer que, em termos comparativos, o Brasil tem uma matriz de geração elétrica<sup>5</sup> com baixo nível de emissão de gases de efeito estufa, em relação à média das matrizes dos demais países, conforme explicado no item 3.2.6.

<sup>5</sup> Em termos de oferta interna de energia elétrica (TWh), somando-se a importação da usina de Itaipú, o percentual provindo da fonte hídrica é superior à 74%.

**Gráfico 18 – Geração elétrica por fonte no mundo (%) – 1980 e 2008**



Fonte: Anuário Estatístico de EE - EPE (2011).

Convém mencionar a composição setorial do consumo de eletricidade no Brasil, conforme pode ser observado na Tabela 13. No ano de 2010, o setor industrial foi o maior consumidor de eletricidade (44,2%), seguido pelo setor residencial (23,8%) e comercial (15,0%).

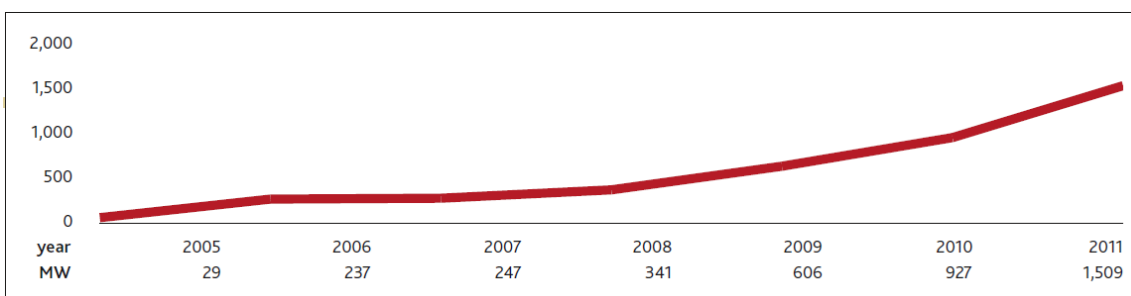
**Tabela 13 – Composição setorial do consumo de eletricidade no Brasil**

SETORES	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	SECTORS
CONSUMO FINAL (10 <sup>9</sup> tep)	26.626	27.884	29.430	30.955	32.267	33.536	35.443	36.830	36.365	39.187	FINAL CONSUMPTION (10 <sup>9</sup> toe)
SETOR ENERGÉTICO	3,6	3,6	3,5	3,7	3,6	3,7	4,2	4,3	4,4	4,7	ENERGY SECTOR
RESIDENCIAL	23,8	22,4	22,3	21,8	22,2	22,0	22,1	22,3	24,1	23,8	RESIDENTIAL
COMERCIAL	14,4	14,0	14,1	13,9	14,3	14,2	14,2	14,6	15,2	15,0	COMMERCIAL
PÚBLICO	8,8	8,7	8,7	8,4	8,7	8,5	8,2	8,1	8,7	8,1	PUBLIC
AGROPECUÁRIO	4,0	4,0	4,2	4,1	4,2	4,2	4,3	4,3	3,9	3,9	AGRICULTURE AND LIVESTOCK
TRANSPORTES	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	TRANSPORTATION
INDUSTRIAL	45,0	47,1	47,0	47,8	46,7	47,0	46,7	46,1	43,3	44,2	INDUSTRIAL
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	TOTAL

Fonte: Balanço Energético Nacional – BEN 2011 (EPE).

Em relação especificamente à fonte eólica, o Gráfico 19 ilustra a evolução da capacidade instalada, em MW, nos últimos anos. O gráfico já demonstra a capacidade instalada para o ano de 2011, enquanto os dados do BEN 2011, apresentados anteriormente, mencionam a capacidade instalada até o ano de 2010. No item 3.2.6, é possível observar o status em maio de 2012.

**Gráfico 19 – Evolução da capacidade instalada eólica no Brasil**



*Fonte: Global Wind Energy Council - GWEC (2011).*

### **3.2.6. Situação atual (dados BIG – ANEEL)**

De acordo com os dados do Banco de Informação de Geração, divulgado pela ANEEL em 06/05/2012, o Brasil possuía, nesta data, um total de 2.616 empreendimentos de geração elétrica em operação comercial, gerando 117.608.259 kW de potência<sup>6</sup>, dos quais 75 empreendimentos (1,5 GW / 1,29%) são provenientes da fonte eólica, conforme pode ser observado na Tabela 14 e no Gráfico 20.

---

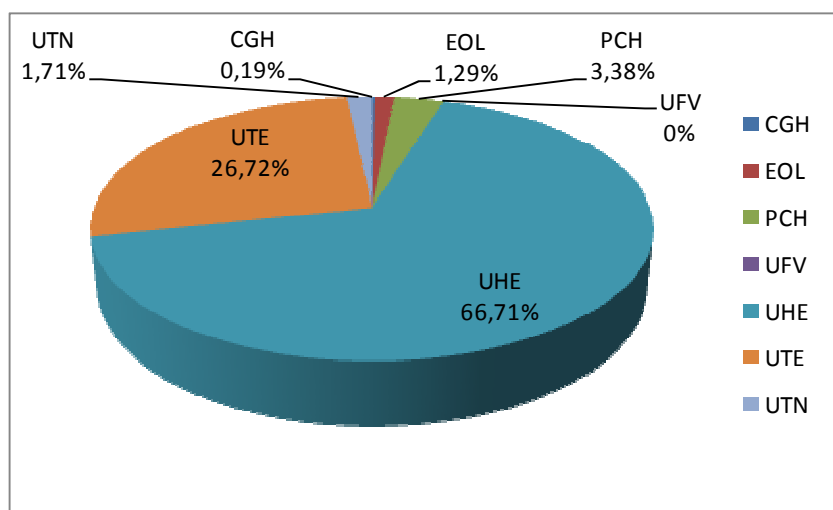
<sup>6</sup> Os valores de porcentagem são referentes a Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual à considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

**Tabela 14 – Empreendimentos em Operação no Brasil**

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	376	223.686	221.866	0,19%
EOL	75	1.615.338	1.519.042	1,29%
PCH	428	4.059.641	3.980.205	3,38%
UFV	8	5.494	1.494	0%
UHE	182	81.943.063	78.456.459	66,71%
UTE	1.545	32.947.278	31.422.193	26,72%
UTN	2	1.990.000	2.007.000	1,71%
<b>Total</b>	<b>2.616</b>	<b>122.784.500</b>	<b>117.608.259</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Banco de Informação Gerencial – BIG (ANEEL), 06/05/2012.

**Gráfico 20 – Empreendimentos em Operação no Brasil (%)**



Fonte: Banco de Informação Gerencial – BIG (ANEEL), 06/05/2012.

Em relação aos empreendimentos atualmente em construção no país, observa-se, na Tabela 15 e no Gráfico 21, que grande parte da expansão ainda está concentrada nas grandes centrais hidrelétricas e nas térmicas, embora exista uma tendência de maior participação da fonte eólica, cuja participação relativa em relação aos empreendimentos atualmente em construção é significativamente superior à participação relativa desta fonte em relação às fontes atualmente em operação comercial no país. Neste sentido, destaca-se a construção referente à uma potência outorgada de aproximadamente 1,5 GW (5,5% do total em construção).

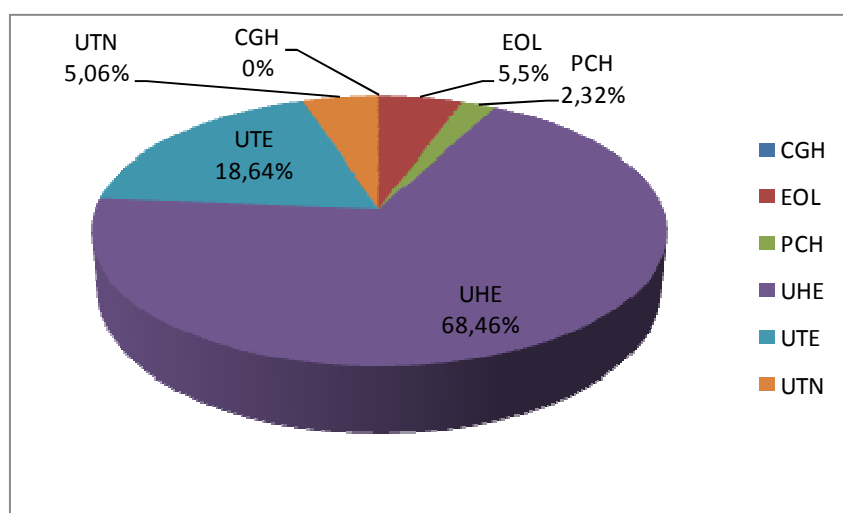


**Tabela 15 – Empreendimentos em Construção no Brasil**

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	1	848	0%
EOL	57	1.467.090	5,5%
PCH	54	619.587	2,32%
UHE	11	18.252.400	68,46%
UTE	43	4.970.197	18,64%
UTN	1	1.350.000	5,06%
<b>Total</b>	<b>167</b>	<b>26.660.122</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Banco de Informação Gerencial – BIG (ANEEL), 06/05/2012.

**Gráfico 21 – Empreendimentos em Construção no Brasil (%)**



Fonte: Banco de Informação Gerencial – BIG (ANEEL), 06/05/2012.

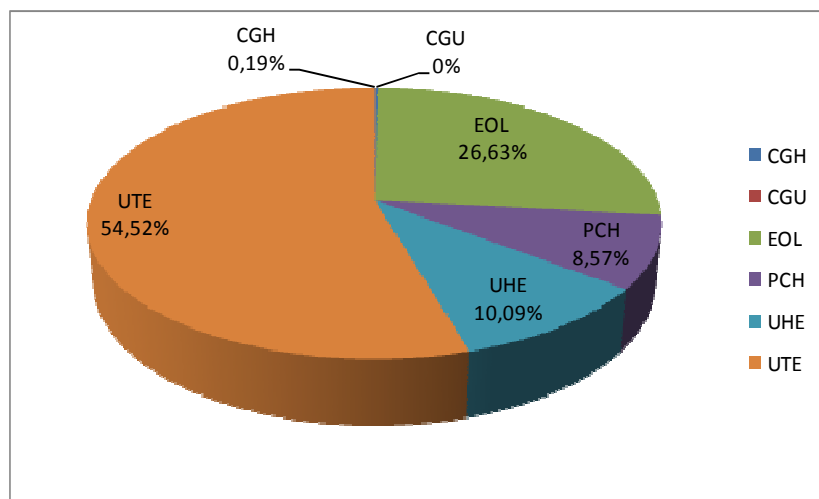
Por fim, em relação aos empreendimentos outorgados no Brasil entre os anos de 1998 e 2012 que ainda não iniciaram a fase de construção, percebe-se uma grande concentração nas térmicas e uma expressiva participação da fonte eólica, enquanto a fonte hídrica apresenta uma participação relativa significativamente inferior à participação relativa desta fonte em relação aos empreendimentos atualmente em operação comercial ou em fase de construção. Destaca-se a fonte eólica, com 201 empreendimentos outorgados, que correspondem a uma potência de aproximadamente 5,7 GW (26,63%), conforme é possível observar na Tabela 16 e no Gráfico 22.

**Tabela 16 – Empreendimentos Outorgados no Brasil**

Empreendimentos Outorgados entre 1998 e 2012 (ainda não iniciaram a fase de Construção)			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	61	40.698	0,19%
CGU	1	50	0%
EOL	201	5.748.590	26,63%
PCH	134	1.849.090	8,57%
UHE	11	2.179.042	10,09%
UTE	150	11.768.573	54,52%
<b>Total</b>	<b>558</b>	<b>21.586.043</b>	<b>100,00%</b>

Fonte: Banco de Informação Gerencial – BIG (ANEEL), 06/05/2012.

**Gráfico 22 – Empreendimentos Outorgados no Brasil (%)**



Fonte: Banco de Informação Gerencial – BIG (ANEEL), 06/05/2012.

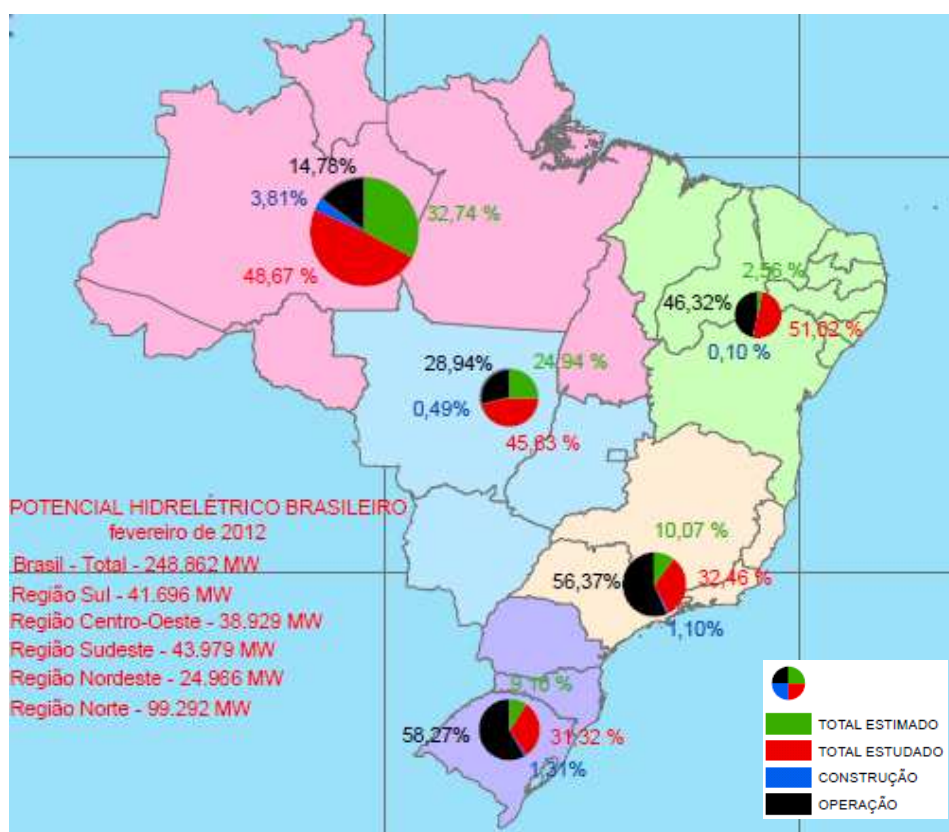
### **3.2.7. O potencial hidrelétrico e a baixa emissão de CO<sub>2</sub> da matriz brasileira**

O Brasil possui um dos maiores potenciais do mundo para o aproveitamento da energia hídrica para a geração de energia elétrica, fato este que gera a consequente matriz de geração elétrica fortemente focada nesta fonte. Conforme pode se observar na Figura 30, o potencial hidroelétrico brasileiro é de 248,9 GW, dos quais 99,3 MW (39,9%) encontram-se na região Norte. Adicionalmente, de acordo com a Tabela 17, grande parte do potencial já explorado (usinas em operação) encontra-se nas bacias do Rio Paraná (42,6 GW), do Rio São Francisco (10,7 GW) e do Rio Tocantins (13,2 GW).

Portanto, o Brasil ainda possui um grande potencial de aproveitamento através da fonte de geração hídrica, embora grande parte deste potencial esteja localizado na

região amazônica, foco de grandes holofotes ambientais que geram diversas restrições, como se observou no caso recente da implantação da usina de Belo Monte. Neste sentido, os empreendimentos implantados recentemente têm como característica a diminuição da área alagada (usina a fio d'água em detrimento das usinas reservatório), com a conseqüente diminuição da capacidade de regularização que tem impacto direto na segurança do suprimento de energia elétrica a nível nacional.

**Figura 30 – Potencial hidroelétrico brasileiro (fev/2012)**



Fonte: Sistema de Informações do Potencial Hidroelétrico Brasileiro da Eletrobrás – SIPOT.

**Tabela 17 – Potencial hidrelétrico brasileiro por bacia hidrográfica (dez/2011)**

Estágio / Bacia	Atlântico Leste	Atlântico Norte / Nordeste	Atlântico Sudeste	Rio Amazonas	Rio Paraná	Rio São Francisco	Rio Tocantins	Rio Uruguai	Totais por Estágio
Remanescente	767,4	525	983,06	17.584,46	3.665,90	694	1.779,60	11,7	26.011,12
Individualizado	678,4	181,7	1.090,00	19.017,33	2.706,22	866,98	128	404	25.072,63
Total Estimado	1.445,80	706,7	2.073,06	36.601,79	6.372,12	1.560,98	1.907,60	415,7	51.083,75
Inventário	5.619,97	1.047,65	1.579,78	34.518,41	8.787,90	7.439,31	7.421,86	4.017,68	70.432,56
Viabilidade	894,9	575	2.218,00	12.307,10	2.110,23	6.140,00	3.738,00	604,9	28.588,13
Projeto Básico	671,96	49,69	362,79	3.256,75	2.020,04	212,84	211,19	353,74	7.139,00
Construção	396,7	0	68,83	3.846,04	579,41	21	0	114,5	5.026,48
Operação	4.965,43	335,26	3.532,78	4.650,25	42.613,81	10.692,50	13.153,97	6.647,79	86.591,78
Total Geral	13.994,76	2.714,30	9.835,24	95.180,34	62.483,51	26.066,63	26.432,62	12.154,31	248.861,73

Fonte: Sistema de Informações do Potencial Hidroelétrico Brasileiro da Eletrobrás – SIPOT.

Principalmente em virtude desta matriz de geração elétrica fortemente focada na geração hídrica, em termos de emissão de gases de efeito estufa proveniente da geração de eletricidade, o Brasil destaca-se positivamente como um país ambientalmente mais correto. A Tabela 18 demonstra que o nível de emissão, em termos absolutos e em termos de emissão per capita, do Brasil (26 Mt.CO<sub>2</sub> e 0,14 tCO<sub>2</sub> / hab) é muito pequeno se comparado com os principais países emissores, principalmente onde se destaca a China, principal emissor em termos absolutos (3.000 Mt.CO<sub>2</sub>) e a Austrália, principal emissor em termos de emissão per capita (12.24 tCO<sub>2</sub>/hab).

**Tabela 18 – Emissão de gases de efeito estufa na geração de EE (2006)**

País	Emissões	
	Mt.CO <sub>2</sub>	tCO <sub>2</sub> /hab
China	3.000	2,30
Estados Unidos	2.690	9,07
União Européia	1.642	3,35
Rússia	979	6,84
Índia	744	0,68
Japão	501	3,92
Alemanha	372	4,51
Austrália	250	12,24
Reino Unido	242	4,01
Coreia do Sul	233	4,82
Brasil	26	0,14

Fonte: Anuário Estatístico de EE - EPE (2011).

Conforme pode ser observa na Tabela 19, as grandes centrais hidrelétricas apresentam um baixo grau de emissão de CO<sub>2</sub> equivalente quando comparado às demais fontes de geração de energia elétrica.

**Tabela 19 – Emissão de CO<sub>2</sub> em diversas fontes de geração de EE**

Tecnologias	Emissões de CO <sub>2</sub> nos estágios de produção de energia (ton/GWh)			
	Extração	Construção	Operação	Total
Planta convencional de queima de carvão	1	1	962	964
Planta de queima de gás	0	0	484	484
Pequenas hidrelétricas	-	10	-	10
Energia eólica	-	7	-	7
Solar fotovoltaico	-	5	-	5
Grandes hidrelétricas	-	4	-	4
Solar térmico	-	3	-	3
Lenha (Extração programável)	-1.509	3	1.346	-160

Fonte: "Renewable Energy Resources: Opportunities and Constraints 1990-2020" - World Energy Council - 1993

Fonte: World Energy Council (1993).

Entretanto, conforme citado anteriormente, principalmente pelo fato de grande parte do potencial hídrico remanescente do Brasil se situar na região amazônica, diversas são as restrições ambientais no sentido de dificultar a expansão da oferta de energia elétrica através desta fonte.

Por outro lado, é importante ressaltar que a fonte eólica, devido a sua característica de intermitência do vento, embora tenha um enorme potencial e um importante papel a desenvolver no cenário de geração elétrica nacional, conforme descrito no item 3.2.1, não será suficiente, sozinha, para garantir esta segurança energética que historicamente foi garantida pelos grandes reservatórios das hídricas, complementadas pela flexibilidade das térmicas. Sendo assim, surge o grande trade-off ambiental: áreas alagadas em função dos reservatórios das hídricas ou a queima de combustíveis fósseis nas térmicas? A única solução alternativa mais realista para este paradigma, em termos de escala, atualmente seria a fonte nuclear, que após o recente acidente da usina japonesa de Fukushima é a primeira fonte a ser descartada neste debate.

Neste sentido, o Brasil tem mesclado a busca contínua por fontes alternativas de energias, tais quais a eólica, PCHs e térmicas a biomassa, aliada a expansão das grandes hidrelétricas com menor capacidade de regularização e as térmicas, que nos últimos leilões não têm conseguido competir em termos de custo. Entretanto, vivenciamos atualmente a descoberta de grandes reservatórios de gás natural, como no pré-sal, e, assim, com a oferta de gás que o país terá nos próximos anos é de se pensar que o setor elétrico brasileiro tenderá a equilibrar a oferta de energia elétrica também utilizando as térmicas a gás para garantir a segurança energética no futuro.

No item a seguir, são apresentadas as projeções de crescimento da oferta de energia elétrica no Brasil.

### **3.2.8. Projeções de evolução da energia eólica no país**

A evolução da capacidade instalada para diferentes fontes de geração até o ano de 2020 é apresentada na Tabela 20 e no Gráfico 23, que contemplam os dados divulgados no último Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2020, elaborado pela EPE.

É possível observar que a fonte hídrica continuará sendo, embora um pouco menos representativa, a grande fonte geradora de energia elétrica na matriz de geração brasileira até o ano de 2020. Convém observar, através do Gráfico 23, o enorme crescimento das fontes eólicas, PCH e biomassa, que, em conjunto, representavam aproximadamente 8% (9 GW) da matriz de geração elétrica em 2010,

ante a uma previsão de alcançarem aproximadamente 16% (27 GW) desta matriz em 2020. Destaca-se o crescimento da fonte eólica, que em 2010 representou menos de 1% desta matriz, com projeção de alcançar 6,7% desta matriz em 2020.

Ressalta-se ainda a estagnação no crescimento em capacidade instalada provinda das unidades termelétricas a partir de 2014 em 25 GW. Neste sentido, destaca-se o fato de a EPE considerar em suas projeções do PDE 2020, a partir de 2014 até 2020, a estagnação do crescimento da fonte térmica em termos de capacidade instalada, uma vez que o Brasil vem desenvolvendo diversos projetos, em especial na região da camada pré-sal, que contribuirão no sentido de aumentar consideravelmente a oferta de gás natural no país nos próximos anos.

**Tabela 20 – Projeção da evolução da capacidade instalada por fonte (em MW e %)**

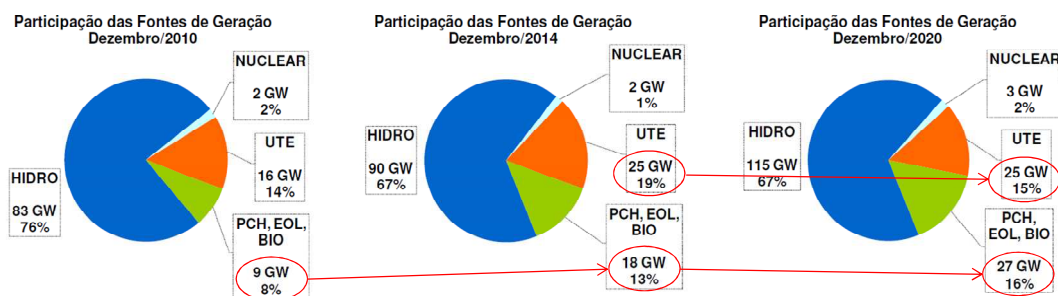
FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO <sup>(a)</sup>	82.939	84.736	86.741	88.966	89.856	94.053	98.946	104.415	109.412	111.624	115.123
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	9.180	9.384	10.184	11.309	11.309	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659	11.659
CARVÃO	1.765	2.485	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2.371	3.744	5.172	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790	8.790
ÓLEO DIESEL	1.497	1.497	1.471	1.471	1.471	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121	1.121
GÁS DE PROCESSO	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
PCH	3.806	4.201	4.230	4.376	4.633	4.957	5.187	5.457	5.737	6.047	6.447
BIOMASSA	4.496	5.444	6.272	6.681	7.053	7.353	7.653	8.003	8.333	8.703	9.163
EÓLICA	831	1.283	3.224	5.272	6.172	7.022	7.782	8.682	9.532	10.532	11.532
<b>TOTAL<sup>(b)</sup></b>	<b>109.578</b>	<b>115.467</b>	<b>123.192</b>	<b>132.763</b>	<b>135.182</b>	<b>140.853</b>	<b>148.441</b>	<b>155.430</b>	<b>161.887</b>	<b>165.779</b>	<b>171.138</b>

FONTE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
HIDRO <sup>(a)</sup>	75,7%	73,4%	70,4%	67,0%	66,5%	66,8%	66,7%	67,2%	67,6%	67,3%	67,3%
URÂNIO	1,8%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,1%	2,0%
GÁS NATURAL	8,4%	8,1%	8,3%	8,5%	8,4%	8,3%	7,9%	7,5%	7,2%	7,0%	6,8%
CARVÃO	1,6%	2,2%	2,6%	2,4%	2,4%	2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	1,9%	1,9%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	2,2%	3,2%	4,2%	6,6%	6,5%	6,2%	5,9%	5,7%	5,4%	5,3%	5,1%
ÓLEO DIESEL	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
GÁS DE PROCESSO	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
PCH	3,5%	3,6%	3,4%	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%	3,8%
BIOMASSA	4,1%	4,7%	5,1%	5,0%	5,2%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,2%	5,4%
EÓLICA	0,8%	1,1%	2,6%	4,0%	4,6%	5,0%	5,2%	5,6%	5,9%	6,4%	6,7%
<b>TOTAL<sup>(b)</sup></b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020 – EPE.

**Gráfico 23 – Projeção da evolução da capacidade instalada por fonte (em GW e %)**



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020 – EPE.

### 3.2.9. O Nordeste

Conforme mencionado no item 3.2.1, o Brasil possui um grande potencial eólico, com destaque para a região Nordeste. Entretanto, além deste grande potencial, é de se destacar outras características que sinalizam o quanto meritório é o desenvolvimento do setor eólico nesta região.

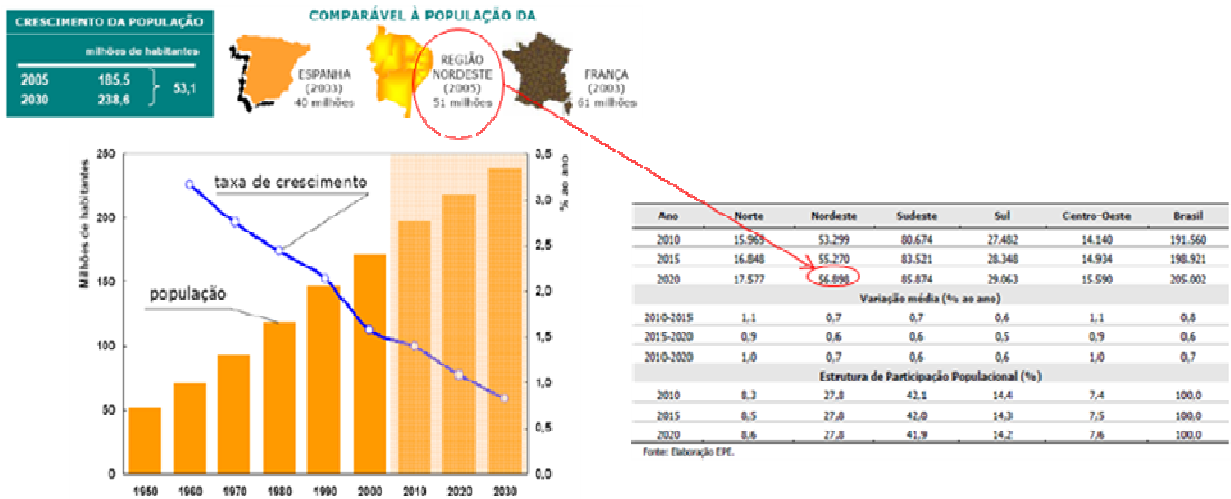
Inicialmente, é importante lembrar que a matriz de geração elétrica brasileira está concentrada nas fontes hídrica e térmica, altamente concentradas nas regiões Sul e Sudeste do Brasil, conforme ilustrado na Figura 30. Já a fonte eólica tem o seu grande potencial na região Nordeste, o que contribui no sentido de diversificação regional da matriz de geração brasileira, conforme já foi mencionado no item 3.2.5.

Em termos populacionais, trata-se de uma região densamente povoada. De acordo com dados do PNE 2030, a população do Nordeste, em 2005, era de 51 milhões de pessoas, número expressivamente relevante, principalmente se comparado a países tais quais a Espanha (40 milhões de pessoas em 2003) e a França (61 milhões de pessoas em 2003). Paralelamente, o plano decenal de expansão de energia (PDE) 2020, divulgado pela EPE em novembro de 2011, indica uma previsão de que a região Nordeste alcance uma população aproximada de 57 milhões de pessoas em 2020, representando um pouco mais de um quarto de toda a população brasileira.

Também é importante mencionar que nas décadas passadas, a elasticidade-renda do consumo de eletricidade eram superiores ao valor unitário, o que indicava que, para cada acréscimo percentual de renda (PIB), havia um conseqüente acréscimo percentual superior no consumo de eletricidade. Atualmente, o valor desta elasticidade está muito próximo do valor unitário. Adicionalmente, existe uma tendência de que o consumo de eletricidade per capita versus o PIB per capita no Brasil aumente. O Gráfico 24 ilustra o que foi explicado. A partir daí, considerando a

tendência de crescimento da população da região Nordeste, assim como a tendência de aumento da renda nesta região, tanto em termos absolutos (PIB), quanto em termos relativos (PIB per capita), é de se esperar uma alta demanda de energia elétrica para esta região nos próximos anos, previsão esta confirmada pela Tabela 21, que indica um crescimento de aproximadamente 5% ao ano de consumo na rede do subsistema da região Nordeste entre os anos de 2010 e 2020.

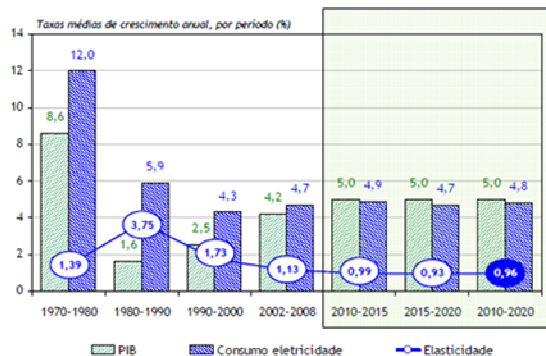
**Figura 31 – População do Nordeste**



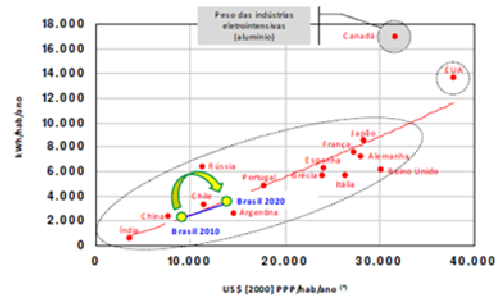
Fonte: Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 – CNPE e Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2020 – EPE.

**Gráfico 24 – Elasticidades consumo de eletricidade – renda (absoluto e per capita)**

**Evolução da elasticidade-renda do consumo de eletricidade:**



**Consumo de eletricidade per capita Vs PIB per capita:**



(\*) PIB per capita referenciado a US\$ [2000] PPP (Power Purchase Parity). Os dados são relativos ao ano de 2007 para todos os países com exceção do Brasil.

Nota: considera o consumo total de eletricidade, incluindo a autoprodução.  
Fonte: IEA, 2009; Key World Energy Statistics 2009. Elaboração EPE.

Fonte: Projeções de demanda de EE 2011-2020 (EPE/MME).



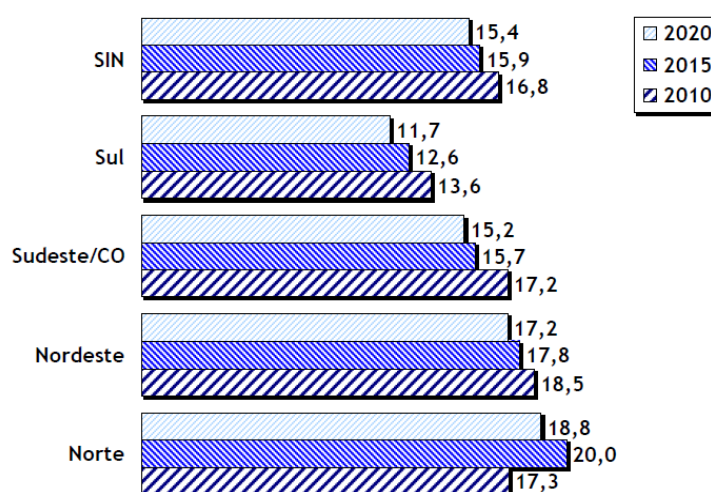
**Tabela 21 – Projeção de consumo na rede (GWh) – Subsistema Nordeste**

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2010	17.361	21.570	9.462	11.011	59.404
2011	18.105	23.038	10.398	11.335	62.876
2012	19.297	23.811	11.152	11.851	66.111
2013	20.457	24.618	11.908	12.389	69.371
2014	21.663	25.561	12.712	12.950	72.886
2015	22.916	26.446	13.569	13.535	76.466
2016	24.216	27.358	14.481	14.146	80.201
2017	25.572	28.517	15.456	14.784	84.329
2018	26.978	29.705	16.493	15.451	88.627
2019	28.429	30.459	17.594	16.147	92.630
2020	29.929	31.247	18.764	16.874	96.814
Variação (% ao ano)					
2010-2015	5,7	4,2	7,5	4,2	5,2
2015-2020	5,5	3,4	6,7	4,5	4,8
2010-2020	5,6	3,8	7,1	4,4	5,0

Fonte: Projeções de demanda de EE 2011-2020 (EPE/MME).

Portanto, a região Nordeste tem uma previsão de crescimento robusto do consumo de energia elétrica nos próximos anos, que aliado ao enorme potencial eólico, assim como pela necessidade de desenvolvimento da região no sentido de redução das desigualdades sociais no país, por si só já justificariam uma política de governo com esforços no desenvolvimento do setor eólico nordestino. Entretanto, existe uma outra importante variável que contribui neste sentido, que é o alto índice de perdas no subsistema do Nordeste, em 2010, o maior do país, conforme pode se observar no Gráfico 25, a seguir:

**Gráfico 25 – Índice de perdas (%) – SIN e Subsistemas**



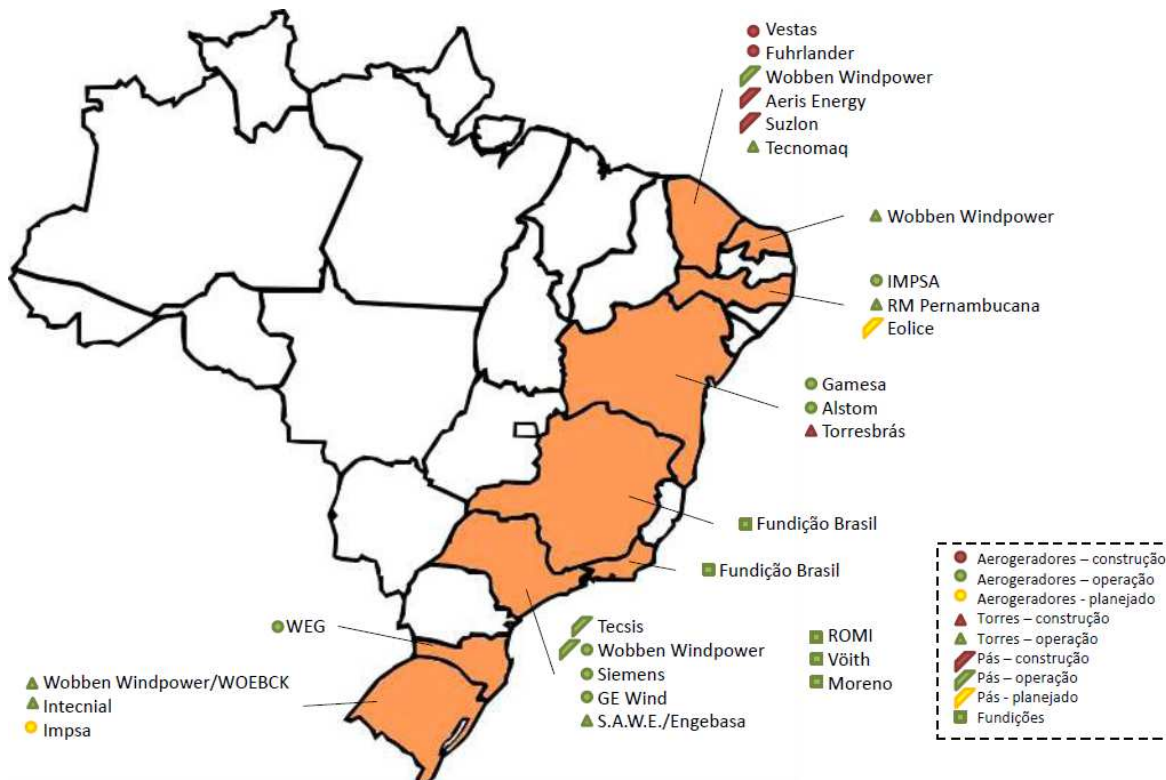
Fonte: Projeções de demanda de EE 2011-2020 (EPE/MME).

Portanto, diversos são os fatores que tornam meritório o pleito de um foco no desenvolvimento do setor eólico na região Nordeste, a saber: (1) potencial eólico, (2) diversificação regional da matriz de geração elétrica, (3) diversificação das fontes de geração elétrica, (4) aumento da participação das fontes renováveis nesta matriz, (5) tendência de aumento do consumo de energia elétrica no subsistema da região Nordeste, (6) alto índice de perdas no referido subsistema e (7) oportunidade de redução das desigualdades sociais no Brasil.

### 3.2.10. A cadeia da indústria eólica no Brasil

O sucesso da evolução da capacidade instalada em geração elétrica no Brasil provinda da fonte eólica tem impulsionado a cadeia de fornecimento voltado para o setor eólico no país. Neste sentido, atualmente grande parte dos principais fabricantes de aerogeradores está com fábricas operando ou planejadas no Brasil. Paralelamente, diversos são os demais fornecedores da cadeia, dentre os quais destacamos os fornecedores de pás e torres eólicas, conforme pode ser observado na Figura 32, a seguir:

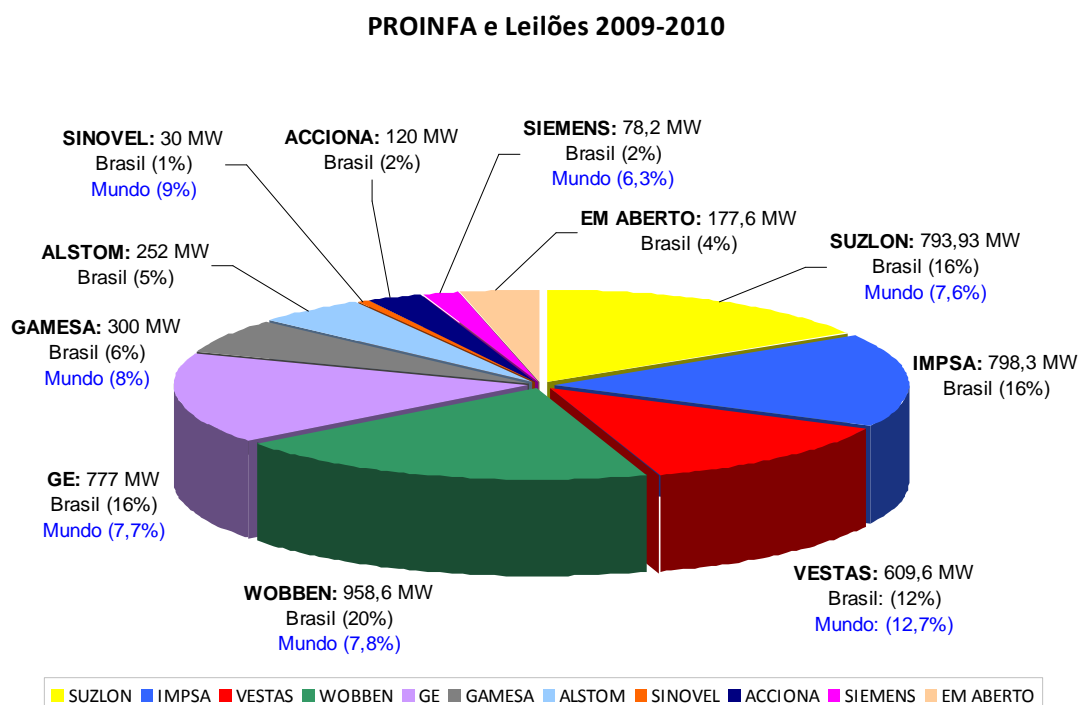
Figura 32 – Panorama da cadeia industrial eólica no Brasil



Fonte: Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica.

Em relação aos fabricantes de aerogeradores, item mais representativo nos investimentos de um parque eólico (cerca de 70% dos investimentos totais), convém destacar que seguintes empresas atualmente têm os seus equipamentos cadastrados na FINAME: Alstom, Gamesa, GE, Siemens, Impsa, Vestas, WEG e Wobben. Cabe ressaltar que apenas fornecedores cadastrados na FINAME são passíveis de financiamento no âmbito da linha de Infraestrutura / Energias Alternativas do BNDES, descrita no item 4.3.3 desta dissertação. O Gráfico 26 apresenta a capacidade de fornecimento no Brasil dos principais players mundial no fornecimento de aerogeradores.

**Gráfico 26 – Capacidade dos fabricantes de aerogeradores no Brasil e no Mundo**



Fonte: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

## **4. Financiamento e Modelagem Econômico-Financeira**

Apresentados os aspectos técnicos referentes à energia eólica, assim como o panorama do setor e no Brasil e no mundo, o leitor tem maior capacidade para entender os aspectos econômicos da energia eólica, apresentados neste capítulo.

Inicialmente, o capítulo apresenta as principais ferramentas para a elaboração de uma análise econômico-financeira. Em seguida, são apresentados os conceitos de *Corporate* e *Project Finance*, modalidades de financiamento nas quais os projetos de empreendimentos de geração elétrica a partir da fonte eólica são enquadrados no âmbito do BNDES. Posteriormente, o capítulo contextualiza o BNDES e o seu apoio ao setor eólico.

Por fim, é elaborado um estudo de caso de um parque eólico. Neste, serão abordados os riscos inerentes a um empreendimento de geração elétrica a partir da fonte eólica, as projeções de receitas e custos do empreendimento, a apresentação dos resultados e, paralelamente, é elaborada uma análise de sensibilidade sobre as variáveis mais relevantes.

### **4.1. Ferramentas de análise**

A seguir, são apresentados os conceitos e as ferramentas de análise de investimentos que serão utilizadas no nosso estudo de caso que envolve a modelagem econômico-financeira de um parque eólico.

#### **4.1.1. Valor Presente Líquido (VPL)**

O valor presente líquido – VPL é o critério mais recomendado, por grande parte dos especialistas em finanças, para tomada da decisão de investimento. O critério considera o valor do dinheiro no tempo.

O cálculo do VPL é obtido subtraindo-se o investimento inicial de um projeto do valor presente das entradas e saídas de caixa, descontadas a uma taxa mínima de atratividade para o empreendedor. A fórmula de cálculo está ilustrada na Equação 17, a seguir:

### Equação 17 – Cálculo do VPL

$$VPL = \sum \frac{FC_t}{(1 + K)^t} - I_0$$

$FC_t$  é o valor do fluxo de caixa no instante  $t$ ;

$K$  é a taxa de desconto ou Taxa Mínima de Atratividade (TMA);

$I_0$  é o investimento inicial;

$N$  é o último período da análise.

Um investimento deve ser aceito quando possuir VPL positivo. Se o VPL for negativo, deverá ser rejeitado. Se o VPL é nulo, existe um ponto de indiferença entre realizar ou não o projeto.

Convém mencionar que a taxa considerada para descontar o fluxo de caixa no sentido de trazer o fluxo de entradas e saídas a valor presente já deve refletir o nível de risco aceitável para o empreendimento. É neste sentido que se julga conveniente utilizar o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), conforme descrito no item 4.1.3, para descontar este fluxo de caixa, uma vez que este custo pondera os custos do capital próprio e do capital de terceiros, ambos já refletindo a remuneração exigida pelos financiadores, sejam acionistas ou terceiros.

Segundo BREALEY E MYERS (1992 : 73) são quatro as ações básicas para o gestor decidir sobre determinado investimento:

1. Prever os fluxos de caixa futuros;
2. Identificar o custo de oportunidade do capital investido que deve refletir o valor do dinheiro no tempo e o risco envolvido no projeto;
3. Utilizar este custo de oportunidade para atualizar os fluxos futuros e somá-los (identificação do valor presente);
4. Calcular o valor presente líquido – VPL – subtraindo-se do valor presente o investimento inicial necessário.

#### **4.1.2. Taxa interna de retorno (TIR)**

A taxa interna de retorno de um fluxo de caixa é a taxa de desconto que torna o valor presente líquido desse fluxo de caixa igual à zero. Trata-se de uma taxa intrínseca ao projeto, dependente apenas dos fluxos de caixa projetados. É a taxa que remunera o investimento à taxa de desconto utilizada, zerando, portanto, o VPL. A fórmula de cálculo está ilustrada na Equação 18.

##### **Equação 18 – Cálculo da TIR**

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - I_0$$

A TIR é identificada por um processo de tentativa e erro, que evolui segundo uma série de aproximações sucessivas. Se for preciso calcular manualmente, recomenda-se desenhar um gráfico com três ou quatro valores do VPL em função de diferentes taxas de desconto, ligar os pontos com uma linha contínua e extrair a taxa de desconto para o VPL igual à zero. Atualmente é mais rápido utilizar planilhas eletrônicas ou uma calculadora financeira.

A TIR encontrada deverá ser comparada com a taxa de desconto no momento da decisão do investimento ou financiamento. Para aceitar o investimento, a TIR deverá ser maior do que a taxa mínima de atratividade do projeto, ou seja, a taxa de retorno do projeto deve ser superior ao seu custo de oportunidade.

Como regra geral para investimento, temos:

- Se  $TIR > \text{taxa de desconto}$  → aceitar
- Se  $TIR = \text{taxa de desconto}$  → indiferente
- Se  $TIR < \text{taxa de desconto}$  → rejeitar

#### **4.1.3. Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC)**

De acordo com os princípios de administração financeira, o custo de capital da empresa é uma ponderação entre o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros. Desta forma, é possível calcular o Custo Médio Ponderado de Capital

(CMPC), ou Weighted Average Cost of Capital (WACC), em inglês, através da Equação 19.

**Equação 19 – Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC)**

$$\text{CMPC} = W_d \times K_d \times (1 - T) + W_e \times K_e$$

Onde:

$W_d$ : proporção de capital de terceiros na estrutura de capital;

$K_d$ : custo do capital de terceiros;

T: alíquota do imposto de renda;

$W_e$ : proporção de capital próprio na estrutura de capital; e

$K_e$ : custo de capital próprio.

O custo de capital próprio reflete a expectativa de remuneração dos acionistas da empresa, que deve ser compatível com o nível de risco assumido. Diversos são os modelos que permitem calcular o custo de capital próprio, dentre os quais destacamos o Capital Asset Pricing Model (CAPM), modelo unifatorial que precifica o retorno do ativo através do produto da sensibilidade do retorno deste ativo em relação ao mercado pelo prêmio de risco do mercado, somado ao retorno do ativo livre de risco, e o Modelo de Gordon, que traz a valor presente o fluxo de caixa dos dividendos futuros projetados.

O custo do capital de terceiros reflete a remuneração que os ofertantes de crédito (terceiros) exigem no sentido de alavancar a empresa, viabilizando assim parte das fontes de recursos necessários para a implantação dos seus empreendimentos que, no caso específico aqui estudado, corresponde a um parque eólico. Trata-se de um custo de capital teoricamente menor do que o custo do capital próprio, uma vez que os terceiros assumem um nível de risco inferior aos acionistas da empresa. Paralelamente, caso a contabilidade da empresa esteja baseada no lucro real, existe ainda a possibilidade de obtenção de benefício fiscal em função da alavancagem obtida.

Esta dissertação não teve como objetivo o cálculo do CMPC, uma vez que este custo foi utilizado como premissa do modelo. Conforme presumido em diversas bibliografias de administração financeira, este custo é o melhor parâmetro para descontar o fluxo de caixa de um projeto de forma a se calcular o respectivo VPL.

#### **4.1.4. Análise de sensibilidade**

A análise de sensibilidades é o procedimento que verifica qual o impacto nos indicadores financeiros, tais como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR), quando se varia um determinado parâmetro relevante do investimento.

Essa análise permite detectar quais as estimativas de parâmetros do projeto são mais sensíveis e relevantes para os indicadores financeiros, e conseqüentemente, quais deverão ser estimados com maior precisão. Em seguida, é possível determinar o valor de cada estimativa do parâmetro que zera o VPL do projeto, ou seja, o ponto de reversão, permitindo separar os intervalos de aceitação ou rejeição do projeto (LAPPONI, 2000). É importante lembrar que a análise de sensibilidade trata cada variável isoladamente quando na prática todas as variáveis envolvidas no projeto tendem a estar relacionadas, além do fato de que umas variáveis são mais fáceis de prever do que outras (SALLES, 2005).

#### **4.1.5. Análise de Cenários**

Ao contrário da análise de sensibilidade, onde se verifica apenas os efeitos de uma variável de interesse do projeto nos resultados dos indicadores financeiros, a análise de cenários consiste em variar simultaneamente mais de um parâmetro, criando assim um conjunto de cenários alternativos e incorporando o intervalo provável de variações dos parâmetros do projeto. Esta técnica de análise de risco examina diversos possíveis cenários sobre o empreendimento, onde cada um deles considera uma dada combinação de fatores (SALLES, 2005).

#### **4.1.6. Índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD)**

O BNDES, no papel de banco financiador de projetos que contribuam para o desenvolvimento do país, preocupa-se, em suas análises, em apoiar projetos que gerem valor para os seus acionistas, e, conseqüentemente que gerem o pagamento de impostos, geração de empregos e dinamizem a economia. Entretanto, o projeto também deve ser meritório no sentido de estar atento para que estes empreendimentos sejam capazes de honrar o serviço da dívida que é projetada para a sua viabilização. De outra forma, as empresas não seriam capazes de pagar as dívidas contraídas, o que comprometeria a viabilização de futuros projetos, possivelmente inclusive mais meritórios do que o projeto em questão.



Neste sentido, a projeção financeira do empreendimento a ser analisado deve demonstrar que existe geração de caixa compatível com a dívida projetada. O indicador utilizado para este fim é o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), que consiste na razão entre a geração de caixa e a dívida a ser paga. No caso de se utilizar uma projeção financeira baseada em caixa acumulado, considera-se para fins de apuração do ICSD não apenas a geração de caixa do período de referência, mas também o saldo inicial de caixa deste período de referência, gerado em função da sobra de caixa do período imediatamente anterior.

Neste sentido, utiliza-se como regra geral:

- Projetos com TIR real > 8% a.a.: ICSD > 1,2
- Projetos com TIR real < 8% a.a.: ICSD > 1,3

Cabe ressaltar que, no âmbito de financiamento a empreendimentos eólicos com apoio do BNDES, ao se utilizar projeção financeira baseando-se em caixa acumulado, ou seja, que considere a sobra de caixa do exercício anterior compondo o saldo inicial de caixa do exercício seguinte, o ICSD anual deve ser sempre superior a 1,3, independente do valor da TIR real do projeto.

No caso de financiamentos na modalidade *Project Finance*, na maioria dos casos é o indicador do ICSD mínimo que limita a alavancagem do projeto, e, conseqüentemente, a TIR do acionista.

## **4.2. Corporate Finance e Project Finance**

As partes envolvidas na estruturação de um projeto de investimento devem ter bem definido, de preferência desde o início de suas respectivas análises, se o projeto será financiado pela modalidade de *Corporate Finance* ou de *Project Finance*.

No *Corporate Finance*, trata-se de um financiamento à empresa (corporação). Neste caso, as garantias do financiador estão baseadas majoritariamente no fluxo de caixa da empresa, e não do projeto de forma isolada. Sendo assim, deve-se analisar primordialmente a qualidade desta corporação, ou seja, a sua saúde econômica e financeira por um período compatível com o prazo da dívida projetada. Paralelamente, o custo de capital envolvido neste tipo de operação deve seguir a lógica da avaliação do risco de crédito da empresa que será a tomadora do financiamento, ou, caso exista uma fiadora, o risco de crédito desta última. Ainda no *Corporate Finance*, é importante

estar atento ao fato de que os ativos e passivos do projeto ficam vinculados aos ativos e passivos da empresa.

O *Project Finance*, como o próprio nome diz, é uma modalidade de financiamento direto ao projeto. Trata-se da captação de recursos para financiar um projeto de investimento economicamente separável, cujos ativos passam a pertencer a uma Sociedade com o Propósito Específico (SPE) ao implantar-se o empreendimento. Neste caso, as garantias do financiador estão baseadas majoritariamente no fluxo de caixa do projeto, ou seja, da sociedade que foi criada com o propósito específico da implantação do mesmo. Assim, deve-se analisar primordialmente a qualidade do projeto, e não a saúde financeira do tomador do empréstimo, que neste caso geralmente é uma empresa recém-criada (SPE), sem histórico de índices financeiros a serem analisados.

Na modalidade de *Project Finance*, como toda a garantia do financiador provém do sucesso do próprio projeto, é necessário uma série de arranjos-garantia de modo a assegurar que de fato o empreendimento será bem sucedido. Dentre esses arranjos, podemos citar: garantias de demanda de longo prazo; garantia dos fornecedores para assegurar que de fato o projeto consiga operar para vender esta demanda que deve estar garantida; e garantia de construção para assegurar que o projeto de fato será implementado no prazo acordado.

Em adição às garantias já citadas, também é importante estar assegurado que o projeto será concluído mesmo no caso em que os custos de fato realizados excedam aos projetados. Paralelamente, quando concluído, o projeto deve gerar caixa suficiente para atender ao serviço da dívida que foi projetada.

Em virtude desta necessidade de uma série de garantias e exigências, os custos de transação nesta modalidade geralmente são elevados quando comparados ao *Corporate Finance*, sendo, portanto, mais adequada a grandes projetos, tais quais os diversos projetos de infraestrutura, por exemplo.

Portanto, na modalidade do *Project Finance* é condição primordial que o projeto tenha viabilidade técnica e econômica e uma equipe suficientemente capaz para conduzi-lo durante o período que tenha sido determinado na análise, de forma a se garantir o retorno aos acionistas e o pagamento aos financiadores.

#### Porte da empresa e grau de alavancagem financeira:

Vimos que a modalidade de *Project Finance* é mais adequada para grandes empreendimentos, principalmente em função da sua grande complexidade, que implica em elevados custos transacionais. Entretanto, o porte da empresa e o seu grau

de alavancagem financeira são outro importante critério para a escolha da modalidade mais adequada de financiamento já que é possível que a empresa tenha em seu portfólio um ótimo projeto, mas com um porte excessivamente grande quando comparado à magnitude da sua capacidade de alavancagem, seja pelo seu tamanho ou por já estar com um nível elevado de endividamento. Neste caso, a empresa, deparando-se com uma oportunidade de retornos esperados satisfatórios para um dado nível de risco, não consegue financiar-se via capital de terceiros pois isto elevaria demasiadamente o seu nível de endividamento, e, assim, aumentaria a percepção de risco tanto dos financiadores quanto dos seus acionistas, o que, por consequência, aumentaria o custo médio ponderado de capital (CMPC) da corporação, o que por sua vez provavelmente teria um impacto negativo na geração de valor para os acionistas.

É importante mencionar que grandes projetos também podem ser financiados via *Corporate Finance*, até porque nem sempre as condições necessárias para se estruturar um *Project Finance* estão atendidas. Neste caso, o grau de alavancagem da empresa deve comportar um expressivo aumento no seu nível de endividamento caso o porte do projeto seja representativo em relação ao porte da empresa. Se a companhia opera no seu nível ótimo de alavancagem, qualquer acréscimo significativo de empréstimos via capital de terceiros irá aumentar o seu custo de capital na medida em que o CMPC, pois se aumenta a percepção de risco tanto dos financiadores (debt), quanto dos acionistas (equity). Neste caso, quando a empresa já está no seu nível ótimo de endividamento e precisa tomar um montante expressivo de capital para ser aplicado em um grande projeto, deve fazê-lo via *Project Finance*, ou então deve captar recursos próprios de modo que a proporção entre o equity e o debt se mantenha constante, ou seja, que o seu nível ótimo de alavancagem não sofra alterações significativas, evitando assim impactos negativos em relação ao seu custo de capital.

### **4.3. O BNDES<sup>7</sup> e os empreendimentos eólicos**

Nesta seção é apresentado, inicialmente, o histórico de apoio do BNDES ao setor, de forma que o leitor contextualize-se com a dimensão dos financiamentos do BNDES voltados para o desenvolvimento dos projetos de infraestrutura no Brasil, com especial atenção aos projetos voltados para geração elétrica a partir de fontes alternativas de energia, com destaque para a fonte eólica.

---

<sup>7</sup> As informações sobre a performance operacional do BNDES, assim como as características da linha BNDES Finem estão disponíveis no site da instituição.

Posteriormente, apresentam-se as regras de financiamento do principal produto financeiro ofertado no sentido de prover recursos para os empreendimentos (BNDES Finem). Paralelamente, demonstra-se a estruturação das garantias que suportam uma operação de financiamento, que é uma parte crítica na busca por recursos financeiros provindos do capital de terceiros na estrutura de capital da empresa.

Por fim, apresenta-se a lógica envolvida na classificação de risco de uma operação de financiamento, de forma a se calcular a remuneração de risco justa para a empresa, no caso de um *Corporate Finance*, ou para o projeto, no caso de um *Project Finance*. Cabe ressaltar que a classificação de risco é elaborada por uma equipe independente e que a metodologia utilizada para a elaboração desta classificação é confidencial e, portanto, não será apresentada no âmbito desta dissertação. Portanto, apresenta-se a lógica inerente à esta classificação de risco.

#### **4.3.1. Histórico de apoio do BNDES ao setor**

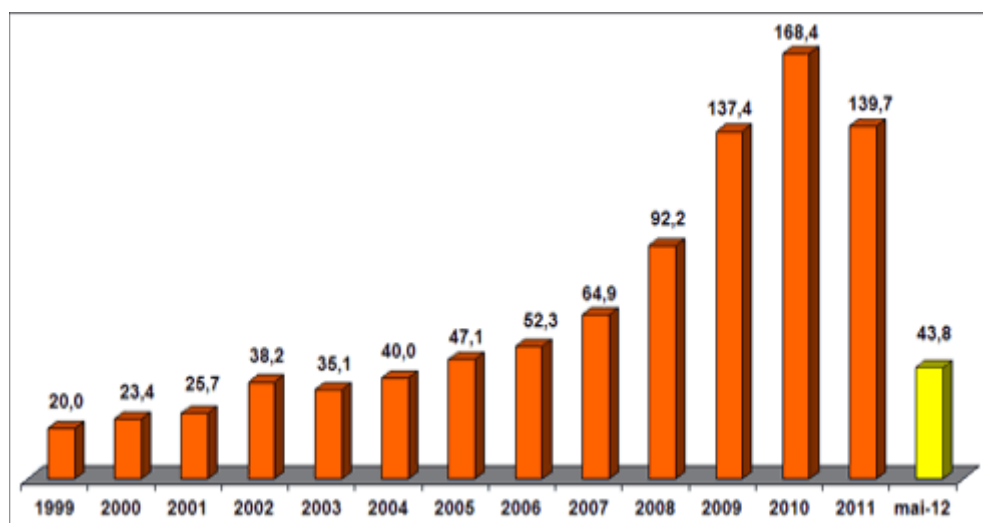
A foco de atuação do BNDES tem o objetivo de ajudar o Brasil na expansão dos investimentos necessários à expansão do crescimento do PIB, de forma que seja possível o país crescer com uma menor ocorrência de gargalos e/ou pressões inflacionárias. Segundo dados disponíveis no próprio site da Instituição, os desembolsos do BNDES apresentaram uma trajetória de forte crescimento nos últimos anos, fechando o ano de 2011 em um patamar de R\$ 139,7 bilhões<sup>8</sup>, conforme pode ser observado no gráfico a seguir:

---

<sup>8</sup> Apesar de representarem queda de 17% em relação aos desembolsos de 2010, de R\$ 168,4 bilhões, as liberações ficaram em patamar semelhante às realizadas naquele ano. Subtraindo-se os R\$ 24,7 bilhões aplicados pelo BNDES na capitalização da Petrobras, os desembolsos de 2010 atingiram R\$ 143,6 bilhões.

**Gráfico 27 – Evolução dos desembolsos do BNDES (1999-2011)**

R\$ bilhões

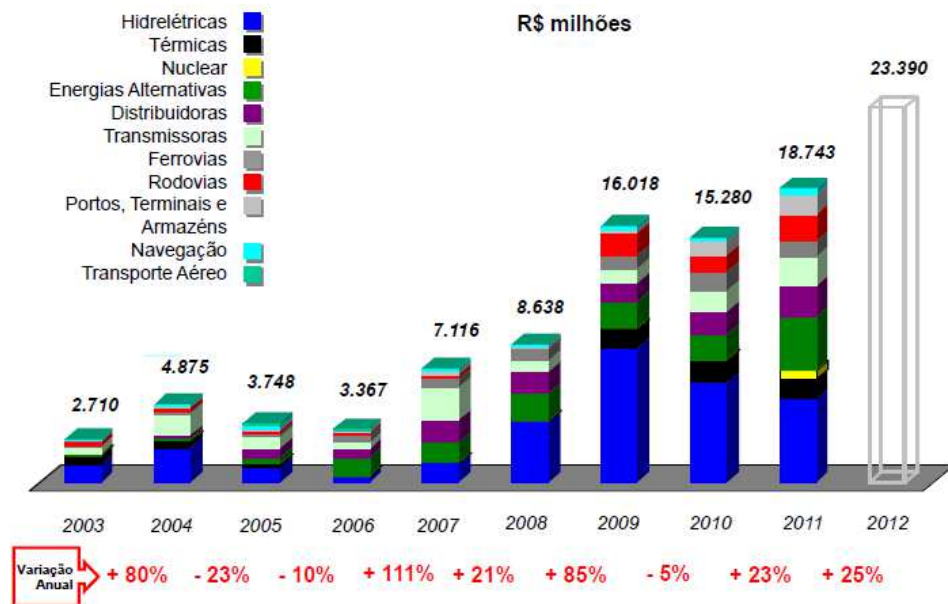


Fonte: [www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br), acessado em 06/04/2012.

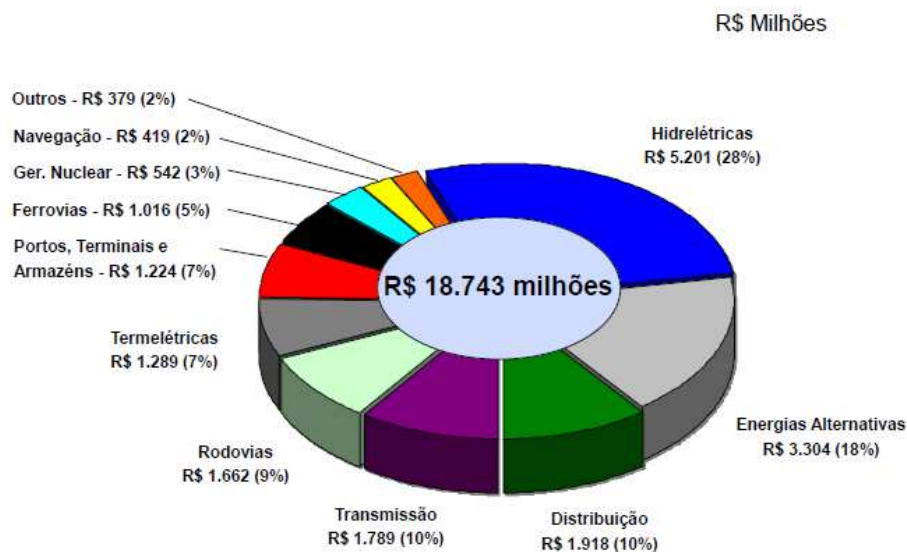
Destaca-se no ano de 2011 o fato de o BNDES ter registrado o maior número de operações de sua história. Foram 896 mil financiamentos, uma alta de 47% em relação a 2010, ampliando o acesso ao crédito do Banco, especialmente para as Micro, Pequenas e Médias Empresas (MPMEs). A descentralização geográfica do crédito também foi destaque, uma vez que as regiões Norte e Nordeste responderam por 22% dos desembolsos totais do Banco, uma alta em relação aos 17% de 2010. Neste sentido, os empreendimentos eólicos contribuem para esta descentralização, já que em sua grande maioria localizam-se no Nordeste.

O setor de infraestrutura do Banco liderou os desembolsos, com R\$ 56,1 bilhões ou 40% do total liberado. Os montantes mais significativos foram para o transporte rodoviário, com R\$ 26 bilhões, e a energia elétrica, com R\$ 15,9 bilhões, onde estão contemplados também os desembolsos referentes à geração elétrica a partir de fontes alternativas de energia. O Gráfico 28, a seguir, apresenta a evolução dos desembolsos, por setor, da área de infraestrutura do BNDES, desde o ano de 2003, quando o setor “geração elétrica a partir de fontes alternativas de energia” era muito pouco representativo, até o ano de 2011, quando esse setor, após altas taxa de crescimento, passou a representar 18% do total de desembolsos desta área (conforme Gráfico 29).

**Gráfico 28 – Evolução dos desembolsos da área de infraestrutura do BNDES**



**Gráfico 29 – Desembolsos da área de infraestrutura do BNDES (2011)**



Em relação estritamente à fonte eólica, contemplada no âmbito dos desembolsos destinados ao setor de Energias Alternativas, detalhado nos gráficos anteriores, convém destacar um montante desembolsado de aproximadamente R\$ 1,8 bilhões por parte do BNDES para os parques eólicos contratados entre os anos de 2005 e 2010. Os referidos projetos, cujos investimentos são estimados em aproximadamente R\$ 5,3 bilhões, serão responsáveis pela adição de cerca de 1.040

MW em capacidade instalada na matriz de geração elétrica brasileira. Adicionalmente, apenas no ano de 2011, o BNDES aprovou financiamentos da ordem de R\$ 3,4 bilhões (investimentos da ordem de R\$ 5,1 bilhões), dos quais R\$ 2,2 bilhões já foram desembolsados e que serão responsáveis pela instalação de aproximadamente 1.160 MW na matriz de geração elétrica do país.

Para fins comparativos, convém ressaltar que a Petrobras pretende investir, de acordo com o seu último plano de negócios divulgado, um montante de aproximadamente U\$ 47,3 bilhões até o ano de 2016 apenas no segmento de exploração e produção (E&P) voltado para a área da “camada pré-sal”. Portanto, evidencia-se que a política energética brasileira ainda está fortemente concentrada em combustíveis fósseis.

O BNDES estima continuar nesta trajetória de forte crescimento de aprovações de projetos voltados para a expansão da capacidade de geração elétrica a partir da fonte eólica. Neste sentido, convém destacar que, dentre o total de operações já contratadas, em análise, enquadradas ou que de certa forma já tiveram um contato formal com o BNDES através da apresentação de uma carta consulta, o portfólio do banco de desenvolvimento é de pouco mais de 100 projetos baseados na fonte eólica, cujos valores de investimentos representam aproximadamente R\$ 12,5 bilhões.

#### **4.3.2. Apoio Financeiro**

O BNDES investe em empreendimentos de organizações e pessoas físicas segundo critérios que priorizam o desenvolvimento com inclusão social, criação de emprego e renda e geração de divisas.

O apoio financeiro pode se dar por meio das seguintes modalidades: financiamentos, recursos não reembolsáveis e subscrição de valores mobiliários. Em alguns casos específicos, o apoio financeiro pode se dar de forma conjugada, por meio de financiamento a uma parte de projeto e via subscrição de valores mobiliários em outra. A decisão de qual modalidade a ser utilizada fica a critério do BNDES.

São passíveis de apoio por parte do BNDES, empresas<sup>9</sup> sediadas no Brasil, pessoas físicas residentes no país e entes da Administração Pública, seja Direta ou Indireta.

---

<sup>9</sup> Para pleitear financiamento com recursos do BNDES o cliente deve atender os seguintes requisitos mínimos: (1) Estar em dia com obrigações fiscais, tributárias e sociais; (2) Apresentar cadastro satisfatório; (3) Ter capacidade de pagamento; (4) Dispor de garantias suficientes para cobertura do risco da operação; (5) Não estar em regime de recuperação de crédito; (5) Atender a legislação relativa à importação, no caso de financiamento para a importação de máquinas e equipamentos; e (5) Cumprir a legislação ambiental.

As modalidades de apoio financeiro para as MPMEs, ou seja, aquelas cuja receita anual é inferior ou igual a R\$ 90 milhões apresentam condições diferenciadas, principalmente em termos de taxas de juros.

As modalidades de financiamento do BNDES se dividem em produtos, de acordo com a finalidade do empreendimento. Os produtos definem as regras gerais das condições financeiras e procedimentos operacionais do financiamento. A cada produto se aplicam Linhas de Financiamento, que se destinam a beneficiários, setores e empreendimentos específicos e, por isso, podem trazer regras particulares, mais adequadas aos objetivos da linha.

Outros mecanismos de financiamento disponíveis são os programas, de caráter transitório e com dotação orçamentária específica, voltados para um determinado segmento econômico; e os Fundos, também destinados a setores específicos de atividade.

No item a seguir, será apresentado o produto que contempla o apoio à grande maioria dos empreendimentos eólicos no âmbito do BNDES.

#### **4.3.3. Produto BNDES Finem**

Conforme mencionado, em sua grande maioria, os empreendimentos eólicos são apoiáveis no âmbito do produto BNDES Finem<sup>10</sup>, que se destina ao financiamento a empreendimentos. Neste produto, são passíveis de financiamento os investimentos para a implantação, ampliação, recuperação e modernização de ativos fixos nos setores de indústria, comércio, prestação de serviços e agropecuária, observando os itens financiáveis em cada linha.

A operação de financiamento pode se dar de forma direta, quando realizada pelo próprio BNDES (ou mandatário), ou indireta, quando realizada através de instituição financeira credenciada. O apoio indireto pode ser automático, quando o valor do financiamento for inferior a R\$ 10 milhões, ou não automático, quando o valor financiado superar o montante de R\$ 10 milhões, caso no qual o BNDES fará uma análise mais criteriosa do pleito de financiamento. Adicionalmente, existe ainda a possibilidade de um apoio misto, quando as duas formas anteriores (direto e indireto não automático) são combinadas.

---

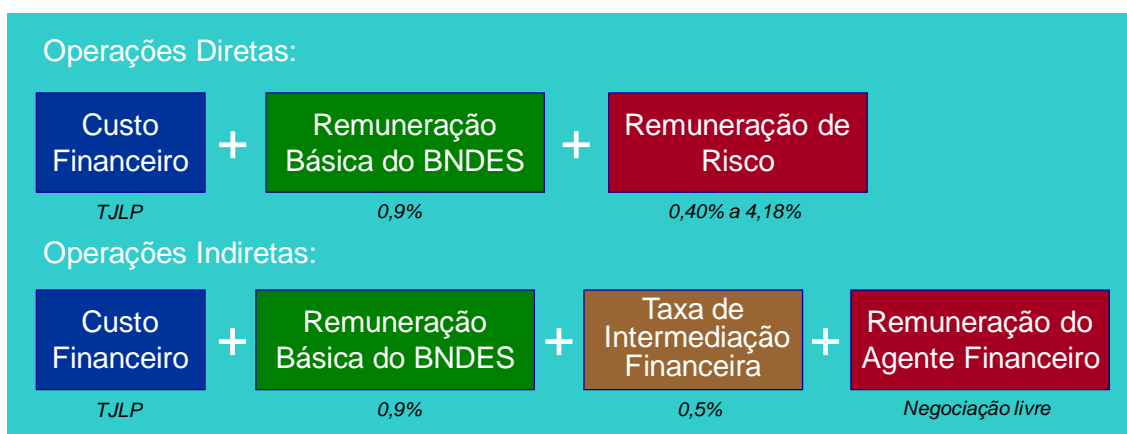
<sup>10</sup> Os aerogeradores são equipamentos que representam grande parte do investimento total (Capital Expenditures – CAPEX) de um empreendimento eólico. Estes equipamentos podem ser financiados tanto pelo produto BNDES Finem, quando por algum produto com condições diferenciadas destinadas especificamente à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais, como foi o caso recente do Programa de Sustenação do Investimento – PSI, lançado pelo governo federal como forma de política anti-cíclica.



As condições financeiras de uma operação realizada pelo produto BNDES Finem dependerão da linha de financiamento utilizada. O financiamento aos empreendimentos eólicos se enquadram na linha de Infraestrutura / Energias Alternativas, que tem o objetivo de apoiar projetos que visem à diversificação da matriz energética nacional e contribuam para a sua sustentabilidade por meio projetos de bioeletricidade, biodiesel, bioetanol, **energia eólica**, energia solar, pequenas centrais hidrelétricas e outras energias alternativas.

No caso de operações diretas, a taxa de juros total do financiamento é composta por 3 partes, sendo: (1) custo financeiro (Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP<sup>11</sup>); (2) remuneração básica do BNDES (0,9% a.a.); (3) taxa de risco de crédito (até 3,57% a.a., conforme o risco de crédito do cliente), calculada pela área de crédito do BNDES. No caso de operações indiretas, o custo financeiro e a remuneração básica do BNDES são iguais, porém não existe a cobrança da taxa de risco de crédito, mas sim de uma taxa de intermediação financeira de 0,5% a.a. a ser paga apenas pelas grandes empresas (MPMEs estão isentas), assim como custo da remuneração do agente financeiro repassador, a ser negociado diretamente entre a instituição financeira credenciada e o cliente. As condições de taxa de juros mencionadas neste parágrafo são ilustradas na Figura 33.

**Figura 33 – Taxa de juros da linha de Infraestrutura / Energias Alternativas**



Fonte: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

Paralelamente, existe ainda a cobrança de alguns encargos referentes à operação de financiamento, dentre os quais destacam-se: (1) Comissão de Estudos

<sup>11</sup> A TJLP, fixada pelo Conselho Monetário Nacional, tem período de vigência de um trimestre-calendário e é calculada a partir dos seguintes parâmetros: (1) meta de inflação calculada pro rata para os doze meses seguintes ao primeiro mês de vigência da taxa, inclusive, baseada nas metas anuais fixadas pelo Conselho Monetário Nacional e (2) prêmio de risco.

ou Estruturação de Projetos (0,2% do valor da colaboração financeira solicitada, até o máximo de R\$ 801.918,09) e (2) Comissão por Alteração Contratual (até 0,5% sobre o saldo devedor, no caso de reescalonamento de dívidas).

Ainda no âmbito do produto BNDES Finem (linha de Infraestrutura / Energias Alternativas), o prazo de amortização máximo é de 16 anos (fora o período de utilização dos recursos e a carência) e a participação máxima do BNDES limita-se a 80% dos itens financiáveis. Os itens não financiáveis são: (1) aquisição de terrenos e desapropriações; (2) custeio e gastos com manutenção corrente, exceto no caso de operações de subscrição de valores mobiliários; (3) transferência de ativos, exceto em casos especiais de projetos de reativação de atividades produtivas e em operações de subscrição de valores mobiliários; (4) aquisição de software produzido no exterior, exceto adaptações (customização) realizadas no país ou quando associado a projetos de desenvolvimento tecnológico e inovação; (5) quaisquer despesas que impliquem remessa de divisas, incluindo taxa de franquia paga no exterior; (6) aquisição de animais para revenda; (7) aquisição de bens importados, exceto máquinas e equipamentos sem similar nacional; e (8) despesas de internalização de bens importados, exceto para máquinas e equipamentos sem similar nacional.

Por fim, as garantias, no caso de operações diretas, são definidas durante a fase de análise do pleito, e no caso de operações indiretas, são negociadas entre o agente financeiro e o cliente. No item 4.3.4, a seguir, será demonstrado como são estruturadas as garantias de operações de financiamento contempladas no âmbito do BNDES, que são necessárias para viabilizar a implantação de empreendimento de geração elétrica a partir da fonte eólica.

#### **4.3.4. Estruturação de garantias**

As garantias das operações com recursos do BNDES são constituídas, cumulativamente ou alternativamente, por:

1. Hipoteca;
2. Penhor;
3. Propriedade Fiduciária;
4. Fiança;
5. Aval; e
6. Vinculação em garantia ou cessão sob a forma de Reserva de Meios de Pagamento, de receitas oriundas de: transferências federais, produto de

cobrança de impostos, taxas e sobretaxas, incentivos fiscais, ou rendas ou contribuições de qualquer espécie.

As garantias de operações com entidades sob controle de capital privado deverão consistir, cumulativamente, em:

- Reais: fundada em direito dessa natureza, que autorize a execução da garantia, extrajudicial ou judicialmente; podendo ser oferecida pelo cliente ou terceiros; e
- Pessoais: aval ou fiança, prestada esta por terceiro na qualidade de devedor solidário e principal pagador de todas as obrigações decorrentes do contrato, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366, 827, e 838 do Código Civil, oferecidas pelas pessoas físicas ou jurídicas detentoras do controle direto ou indireto do cliente, ou outras pessoas jurídicas, integrantes do mesmo grupo.

O índice de garantia real deve corresponder a, no mínimo, 130% do valor da operação de financiamento. Entretanto tal índice poderá ser reduzido para até 100%, quando a empresa postulante da colaboração financeira atender a condições específicas. Quando houver redução do índice de garantia real, deverá ser inserida cláusula contratual de desempenho (*covenant*) que estabelecerá, caso a caso, índices financeiros mínimos.

No caso específico de financiamento a projetos de fontes alternativas de energia, sob a modalidade de *Project Finance* no âmbito do BNDES, as garantias são estruturadas de forma a diminuir o risco do banco desde o início do período de implantação do empreendimento até a quitação total da dívida contraída para a sua viabilização.

Neste sentido, como regra geral, é elaborada uma análise de risco de crédito envolvendo a fase de implantação do parque eólico (fase pré-operacional) e a fase de efetiva operação deste parque, com a respectiva geração de receita. A remuneração de risco a ser paga pelo tomador do empréstimo levará em conta ambos os níveis de risco mapeados. A seguir, é demonstrada uma lógica do ponto de vista do financiador sobre os arranjos de garantias que podem respaldar a operação de financiamento a ser contratada, embora seja importante mencionar que a estrutura de garantias é negociada projeto à projeto uma vez que esta deve garantir projetos que muitas vezes apresentam níveis de risco diferentes. A seguir, é mencionado um exemplo hipotético de definição de estrutura de garantias, de forma a permitir ao leitor ter uma visão mais

analítica de como garantir uma operação de financiamento de infraestrutura enquadrada na modalidade de *Project Finance*.

Durante a fase pré-operacional, quando o projeto ainda não demonstrou a sua capacidade efetiva de geração de receita, é exigida uma fiança corporativa, ou então, em complemento ou substituição, uma fiança bancária, de forma a garantir integralmente o saldo devedor gerado em função das liberações de recursos necessários para viabilizar a implantação do empreendimento. Paralelamente, pode ser exigida uma obrigação especial de suporte do acionista no caso de necessidade de aporte de capital próprio para viabilizar a implementação do projeto. Após o empreendimento se demonstrar robusto, dando um conforto ao financiador de que o fluxo de caixa do projeto é consistente e de longo prazo, compatível com o período do financiamento e com níveis de risco aceitáveis, a fiança corporativa e/ou bancária é liberada e a estrutura de garantias da operação, neste momento, estará fortemente baseada apenas no fluxo de caixa do próprio projeto. Assim, é necessário que o contrato de financiamento contemple um marco no qual seja permitido que esta fiança seja de fato exonerada, não mais estando garantido o referido financiamento. Como exemplo de alguns contratos de financiamento no âmbito do BNDES, define-se como marco para a exoneração da fiança a **conclusão física e financeira do projeto**.

A conclusão física é atestada visualmente através de visitas ao empreendimento concluído e formalizada por meio de relatório próprio, paralelamente à conferência dos despachos de entrada em operação comercial, emitidos pela ANEEL, assim como das respectivas licenças ambientais de operação, emitidas pelo órgão ambiental competente.

A conclusão financeira envolve aspectos que atestem, paralelamente à comprovação da conclusão física do empreendimento, a competência do projeto em gerar fluxo de caixa compatível com o serviço da dívida projetada durante, no mínimo, o período de financiamento. Assim, é exigido que sejam atestadas diversas características da SPE no sentido de garantir a competência do empreendimento em gerar caixa suficiente para manter-se adimplente com as suas obrigações financeiras, quais sejam:

(1) manter conta reserva do serviço da dívida e, possivelmente, conta reserva de O&M, devidamente preenchidas. A conta reserva é uma conta não movimentável, gerida por um banco arrecadador mandatário, cujo valor deve ser suficiente para cobrir um eventual inadimplemento de curto prazo por parte da beneficiária do financiamento;

(2) manter o índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD) e o índice de capitalização (ICP) mínimos que foram estabelecidos no momento da análise do pleito de financiamento. Como mencionado anteriormente, em regra geral o ICSD deve ser superior a 1,3, embora em casos específico esse valor possa ser flexibilizado. O ICP deve ser superior a 30%. Desta forma, é exigido o envio de um relatório de auditor independente atestando o atingimento destes índices mínimos durante um período, em diversos casos, de um ano. O período de apuração, seja ela trimestral, quadrimestral, semestral ou anual, assim como a metodologia de cálculo dos referidos índices devem estar definidos no contrato de financiamento;

(3) inexistência de mútuos no balanço patrimonial da SPE de forma a garantir que a empresa esteja sustentável através da operação natural do empreendimento, não necessitando de contração de dívidas do seu controlador, por exemplo, que configuraria uma transação com partes relacionadas (mútuos) em seu passivo. Também não é permitido que existam mútuos no ativo do balanço patrimonial da SPE uma vez que isto poderia configurar uma saída de caixa da empresa sem que fossem respeitadas as regras acordadas para esta saída de caixa, como exemplo, a distribuição de dividendos acima do mínimo legal, após serem cumpridas as exigências do financiamento;

(4) constituição da alienação fiduciária dos aerogeradores e eventuais máquinas e equipamentos que constituam o pacote de garantias da operação;

(5) inexistência de ato administrativo ou judicial que impeça a conclusão ou continuidade do projeto; e,

(6) a SPE e as demais empresas integrantes do seu grupo econômico devem estar adimplentes com as obrigações contratuais perante o Sistema BNDES;

Atestada a conclusão física e financeira do projeto, a fiança é liberada e a operação de financiamento passa a contar, conforme já mencionado, apenas com o pacote de garantias fortemente atrelados ao fluxo de caixa do próprio projeto, todas definidas no momento da análise do financiamento, dentre as quais podemos citar:

- a) Cessão fiduciária dos direitos creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia, no âmbito do ACL ou do ACR, celebrados entre a SPE e a compradora da energia comercializada;
- b) Penhor da totalidade das ações de emissão da SPE responsável pela implantação do parque eólico;
- c) Penhor dos direitos emergentes da autorização, concedida através de Portaria

emitida pelo MME, por exemplo, à referida SPE para que esta possa atuar como gerador de energia elétrica, bem como Despachos da ANEEL que venham a ser emitidos;

- d) Propriedade fiduciária dos aerogeradores ou outras eventuais máquinas e equipamentos que o analista financeiro julgue conveniente;
- e) Conta reserva do serviço da dívida e conta reserva de O&M; e,
- f) Cessão fiduciária de direitos creditórios complementares, no caso dos direitos creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia do parque eólico analisado não serem suficientes para garantir um ICSD mínimo aceitável.

Adicionalmente, convém mencionar que é exigida a comprovação do aporte de recursos, via integralização de 100% do capital próprio necessário para a viabilização do projeto, na SPE detentora da autorização para a produção de energia do parque eólico, no mínimo antes de ocorrer a liberação da primeira parcela dos recursos do financiamento.

#### **4.3.5. Classificação de risco**

Conforme mencionado no item 4.3.3, parte da taxa de juros total do parque eólico financiado estará atrelada a uma remuneração em função do risco da operação, remuneração esta que será mensurada no momento da classificação de risco da operação de financiamento.

No caso de operações indiretas, esta remuneração é negociada diretamente entre o agente financeiro e a empresa a ser financiada. Adicionalmente, no caso de operações diretas garantidas com fiança bancária, também é livre a negociação desta remuneração de risco. Nestes casos, é cobrado, pelo BNDES, a título de taxa de intermediação financeira, o spread de 0,5% sobre saldo devedor.

No caso de operações diretas não garantidas por fiança bancária, a área de crédito do BNDES calcula esta remuneração, que será fixa durante todo o período do financiamento.

A classificação de risco envolve aspectos quantitativos e qualitativos do empreendimento e da empresa responsável pela sua implementação. Paralelamente, convém mencionar que a metodologia para o cálculo do spread de risco é diferente para operações classificadas como *Corporate Finance* e *Projecto Finance*.

Conforme já explicado no item 4.2, no caso de operações enquadradas na modalidade *Corporate Finance*, a análise de risco deve estar focada na fiadora da

operação. Neste caso, a estrutura de garantias contempla, basicamente, a fiança corporativa do controlador e um índice de 130% de garantias reais durante todo o período do financiamento.

No caso de operações enquadradas na modalidade de *Project Finance*, do qual trata o caso do estudo apresentado no item 4.4, o foco da análise da área de crédito não é apenas o fiador, mas também o próprio empreendimento. Conforme demonstrado no item 4.3.4, durante o período de implantação do parque eólico (fase pré-operacional), a grande garantia do financiador é a fiança corporativa do controlador da SPE, que pode ser complementada ou substituída por uma fiança bancária, assim como por um eventual compromisso de aporte de capital do controlador. Entretanto, quando o projeto demonstra-se robusto o suficiente para garantir o pagamento do serviço da dívida projetada, atesta-se a conclusão físico-financeira (*completion*) do projeto e a fiança é exonerada. Neste caso, a classificação de risco da operação deve focar não apenas na qualidade da fiança prestada, mas também na robustez do empreendimento uma vez que o fluxo de caixa do projeto em algum momento será a principal garantia do financiador.

A seguir, é apresentado um estudo de caso de um parque eólico, visando a permitir que o leitor tenha uma melhor compreensão dos aspectos envolvidos no financiamento de um projeto de geração de energia elétrica, em especial a partir da fonte eólica.

#### **4.4. Estudo de caso (parque eólico)**

Neste tópico será apresentado um estudo de caso de um parque eólico, localizado na região Nordeste do Brasil. O parque é composto de 20 turbinas cujas potências unitárias são de 1,5 MW. Sendo assim, a potência nominal total do parque eólico é de 30 MW.

O diâmetro do rotor é de 77m e o diâmetro do cubo é de 85m. A velocidade do rotor situa-se entre 9 e 17 rpm, entretanto, por se tratar de um gerador multipólos, não existe a presença de caixa de engrenagens multiplicadora na turbina. A velocidade de vento de arranque é de 3 m/s e a de vento de parada é de 22 m/s. O  $C_p$  estimado da turbina é de 0,46 (ver Equação 12), razoável para uma turbina moderna.

O empreendimento está situado em uma região relativamente plana, a uma distância do mar de aproximadamente 2 km e com altitude média de cerca de 5m acima do nível do mar.

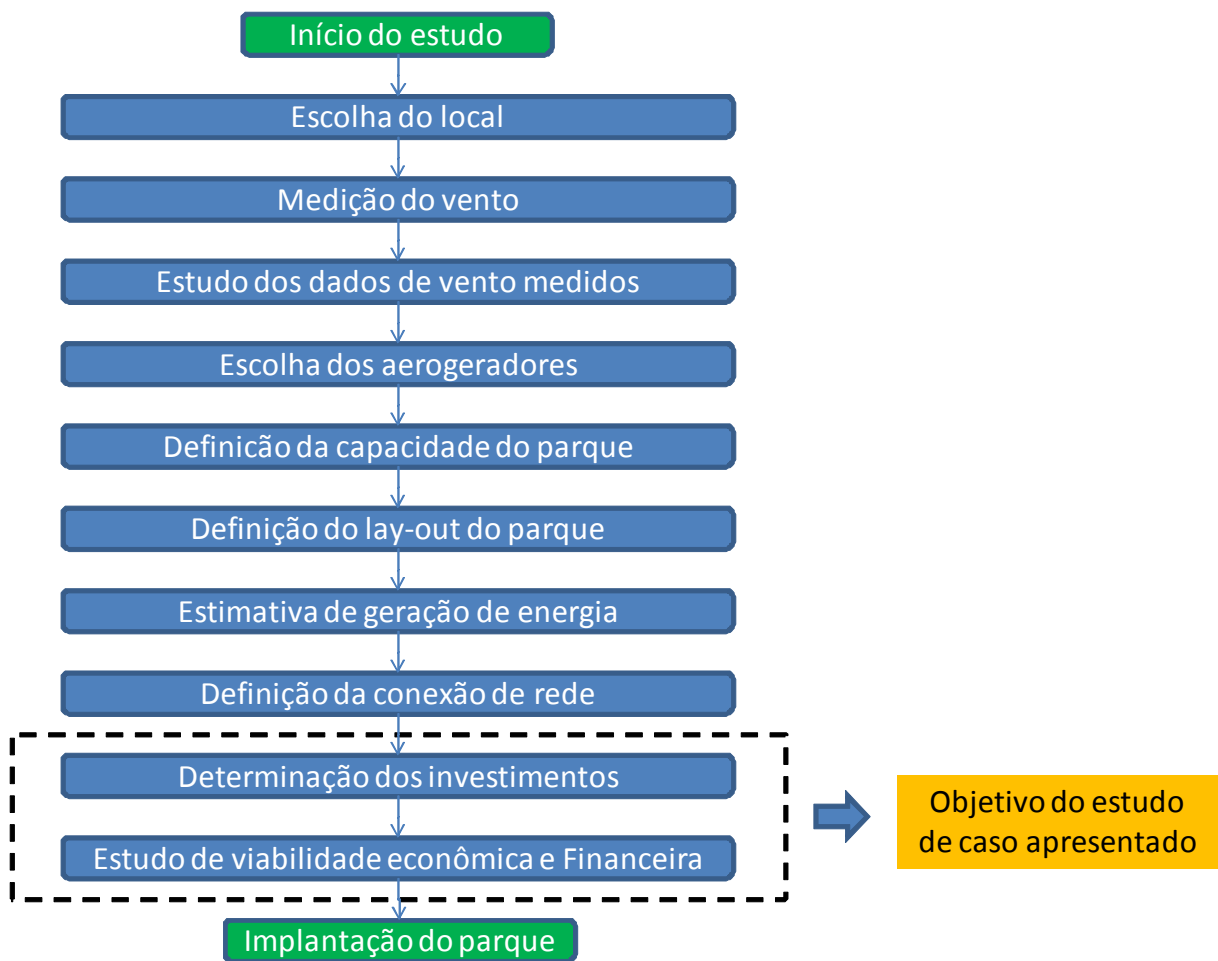
Os dados de vento foram medidos por duas torres anemométricas por um período de aproximadamente 6 anos, dados estes complementados por um período de 5 anos de medição de estação meteorológica adjacente.

#### **4.4.1. Desenvolvimento do empreendimento**

Conforme será apresentado nos itens a seguir, a estimativa técnica da velocidade do vento é uma variável de extrema importância para a previsão da receita de um empreendimento eólico. Portanto, cabe ao financiador estar certificado de que os dados técnicos de estimativa de velocidade de vento e a associada geração de energia sejam confiáveis. A partir da leitura do capítulo 1 desta dissertação, espera-se que o leitor obtenha um conhecimento técnico suficiente para entender no que consiste o estudo de ventos de um parque eólico, assim como ter condições de mapear os riscos atrelados àquela estimativa de produção de energia. Dominados estes conhecimentos técnicos, parte-se para a determinação dos investimentos contemplados em um parque eólico, assim como para o estudo de viabilidade econômica e financeira do empreendimento, aspectos estes abordados no estudo de caso elaborado. A Figura 34 apresenta um fluxograma de implantação de um empreendimento eólico,



**Figura 34 – Fluxograma de implantação de um empreendimento eólico**



*Fonte: Próprio autor, baseado em Custódio, R. (2007).*

Dentre os passos mencionados na figura anterior, é possível observar que, antes de se iniciar o estudo de viabilidade econômica e financeira do parque eólico, é importante determinar-se os investimentos necessários para a sua implantação. Neste sentido, é possível observar, através da Figura 35, resumidamente o valor do CAPEX do parque eólico contemplado neste estudo de caso, assim como das fontes de financiamento destes investimentos, sejam via recursos próprios, sejam via recursos de terceiros, neste caso específicos, recursos de terceiros provenientes exclusivamente de um financiamento junto ao BNDES.

**Figura 35 – Quadro de Usos e Fontes do projeto**

R\$ mil

CAPEX	TOTAL GERAL	%
<b>I - Investimentos Financiáveis</b>	<b>130.950,0</b>	<b>97,0</b>
Aerogerador	91.800,0	68,0
Obras Cíveis	20.250,0	15,0
Linhas e Substação	10.800,0	8,0
Engenharia do Proprietário	4.050,0	3,0
Outros	4.050,0	3,0
<b>II - Investimentos Não Financiáveis</b>	<b>4.050,0</b>	<b>3,0</b>
Seguros Pré-Operacionais	4.050,0	3,0
<b>Total dos Investimentos</b>	<b>135.000,0</b>	<b>100,0</b>

FONTES	TOTAL GERAL	% do total
<b>I) Recursos Próprios</b>	<b>43.335,0</b>	<b>32,10</b>
<b>II) Recursos de Terceiros (BNDES)</b>	<b>91.665,0</b>	<b>67,90</b>

Fonte: Próprio autor.

A seguir, serão apresentados os aspectos que envolvem a comercialização de energia e a consequente geração de receita, assim como as fontes de incerteza inerentes a um projeto eólico. Posteriormente serão elaboradas as projeções de receitas e custos, e, a partir daí, os resultados serão apresentados. Por fim, será elaborada uma análise de sensibilidade que envolve as principais variáveis a serem analisadas em um estudo de viabilidade econômica e financeira de um empreendimento eólico.

#### **4.4.2. Comercialização de energia**

O modelo vigente do setor elétrico prevê que a comercialização de energia elétrica possa ser realizada em dois ambientes de mercado: Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL.

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes vendedores<sup>12</sup> e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Já no ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de

<sup>12</sup> **Agente Vendedor** - Agente de Geração, Agente de Comercialização ou Agente de Importação, que seja habilitado em documento específico para este fim.

energia, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL)<sup>13</sup>.

Do ponto de vista do financiador, no momento da análise de uma operação de financiamento relacionada a um parque eólico é importante que existam garantias em termos de contratos de compra e venda de energia que assegurem o fiel cumprimento ao pagamento da dívida que está sendo projetada para a viabilização do projeto analisado. O ICSD, conforme exposto no item 4.1.6, deve estar lastreado, em termos de garantias, pelos contratos de compra e venda de energia no longo prazo. Caso contrário, em termos de *Project Finance*, o risco de demanda não estaria mitigado e o financiador estaria com uma estrutura de garantias fragilizada.

Neste sentido, é importante que o analista esteja atento às regras de cada contrato de forma a se estimar corretamente a receita do projeto. Assim, caso a venda de energia do parque eólico em análise esteja dirigida ao ACR, é importante inicialmente verificar se o contrato refere-se a um Leilão de Energia de Reserva (LER) ou Leilão de Energia Nova, como um A-3, por exemplo.

No caso do LER, certame no qual o empreendedor do parque eólico analisado neste estudo de caso vendeu a sua energia, o produto comercializado provirá especificamente de uma única fonte, como a eólica, não havendo concorrência direta com outras fontes de geração de energia. O contratante neste caso é a CCEE e o contrato é um CER com prazo de suprimento de 20 anos. A modalidade é do tipo quantidade e o preço é concorrencial. Neste caso, a garantia física (GF) contratada deverá ser 100% dedicada ao LER, não sendo permitido usar qualquer saldo remanescente de garantia física para ser comercializado no âmbito do ACL. Existem revisões quadrienais desta garantia física, existindo uma requalificação no caso de se performar abaixo do montante contratado. Entretanto, no caso de se performar acima do montante contratado, não existe requalificação para cima. Ou seja, a garantia física do empreendimento nunca poderá ser maior do que a GF contratada no LER.

Adicionalmente, ainda referindo-se ao LER, se a geração anual ficar entre 90% e 130% do montante contratado, o saldo positivo (quando entre 100% e 130%) ou o saldo negativo (quando entre 90% e 100%) será remanejado para o ano seguinte. Caso a geração anual seja inferior a 90% do montante contratado, o saldo negativo (inferior aos 90%) será penalizado a 115% do preço do contrato. Por outro lado,

---

<sup>13</sup> **Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre** – são contratos de compra e venda de energia, negociados livremente entre duas partes e firmados entre os Agentes, sem a participação da ANEEL ou da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Esses contratos são registrados na CCEE, sendo que o processo de registro consiste na informação dos montantes contratados e dos prazos envolvidos, não havendo necessidade de informar os preços acordados. Os contratos são registrados pelos Agentes Vendedores e validados pelos Agentes Compradores, para que sejam utilizados no processo de Contabilização e Liquidação Financeira. A definição do CCEAL passou a ser adotada a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 323/08.

quando a geração anual for superior a 130% do montante contratado, o vendedor terá uma receita adicional de 70% do preço do contrato. Paralelamente, em relação às revisões quadrienais de geração de energia, o saldo quadrienal positivo ou negativo deverá ser: (1) liquidado ao preço do contrato<sup>14</sup>; (2) negociado com outro empreendedor ou (3) repassado para o quadriênio seguinte. Por fim, quando houve antecipação de entrada em operação comercial, a energia será remunerada ao preço do contrato. Perceba-se ainda que, no caso dos leilões de reserva, o empreendedor não fica exposto ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD<sup>15</sup>, mas sim ao preço do próprio contrato, o que diminui o risco associado, uma vez que o preço do contrato está definido, ao contrário do PLD que varia em função da oferta e demanda de energia no mercado de curto prazo.

#### **4.4.3. Fontes de incerteza de um projeto eólico**

Diversos são os fatores de riscos e incertezas que estão envolvidos no desenvolvimento de um parque eólico, dentre os quais podemos citar:

##### **4.4.3.1. Recurso eólico e geração efetiva de energia**

Conforme pode ser observado na Equação 4, a potência extraída do vento varia com o cubo da velocidade deste vento. Assim, a energia elétrica gerada a partir da fonte eólica é extremamente sensível às variações na velocidade do vento.

Deste modo, a estimativa do recurso eólico é extremamente importante do ponto de vista da análise da viabilidade econômico-financeira do parque eólico. Portanto, a qualidade e a precisão das medições do vento nas torres anemométricas, assim como a qualidade das correlações entre estas torres e a extrapolação vertical da velocidade do vento são de suma importância. Adicionalmente, cabe estar atento a outras características, tais como: precisão do modelo de escoamento atmosférico; cálculo das perdas por efeito esteira; disponibilidade da turbina; na eficiência da conversão elétrica no gerador; geração líquida de energia na subestação; e outras perdas técnicas.

O financiador geralmente não tem uma equipe com tamanho e/ou know-how suficiente para averiguar o potencial eólico de cada parque a ser financiado. Por essa razão, no âmbito do BNDES, é exigido, no mínimo, duas certificações de estudos de

---

<sup>14</sup> Em se tratando de saldo positivo, o empreendedor fará jus ao recebimento desta receita adicional nos 24 meses seguintes. Entretanto, em se tratando de saldo negativo, o empreendedor deverá pagar a energia devida nos 12 meses.

<sup>15</sup> O PLD é utilizado para valorar a compra e venda de energia no mercado de curto prazo.

ventos, cujas certificadoras sejam aceitáveis pelo BNDES. Os estudos de ventos contemplam diversas informações, dentre as quais cabe destacar:

- Descrição do local e dos equipamentos utilizados para a medição do vento, com os respectivos certificados de calibração;
- Seleção das estações meteorológicas de referência;
- Dados coletados das torres anemométricas;
- Descrição das turbinas eólicas (tipos, classes, curvas de potência e outros);
- Descrição do layout do parque (*micrositing*).

O estudo de ventos apresenta as informações anteriormente citadas e a análise sobre os dados disponíveis de forma a estimar a produção de energia no longo prazo. Os dados são apresentados considerando-se um intervalo de confiança estatístico inferido a partir da distribuição de probabilidades definida para a variável, assim como pelo grau de precisão da inferência. É importante citar dois conceitos de suma importância no âmbito dos estudos de vento certificados utilizados no âmbito nas análises de financiamento de parques eólicos: as estimativas P50 e P90. Trata-se de probabilidades de ocorrência de excesso de produção anual estimada de energia elétrica para o referido parque eólico. Neste sentido, numa estimativa P50, existe a probabilidade de 50% de que a energia efetivamente gerada seja, no mínimo, a estimativa de geração P50. No caso da estimativa P90, esta probabilidade é de 90%, ou seja, trata-se de uma produção estimada de energia inferior a estimativa P50, porém, com maior probabilidade de ocorrência.

As análises de operações de financiamento de parques eólicos no âmbito do BNDES consideram, de forma conservadora, a estimativa P90 para projeção das receitas dos referidos parques. Os empreendedores sinalizam que utilizam a estimativa P50 para as suas respectivas tomadas de decisão, como, por exemplo, o preço de venda da energia nos leilões no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Entretanto, é importante destacar que, o histórico de projetos financiados pelo BNDES indica que os parques eólicos não estão, em média, performando o P50 estimado, mas sim um valor entre o P50 e o P90, este último utilizado para a estimação das receitas dos referidos parques. Acredita-se, portanto, que em virtude da curva de experiência acumulada com as implantações dos parques eólicos no Brasil nos últimos anos, a produção realizada de energia nos novos parques eólicos esteja mais próxima dos valores que foram efetivamente estimados pelos estudos de vento certificados.

#### 4.4.3.2. CAPEX e OPEX

Em grande parte das análises de pleitos de financiamento de parques eólicos, a empresa que será a responsável pela implantação do empreendimento (Engineering, Procurement and Construction – EPC) já está definida, com o respectivo contrato de EPC assinado antes da aprovação do financiamento. Desta forma, os investimentos do projeto já foram negociados com o “EPCista” (empreiteiro) de maneira que a previsão dos gastos do projeto já é relativamente confiável, especialmente nos casos onde a contratação foi realizada na modalidade de contrato a preço fechado. Caso o contrário, o valor do CAPEX provavelmente ainda não estaria definido, e, neste caso, seria mais difícil estimar o valor dos investimentos e da participação do capital de terceiros na estrutura de capital da SPE.

Adicionalmente, o padrão ideal de *Project Finance* prevê também que contrato de Operação e Manutenção do parque eólico já esteja assinado, de forma que o OPEX também já esteja pré-definido, permitindo uma projeção financeira mais próxima do que de fato será realizado.

Caso o empreendedor não tenha apresentado o(s) contrato(s) de EPC e/ou de O&M assinados, de forma a não atrasar e/ou inviabilizar a aprovação do pleito de financiamento, é possível que o financiador preveja que a apresentação destes contratos sejam condições prévias para a contratação da operação de financiamento, ou até mesmo para a liberação dos créditos.

De qualquer forma, é necessário entender até que ponto avançaram as negociações entre o empreendedor do parque eólico e seus principais fornecedores. Caso o empreendedor tenha avançado pouco nestas negociações, os valores de CAPEX e OPEX realizados podem ter grande variabilidade em relação ao que foi estimado. Neste caso, é razoável que seja prevista uma conta especial para cobrir eventuais sobrecustos durante a implantação do empreendimento, ou então, como forma alternativa, um compromisso de aporte dos acionistas.

Por fim, também é importante destacar que, de forma a mitigar o risco do capital próprio, no âmbito das operações de financiamento de parques eólicos no BNDES, é solicitado, no caso de operações de *Project Finance*, que o aporte de capital seja realizado *upfront* (condição precedente), ou seja, antes da liberação do financiamento.

#### 4.4.3.3. Cronograma de implantação

O prazo de implantação de um parque eólico é, em média, de 12 meses. Entretanto, diversos são os fatores que podem atrasar o cronograma deste tipo de

empreendimento, dentre os quais é possível destacar: a questão fundiária e o relacionamento com as comunidades locais; as condições meteorológicas durante a implantação; a qualidade e disponibilidade dos empreiteiros das obras civis e dos fornecedores dos aerogeradores; e outros participantes da implantação do parque.

Não seria exagero dizer que os problemas fundiários são hoje um dos grandes responsáveis por atrasos na implantação de empreendimentos eólicos no país. Não é surpresa um empreendedor se ver obrigado a negociar com centenas de proprietários de terras, posseiros e oportunistas que surgem quando do início da construção dos parques e das respectivas linhas de transmissão associadas. Em função da grande quantidade de atores envolvidos nestas negociações, torna-se praticamente inviável fechar um acordo com todos eles. Neste caso, é necessário que o empreendedor entre com uma Declaração de Utilidade Pública (DUP) junto à ANEEL. Com a DUP emitida, torna-se necessário entrar com um processo na esfera judicial de forma que seja emitido o documento de imissão de posse, o qual garante que o empreendedor possa de fato seguir com a implantação do empreendimento. Cabe ressaltar que o empreendedor deve tentar maximizar a quantidade de soluções negociadas para que por ocasião da abertura do processo judicial no âmbito da esfera jurídica, tenha como demonstrar que se esforçou em resolver negocialmente com os proprietários de terras envolvidos.

O empreendedor deve também preocupar-se em desenvolver um bom relacionamento com a comunidade local, tanto pelo fato de ser importante para que o empreendimento seja implantado com menores preocupações, quanto para manter-se posicionada como uma empresa socialmente responsável.

Paralelamente, é importante estar atento às condições meteorológicas do local, principalmente no Nordeste brasileiro, onde o regime de chuvas pode ser altamente seco ou, em determinados períodos do ano, com alta concentração de chuvas.

Por fim, em função do expressivo e rápido crescimento do desenvolvimento de empreendimentos eólicos no país, principalmente na região Nordeste, é importante estar atento à disponibilidade de fornecedores, sejam eles empreiteiros ou fornecedores e subfornecedores de máquinas e equipamentos ligados aos aerogeradores propriamente ditos, responsáveis por grande parte do investimento de um parque eólico.

O analista financeiro deve estar atento a todas as variáveis citadas neste item para tentar verificar se não existe uma probabilidade expressiva de ocorrência de atrasos na implantação do parque eólico. Caso exista, esta probabilidade deve ser mensurada, assim como o atraso esperado para se calcular a potencial penalização decorrente de um eventual adiamento da entrada em operação comercial do parque

eólico, principalmente no caso de energia comercializada no âmbito do ACR, onde, além das possibilidades de aplicação de multas, podem ocorrer revisões na quantidade de energia a ser comercializada.

#### 4.4.3.4. Riscos tecnológicos

Outra e perigosa fonte de risco está associada à qualidade tecnológica dos aerogeradores. O recurso eólico pode ter sido estimado com alta robustez e a obra pode ter sido realizada muito próxima do que foi previsto durante a análise do empreendimento, tanto em termos de prazo quanto em termos de custo. Entretanto, diversos são os motivos que podem fazer com que o rendimento observado das máquinas seja aquém das premissas que foram utilizadas durante a análise do projeto. Este risco é particularmente perigoso uma vez que, em um caso crítico de parada total da turbina, a geração de energia poderá até mesmo ser nula, com a consequente não geração de receita em um momento posterior à conclusão da implantação do parque, momento no qual já houve a liberação integral dos recursos financiados. Se os problemas com a máquina acontecem prematuramente, o parque pode ainda estar em fase de carência, momento no qual o saldo devedor estará no seu nível máximo. Por outro lado, se o problema ocorrer alguns anos depois, embora parte do saldo devedor já tenha sido amortizado, o problema pode ser ainda maior uma vez que, caso o *completion* do projeto já tenha sido atingido, todas as garantias do projeto estarão vinculadas ao fluxo de caixa do empreendimento uma vez que a operação não contará mais com alguma fiança. Paralelamente, ainda existe a probabilidade de que a garantia fornecida pelo fabricante do aerogerador, neste momento, já tenha expirado e, neste caso, o financiador estará com uma estrutura de garantias bastante fragilizada.

O parque que estamos modelando localiza-se na região Nordeste. É importante mencionar que o índice de salinidade na região litorânea do nordeste é bastante alto, um dos maiores do mundo. Caso a direção prevalecente do vento seja fortemente do mar para a terra, provavelmente será carregada uma grande quantidade de sal. Isto pode criar um ambiente altamente corrosivo para as turbinas eólicas, sem falar dos problemas de abrasividade que podem ocorrer simultaneamente. Assim, surge um risco para o projeto uma vez que o fabricante dos aerogeradores pode não ter-se preparado para estas condições.

No caso do financiador, é importante que as garantias estejam estruturadas de tal forma que a conclusão físico-financeira (*completion*) do projeto só seja atestada quando o analista esteja confortável quanto à qualidade técnica de funcionamento do aerogerador no longo prazo. Esta segurança provirá da confiabilidade do fabricante do



aerogerador, especialmente se este fabricante já tem outros equipamentos em funcionamento nas mesmas condições nas quais os equipamentos em questão serão instalados. Adicionalmente, o acompanhamento dos indicadores operacionais dos parques logo a partir da operação comercial também é de suma importância.

A questão da qualidade técnica dos aerogeradores é ainda mais importante porque está relacionada com a parada forçada ou disponibilidade dos equipamentos. Nessa situação, os eventuais acionistas do empreendimento estarão sujeitos a um cenário típico de lucros cessantes, em função da consequente perda de receita em relação ao que foi estimado. Neste caso, mesmo que os problemas técnicos nos aerogeradores ocorram durante o período de garantia do fabricante, por mais que o custo da troca dos equipamentos recaia sobre este fabricante, deve-se estar atento a uma eventual cláusula de multa em função dos lucros cessantes decorrentes da não geração de energia conforme o previsto.

#### 4.4.3.5. Riscos regulatórios (ACR) e de mercado (ACL)

Nos itens 3.2.2 e 3.2.4 é possível observar a evolução da contratação de parques eólicos no âmbito do Proinfa e, posteriormente, através dos leilões no âmbito do ACR. Adicionalmente, conforme pode ser observado no Gráfico 15, houve uma grande queda no preço da energia contratada através da fonte eólica. Portanto, um contrato de compra e venda de energia (CCVE), comumente denominado PPA (Power Purchase Agreement), com base em preços passados, superiores aos preços praticados nos leilões mais recentes, é um ativo valioso. Por essa razão, diversas empresas apresentaram altos retornos apenas vendendo a concepção de projetos com os respectivos PPAs associados.

Por outro lado, o financiador nas suas projeções de receita considera o PPA na estruturação de garantias do contrato de financiamento. Para se buscar um índice mínimo de cobertura do serviço da dívida que se está projetando, o analista financeiro tem como ponto de partida o contrato de longo prazo firmado (PPA). Entretanto, baseia-se na premissa de que aquele contrato será honrado. O risco do não cumprimento deste PPA é muito difícil de ser mitigado.

Por outro lado, no âmbito do ACL, é exigido que os contratos prevejam uma multa rescisória, geralmente de 30% do valor do saldo remanescente do CCVE. Entretanto, existem dois riscos. O primeiro é de que o comprador rescinda o contrato e que o valor da multa, a ser recebida pelo vendedor (empresa financiada) não seja suficiente, junto com os demais contratos a serem firmados, para cobrir o serviço da dívida. O segundo risco é de que o contrato seja rescindido unilateralmente e que o

comprador nem ao menos cumpra com a cláusula contratual de pagamento de multa no caso de rescisão, risco este mais agravante e de maior dificuldade de mitigação.

#### **4.4.4. Projeções de receitas e custos**

As projeções financeiras foram realizadas baseadas em valores nominais (moeda corrente), para o período de 2012 até 2029, de forma que seja analisada a capacidade de pagamento durante todo o período de financiamento. Cabe lembrar que o período de carência do projeto analisado vai até janeiro de 2013, momento no qual se inicia o período de financiamento (a primeira amortização é prevista para fevereiro de 2013). A última amortização é prevista para o mês de fevereiro de 2029, contemplando um período de financiamento de 192 meses (16 anos), prazo máximo de financiamento para projetos de energia alternativas no âmbito do BNDES.

As projeções das demonstrações financeiras da SPE criada com o propósito específico na implantação do parque eólico analisado estão disponibilizadas nos anexos I (DRE), II (DFC), III (BP) e IV (ICSD).

##### **4.4.4.1. Receitas**

Inicialmente, convém que ressaltar que, no âmbito do leilão de energia de reserva, a energia do parque eólico contemplado neste estudo de caso foi vendida a uma tarifa de R\$ 150 (data-base: dezembro/2009).

Para o cálculo da quantidade de energia a ser gerada pelo empreendimento, é importante exigir o estudo de ventos do parque eólico a ser analisado. Para garantir uma maior credibilidade na análise, é importante que o estudo de ventos esteja certificado por certificadora de renome internacional. Pode-se, adicionalmente, exigir mais de um estudo certificado. Neste caso, em um cenário conservador se utilizaria o estudo de ventos que sinaliza a menor geração de energia para o parque.

Os estudos de ventos mencionados no parágrafo anterior fornecem probabilidades de geração mínima de energia, dentre as quais, destacamos as probabilidades P90 (probabilidade de 90% de gerar, no mínimo, a energia estimada) e P50 (probabilidade de 90% de gerar, no mínimo, a energia estimada). A Tabela 22 apresenta as estatísticas P90, P75 e P50 do parque contemplado neste estudo de caso, estimativas estas que serão as premissas para a projeção de receitas do parque modelado. Convém mencionar que, sendo o fator de capacidade uma das variáveis mais críticas na estimação da receita, em paralelo ao preço contratado da energia, surge uma variável de risco que, no caso deste estudo de caso, está sendo mitigada principalmente por se exigir estudos de vento certificados e utilização do parâmetro

conservador P90, em detrimento do P50. Conforme pode ser observado na Tabela 4, a estimativa P90, neste estudo de caso (41,3%), é um pouco inferior à média dos fatores de capacidades estimados para os parques da região NE do Brasil (44%). Entretanto, comparada aos fatores de capacidade efetivamente realizados nos parques desta região (33%), ou então aos parques de diversos outros países, ainda se trata de um fator de capacidade alto.

**Tabela 22 – Estimativas P50, P75 e P90 para a geração de energia do Parque Eólico.**

Probabilidade de excedência	Energia produzida (GWh/ano)	Fator de Capacidade (%)
50%	124,2	47,3
75%	115,9	44,1
90%	108,5	41,3

*Fonte: Próprio autor.*

É importante frisar que não necessariamente a variável de decisão do empreendedor é igual a variável de decisão do financiador, que pode basear-se em um cenário de geração mais conservador. Em diversos casos, o empreendedor comercializa energia, no âmbito do ACR, baseado na estatística P50. Neste caso, uma projeção financeira mais conservadora, baseada no P90, por exemplo, pode levar a eventuais distorções. Portanto, o analista financeiro deve estar atento para verificar em qual grau de conservadorismo que o empreendedor se baseou para vender a sua energia e efetuar os eventuais ajustes que ocorram entre o que se está modelando, como o P90, por exemplo, e entre o que foi de fato comercializado, P50, por exemplo. Neste caso, é importante considerar as eventuais receitas pelo excedente e/ou multas em função de uma geração de energia projetada ser superior / inferior ao que foi comercializado.

Adicionalmente, convém ressaltar que, no caso deste estudo de caso, o empreendedor vendeu a sua energia no âmbito do leilão de reserva (LER), onde a energia comercializada pelo parque deve atender exclusivamente a este certame. Portanto, não será modelada receita proveniente de excedente de energia a ser comercializado no âmbito do ACL. Caso o fosse, é importante estar atento que, se esta receita adicional fosse necessária para se atingir um índice mínimo de cobertura do serviço da dívida (ICSD), estes contratos no âmbito do ACL deveriam fazer parte da estrutura de garantias do projeto.

Neste estudo de caso específico, diferentemente de diversos outros modelos econômicos de parques eólicos, conforme pode ser observado na Tabela 23, o empreendedor tomou a decisão de venda de energia baseando-se num valor próximo

da estatística P90, o que minimiza a necessidade de ajustes em virtude de eventuais excessos e/ou falta de energia. Para melhor compreender a mensuração das receitas do parque, é importante o entendimento do cálculo da energia assegurada P90, apresentado na Equação 20.

#### **Equação 20 – Energia assegurada P90 do projeto**

$$\text{Energia assegurada P90} = \text{Pot. nominal} \times \text{Fator de capacidade P90} = 30 \text{ MW} \times 41,3\% = 12,4 \text{ MW méd.}$$

**Tabela 23 – Energia assegurada P90 e Energia contratada do projeto**

Energia Assegurada P90	12,4 MW médios
Energia Contratada	12 MW médios

*Fonte: Próprio autor.*

A partir da energia assegurada P90 estimada e descrita na Equação 20, de 12,4 MW médios, é possível obter a geração estimada de energia anual do parque eólico, conforme pode ser observado na Equação 21, a seguir:

#### **Equação 21 – Produção anual estimada de energia para o parque**

$$\text{Produção anual de energia} = \text{Energia assegurada P90} \times 8.760 \text{ horas} = 12,4 \text{ MW méd.} \times 8.760 \text{ horas} = 108.624 \text{ MWh}$$

Obtida a geração anual estimada de energia do parque eólico analisado, basta multiplicá-la pela tarifa para se encontrar a receita projetada do empreendimento, conforme apresentado na Tabela 24, a seguir:

**Tabela 24 – Receitas estimadas para o parque durante o período de financiamento**

Ano	Tarifa nominal (R\$ / MWh)	Receita nominal estimada (R\$ mil)
2010	159	0
2011	167	0
2012	175	7.700
2013	183	18.785
2014	191	19.631
2015	199	20.514
2016	208	21.495
2017	218	22.402
2018	228	23.410
2019	238	24.463
2020	248	25.633
2021	260	26.715
2022	271	27.917
2023	284	29.173
2024	296	30.568
2025	310	31.858
2026	324	33.291
2027	338	34.789
2028	353	36.452
2029	369	37.991

Fonte: Próprio autor.

#### 4.4.4.2. Custos

Os principais gastos inerente a um empreendimento eólico se referem aos contratos de operação e manutenção (O&M) do parque, às tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) ou de distribuição (TUSD), às despesas financeiras, aos tributos e aos encargos setoriais (Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE). A seguir, são apresentados os principais gastos envolvidos neste estudo de caso modelado:

##### Operação e Manutenção (O&M) do parque:

As operações de financiamento de parque eólicos, geralmente enquadradas sob a modalidade de *Project Finance*, devem apresentar diversos contratos já assinados quando da análise, da contratação ou da liberação dos recursos da operação de financiamento de forma a mitigar os riscos inerentes ao projeto. O risco operacional está diretamente atrelado ao eventual prestador do serviço de operação e manutenção (O&M) do empreendimento. Neste sentido, cabe ao financiador não apenas verificar os valores negociados entre a SPE detentora do empreendimento e o seu fornecedor do serviço de O&M, mas também a qualidade do serviço a ser

prestado. Adicionalmente, cabe ressaltar que este serviço pode ser realizado por alguma empresa do próprio grupo econômico da estrutura societária da SPE, ou então por terceiros. Em ambos os casos este fornecedor deve apresentar experiência e qualidade suficiente para prover este tipo de serviço, de forma a mitigar os riscos operacionais do projeto.

Em relação aos valores negociados, muitas vezes os contratos contemplam valores escalonados a serem pagos por este serviço. Isto ocorre em virtude de a grande maioria dos projetos de parques eólicos apresentarem a sua alavancagem limitada em função do índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD), que geralmente é crítico (mínimo) nos primeiros anos de operação comercial da planta, momento no qual o saldo devedor não foi expressivamente amortizado. Assim, na busca de se maximizar a participação do capital de terceiros na estrutura de capital da empresa, maximizando assim a TIR do acionista, no caso específico deste parque eólico analisado, houve uma negociação no sentido de se buscar um custo menor para o serviço de O&M nos primeiros anos de operação comercial do parque. Os valores considerados para o O&M do parque são apresentados na Tabela 25, a seguir:

**Tabela 25 – Custo do serviço de O&M negociado para o Parque Eólico.**

		O&M anual			
		1º e 2º ano	3º ao 4º ano	5º ao 10º ano	a partir do 10º ano
Por Aerogerador		R\$ 44.830	R\$ 89.660	R\$ 96.060	R\$ 130.650
Total Parque		R\$ 896.600	R\$ 1.793.200	R\$ 1.921.200	R\$ 2.613.000

*Fonte: Próprio autor.*

#### Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD):

A reestruturação do setor elétrico desverticalizou a cadeia em quatro segmentos distintos e autônomos, quais sejam: geração, comercialização, transmissão e distribuição de energia elétrica. Assim, foi necessário definir as características destes segmentos, em especial os seus aspectos tarifários de forma que os agentes tivessem os seus investimentos remunerados em uma taxa de risco apropriada para cada segmento/projeto.

Assim, os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) e os Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) estabelecem os termos e as condições para o uso da rede e das linhas de distribuição, de forma que os consumidores finais tenham a acesso à energia elétrica produzida pelas geradoras. Para isso, a distribuidora é remunerada através da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

Neste estudo de caso, considerou-se um valor, a título de TUSD, a tarifa de R\$ 3,50 por kW.mês.

### Despesas Financeiras:

As despesas financeiras são os juros pagos a título de remuneração do financiamento necessário para compor a estrutura de capital da empresa responsável pela implantação do empreendimento. O parque eólico analisado foi alavancado apenas com dívidas do BNDES. Sendo assim, as características do financiamento estão contempladas no âmbito da linha Infraestrutura / Energia Alternativas do BNDES (produto Finem), explicada no item 4.3.3 desta dissertação.

O parque considerado foi modelado com uma previsão de entrada em operação comercial em julho de 2012. Assim, o período de carência é até janeiro de 2013, ou seja, seis meses após a data considerada para a entrada em operação comercial. O prazo do financiamento é de 192 meses (16 anos). Assim, a primeira amortização está prevista para fevereiro de 2013 e a última para fevereiro de 2029, período considerado nesta análise econômico-financeira elaborada de forma a se avaliar a capacidade de pagamento durante todo o período de dívida projetada.

A taxa de juros considerada para o financiamento compreende a soma de três parcelas, sendo elas: (1) custo financeiro, composto pela Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP); (2) remuneração básica do BNDES, de 0,9% a.a. e (3) remuneração de risco, de 2,1% a.a.. O valor financiado é de R\$ 91.665.000,00, que corresponde a uma participação de 70% dos itens financiáveis e 68% dos investimentos totais do projeto. Foi utilizado o sistema de amortização constante (SAC) para fins de cálculo das amortizações projetadas. A taxa de juros incidirá mensalmente sobre o saldo devedor.

### Tributos:

A contabilidade da SPE responsável pela implantação do parque modelado neste estudo de caso está baseada no lucro presumido. Sendo assim, as alíquotas consideradas para o Programa de Integração Social - PIS e para a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - Cofins são de 0,65% e 3,00%, respectivamente, cuja base de cálculo para ambas é a Receita Operacional Bruta (ROB).

Em relação ao Imposto de Renda (IR) e à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), as alíquotas consideradas são 25,00% e 9,00%, respectivamente. No caso de contabilidade baseada no lucro presumido, assume-se a base de cálculo a partir da ROB. A base de cálculo para o IR é 8,00% X ROB e a base de cálculo para o CSLL é 12,00% X ROB.

### Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE:

A TFSEE foi instituída em 1996, pela Lei n. 9.427, e posteriormente regulamentada pelo Decreto n. 2.410/1997. Este encargo setorial é cobrado de todos os concessionários, permissionários ou autorizados do serviço público de energia elétrica e a receita decorrente é destinada única e exclusivamente à Aneel. Conforme previsto em Lei, a TFSEE deve representar 0,5% do valor do benefício econômico auferido. O benefício econômico é entendido como o valor econômico agregado pelo concessionário na exploração de serviços e instalações de energia elétrica e aplicam-se as fórmulas previstas no Decreto n. 2.410/97 para apuração do benefício econômico. O despacho ANEEL nº 4.080/2010 fixou em R\$ 385,73 / kW instalado o valor da TFSEE para o ano de 2011.

#### **4.4.5. Resultados**

Considerando as premissas utilizadas nas projeções financeiras do parque eólico contemplado neste estudo de caso, é possível observar, através da Tabela 26, os resultados em termos de VPL e TIR nominal do projeto e do acionista.

**Tabela 26 – VPL e TIR do projeto e do acionista**

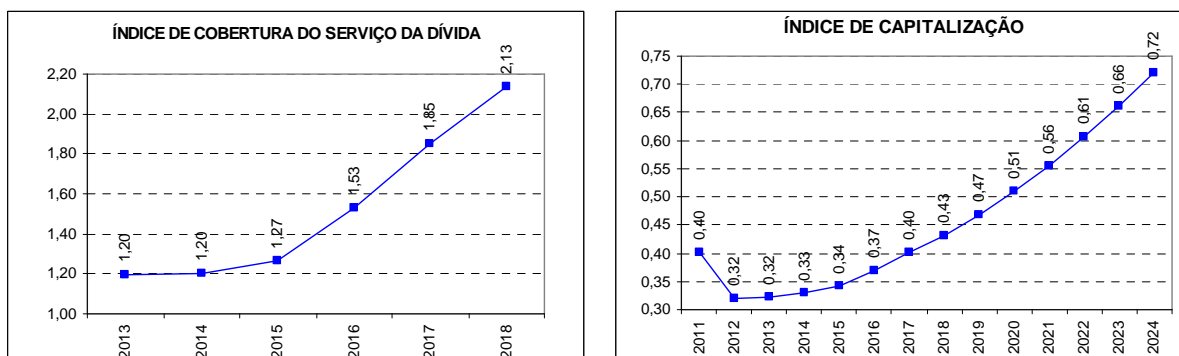
VPL Projeto @ 8,55% a.a.	R\$ 22.703 mil
TIR Projeto (% ao ano)	10,58%
VPL Acionista @ 12,55% a.a.	-R\$ 1.914 mil
TIR Acionista (% ao ano)	12,10%

*Fonte: Próprio autor.*

Adicionalmente, através do Gráfico 30, é possível observar a evolução do ICSD e do ICP do projeto, o que demonstra a saúde financeira do empreendimento durante todo o período do financiamento. Os resultados das projeções realizadas demonstram que o projeto é sustentável, apresentando saldos de caixa positivos durante todo o período analisado, e suficientes para honrar com as amortizações e juros do financiamento pleiteado junto ao BNDES.



**Gráfico 30 – ICSD e ICP do projeto**



Fonte: Próprio autor.

#### **4.4.6. Análise de sensibilidade**

Conforme já mencionado no item 4.4.4.1, o parque modelado neste estudo de caso tem suas receitas atreladas a um contrato de energia de reserva (CER), no âmbito do Leilão de Energia de Reserva (LER) de 2009. Portanto, a tarifa de venda da energia produzida, em R\$/MWh, é travada por este contrato. Sendo assim, a variável sensível em relação à receita, neste caso, é a geração efetiva de energia do parque, que dependerá diretamente do seu fator de capacidade. Portanto, inicialmente iremos realizar uma análise de sensibilidade, *ceteris paribus*, na variável de fator de geração P90, que foi utilizado como base para se estimar as receitas do parque eólico analisado.

Em relação à análise sobre os eventuais impactos que as variações, ao se comparar o previsto e o efetivamente realizado, no investimento inicial do parque eólico pode ter no VPL e no Índice de Cobertura do Serviço da Dívida do projeto, será elaborada uma análise de sensibilidade no CAPEX do empreendimento. Paralelamente, também será analisado o impacto de variações dos itens mais representativos deste CAPEX, que são os investimentos nos aerogeradores, que representam cerca de 68% dos investimentos totais do parque eólico analisado, e no item de obras civis do empreendimento, que representam aproximadamente 15% dos investimentos totais do empreendimento, conforme pode se observar na Figura 35.

Posteriormente, a variável a ser analisada é a despesa operacional do parque, que neste caso está contemplada na soma dos itens O&M, TUSD e outras despesas operacionais.

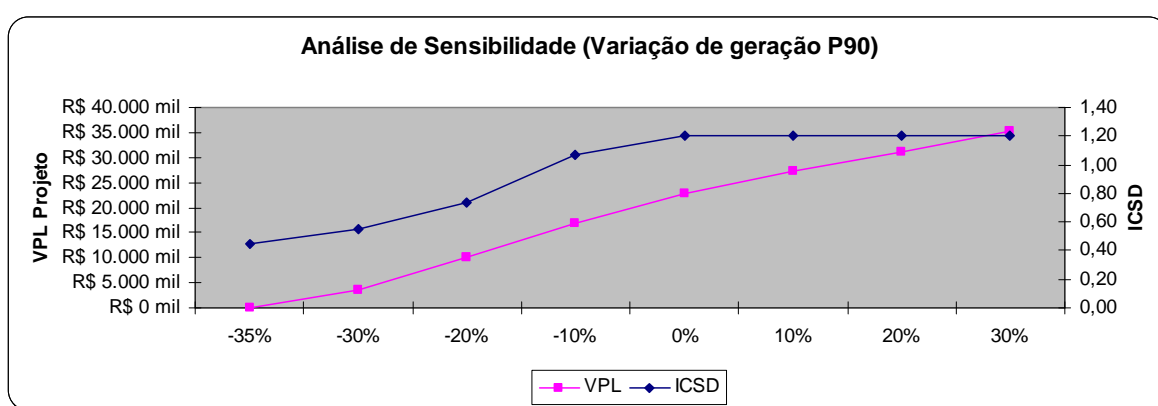
Por fim, é elaborada uma análise de sensibilidade nas premissas financeiras do projeto, tais como os impactos que eventuais variações da taxa de juros do financiamento teriam na TIR do acionista e no ICSD do projeto, assim como o impacto

em relação à avalancagem, e conseqüentemente, à TIR do acionista, que existe no caso de utilizar um modelo financeiro considerando-se ou não o saldo de caixa acumulado dos exercícios anteriores para compor o ICSD anual do projeto.

### **Fator de geração P90:**

A partir do Gráfico 31, é possível observar o impacto no VPL e no ICSD do projeto em consequência de eventuais variações, de -30% a +30%, em relação ao valor que foi previsto no fator de geração P90. Destaca-se que, dentro desta faixa de variação, o VPL do projeto permanece com valor positivo, demonstrando que o projeto permanece viável na taxa de desconto exigida. Entretanto, caso o fator de capacidade seja inferior ao fator de geração modelado (P90), embora o VPL permaneça positivo mesmo com variações de até -35%, o projeto apresentaria um ICSD abaixo do mínimo exigido pelo financiador (que para o caso estudado é de 1,2). Convém ressaltar que, conforme explicado no 4.3.4, por se tratar de um financiamento na modalidade *Project Finance*, caso o projeto não apresente um ICSD acima de 1,2 durante um período de um ano, comprovado por auditoria independente, contratualmente não será possível atestar a conclusão física e financeira do projeto e, conseqüentemente, não será liberada a fiança corporativa da controladora da SPE, uma vez que o projeto não terá demonstrado capacidade suficiente para estar garantido apenas pelo seu fluxo de caixa.

**Gráfico 31 – Análise de Sensibilidade (Variação do fator de geração P90)**

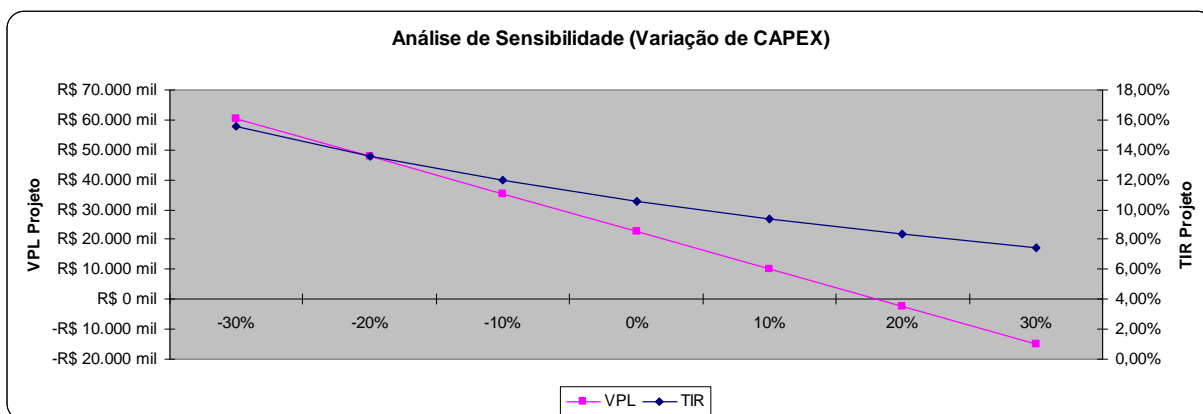


Fonte: Próprio autor.

## Investimentos:

A partir do Gráfico 32, é possível observar que o projeto apresenta viabilidade (VPL positivo) até uma variação de +18% em relação ao valor do investimento total, orçado em R\$ 135 milhões, conforme pode ser observado na Figura 35. Não foi analisado o impacto de eventuais variações de CAPEX em relação ao comportamento do ICSD uma vez que, caso existam sobrecustos durante a implantação do empreendimento, estes sobrecustos devem ser cobertos por aporte de capital dos acionistas da SPE. Adicionalmente, se o financiador não tenha confiança em relação à capacidade de aporte futuro de capital deste acionista, pode ser exigida uma conta especial, não movimentável, especificamente para esta finalidade.

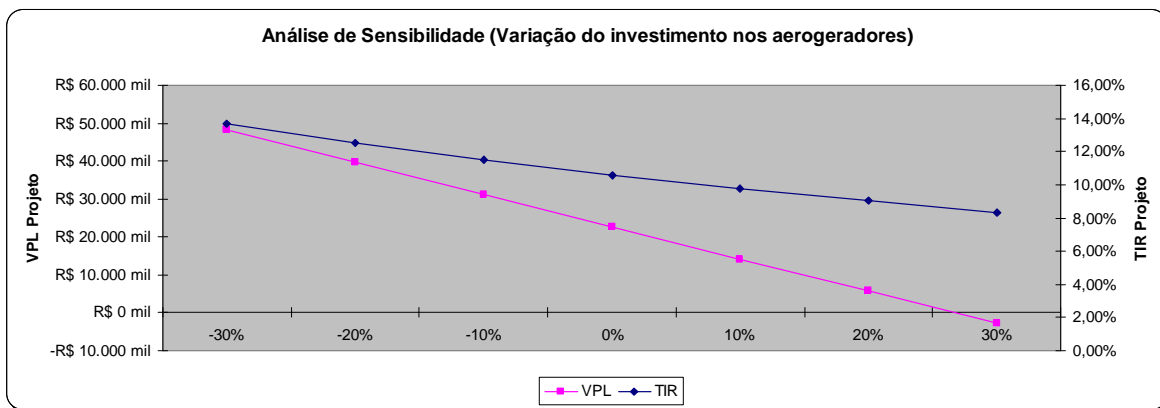
**Gráfico 32 – Análise de Sensibilidade (Variação do investimento total)**



Fonte: Próprio autor.

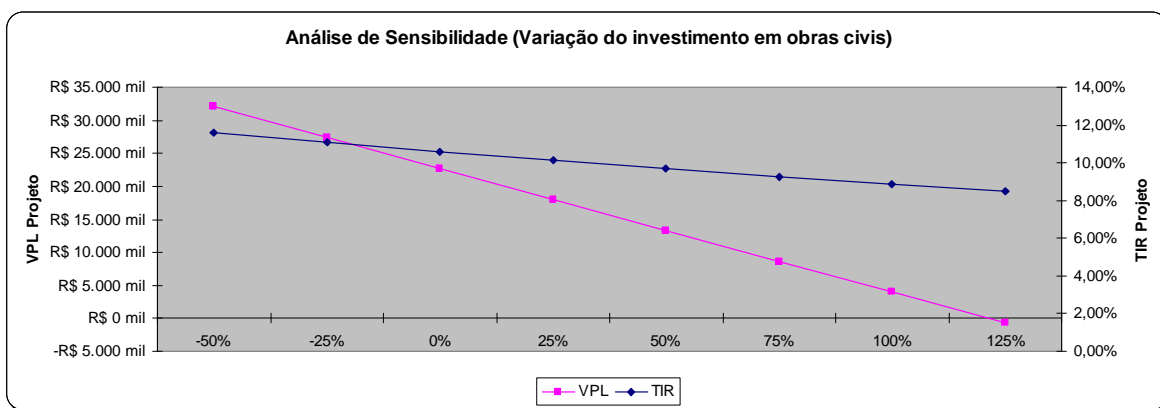
Adicionalmente, a partir do Gráfico 33 e do Gráfico 34 é possível observar os eventuais impactos no VPL e na TIR do projeto que possíveis variações nos investimentos estritamente relacionados aos itens aerogeradores e obras civis teriam, sendo estes os dois itens de investimento mais representativos no CAPEX, 68% e 15%, respectivamente. O valor dos investimentos nos aerogeradores poderia aumentar em até 26%, ainda mantendo o projeto viável (VPL positivo). Já o valor dos investimentos no item obras civis poderiam aumentar até 120% de forma que o projeto ainda apresentasse viabilidade.

**Gráfico 33 – Análise de Sensibilidade (Variação do investimento nos aerogeradores)**



Fonte: Próprio autor.

**Gráfico 34 – Análise de Sensibilidade (Variação do investimento em obras civis)**



Fonte: Próprio autor.

**Despesas operacionais:**

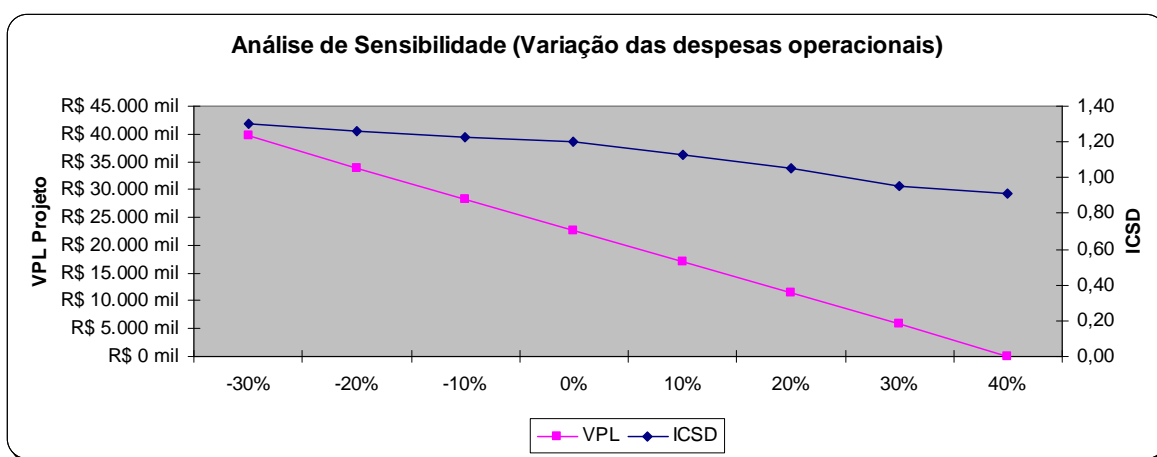
Conforme pode ser observado no anexo I (DRE), as despesas operacionais mais representativas neste estudo de caso são os gastos referentes à Operação e Manutenção (O&M) do empreendimento e à tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD). Para compor o total destes gastos, soma-se a estes dois itens mais representativos, uma terceira parcela, denominada outras despesas operacionais.

A partir do Gráfico 35, é possível observar o impacto no VPL e no ICSD do projeto em consequência de eventuais variações, de -30% a +30%, em relação ao valor que foi previsto como gastos totais nas despesas operacionais do projeto. Convém destacar que o projeto apresenta viabilidade para uma variação de até +40% nas despesas operacionais previstas, quando então o VPL do projeto se tornaria nulo.

Cabe ressaltar que, em uma análise *ceteris paribus*, eventuais variações positivas nas despesas operacionais previstas acarretariam em um ICSD abaixo de

1,2, e, conseqüentemente, não seria possível atestar a conclusão do projeto, o que, por consequência, impediria a exoneração da fiança do controlador da SPE, ou seja, que a estrutura de garantias ficasse exclusivamente vinculadas ao próprio fluxo de caixa do projeto. Adicionalmente, variações nas despesas operacionais superiores a 25% tornariam o ICSD ainda menor do que 1,0, o que indicaria que a geração de caixa do projeto não seria de fato capaz de honrar o serviço da dívida que foi projetada.

**Gráfico 35 – Análise de Sensibilidade (Variação das despesas operacionais)**



Fonte: Próprio autor.

### **Condições do Financiamentos (BNDES):**

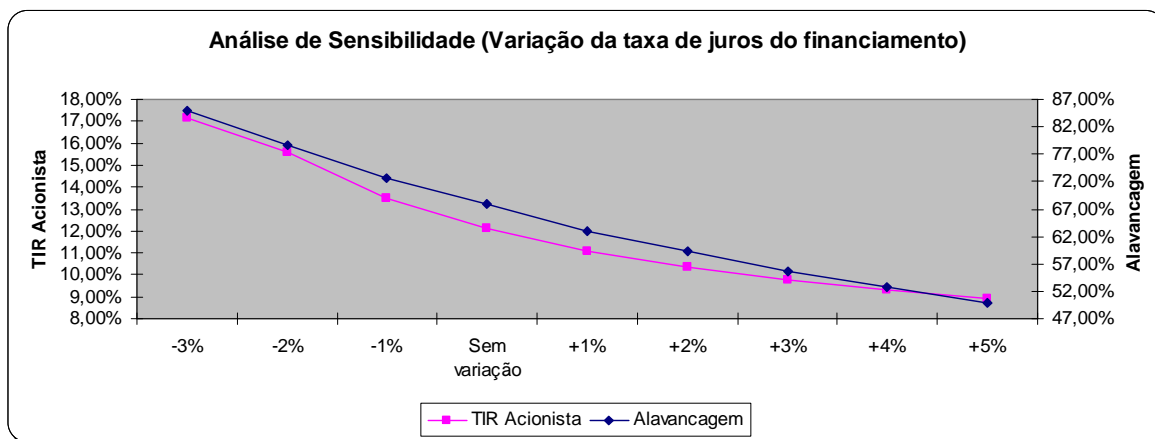
A última análise de sensibilidade elaborada neste estudo contemplou as principais variáveis envolvidas nas condições de financiamento constantes em uma modelagem financeira de um parque eólico, tais como a taxa de juros e o prazo do financiamento considerado. Adicionalmente, também é analisado o impacto na TIR do acionista e na alavancagem do projeto se o modelo financeiro utilizado considerar ou não o saldo de caixa acumulado em exercícios anteriores para a composição do índice de cobertura do serviço da dívida de um período de referência.

Convém mencionar que as condições de financiamento que serão analisadas não têm impacto no VPL e na TIR do projeto, que dependem estritamente dos resultados da operação propriamente dita. Entretanto, por outro lado, as condições do financiamento impactam diretamente o VPL e a TIR do acionista.

O Gráfico 36 demonstra o impacto na TIR do acionista e na alavancagem do projeto em virtude de eventuais variações em relação à taxa de juros do financiamento considerado. Foi considerado o cenário base (taxa de juros de 3% somado ao TJLP), com variações de -3% a +5% em relação a taxa de juros de 3% acima da TJLP,

assumida neste cenário básico, ou seja, considerou-se uma análise de sensibilidade variando-se a taxa de juros total do financiamento de TJLP + 0%, na qual a TIR do acionista seria de 17,14% e a alavancagem de 85% em relação ao CAPEX total, até a taxa de TJLP + 8%, na qual a TIR do acionista seria de 8,92% e a alavancagem de 50%.

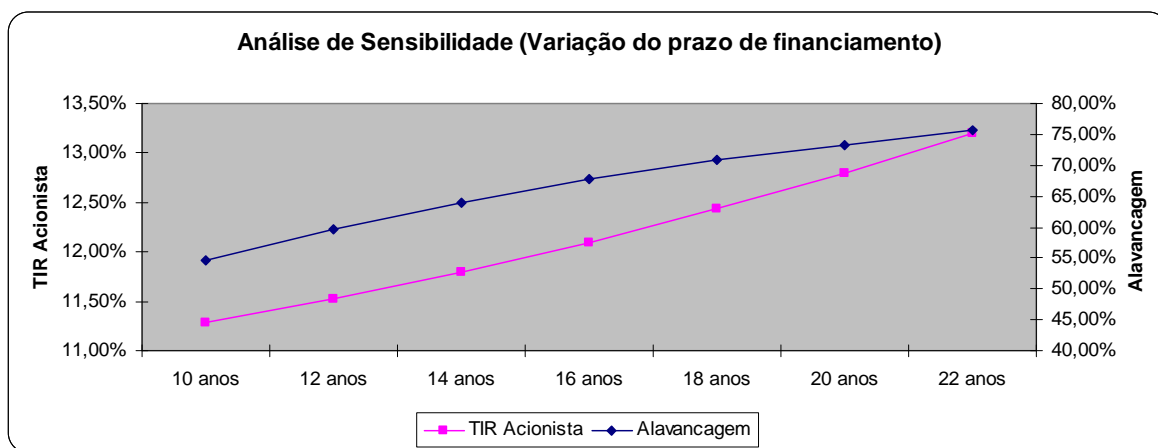
**Gráfico 36 – Análise de Sensibilidade (Variação na taxa de juros do financiamento)**



Fonte: Próprio autor.

O Gráfico 37 demonstra o impacto na TIR do acionista e na alavancagem do projeto em virtude de eventuais variações em relação ao prazo de financiamento considerado. Foi considerado, no cenário base, um período de financiamento de 16 anos, conforme prazo máximo permitido no âmbito da linha de Infraestrutura / Energias Alternativas (produto Finem) do BNDES. A partir daí foi simulado o impacto na alavancagem do projeto e, conseqüentemente, na TIR do acionista, para uma banda de variação do período de financiamento de 10 anos, quando a alavancagem do projeto seria de aproximadamente 55% e a TIR do acionista de 11,28%, até o período de financiamento de 22 anos, que permitiria uma alavancagem de aproximadamente 76% e uma TIR do acionista de 13,20%.

**Gráfico 37 – Análise de Sensibilidade (Variação no prazo de financiamento)**



Fonte: Próprio autor.

Por fim, cabe ressaltar que a modelagem financeira pode considerar, na composição do índice de cobertura do serviço da dívida de um referido período, o saldo de caixa final acumulado no período anterior. Desta forma, para fins de cobertura do serviço da dívida, a SPE teria não apenas o caixa gerado em função do *earnings before interest, taxes, depreciation and amortization - EBITDA* de um determinado período, mas sim esta geração operacional de caixa somada ao sinal inicial de caixa, que foi acumulado pela sobra de caixa do período anterior, desde que esta sobra de caixa tenha sido retida dentro da própria SPE.

As projeções financeiras deste estudo de caso foram elaboradas utilizando-se um fluxo de caixa acumulado, o qual permitiu um valor financiado de R\$ 91.665.000 (70% de alavancagem em relação ao CAPEX total), com uma respectiva TIR do acionista de 12,10%. Caso as projeções financeiras fossem elaboradas sem a consideração do saldo acumulado de caixa, ou seja, para fins de verificação do ICSD seria considerada apenas a geração de caixa do período específico considerado, não sendo permitido acumular caixa de períodos anteriores, o valor financiado cairia para R\$ 73.070.000 (56% de alavancagem em relação aos itens financiáveis). Os valores podem ser observados na Tabela 27, a seguir:

**Tabela 27 – Alavancagem e TIR do Acionista em função do caixa acumulado**

	Valor Financiado	Alavancagem	TIR Acionista
Com Caixa Acumulado	R\$ 91.665.000	70%	12,10%
Sem Caixa Acumulado	R\$ 73.070.000	56%	11,57%

Fonte: Próprio autor.

Cabe ressaltar que, no caso de se utilizar uma projeção com caixa acumulado, é importante que o analista financeiro esteja atento ao fato de que deve estar previsto nas cláusulas do contrato de financiamento a ser celebrado, a hipótese de restrição de distribuição de recursos para os acionistas em montante equivalente ao saldo de caixa acumulado de caixa considerado na projeção financeira. Entretanto, existe uma previsão de distribuição de dividendos em um patamar mínimo legal. Portanto, a cláusula contratual deverá vedar a distribuição de dividendos, ou qualquer outra forma de saída dos recursos da SPE para os acionistas, acima deste mínimo legal, conforme o caixa acumulado modelado nas projeções financeiras, que, em virtude desta restrição legal, não poderá considerar, por exemplo, 100% da sobra de caixa de um período servindo como saldo inicial de caixa em um período subsequente.



## **5. Conclusão**

O panorama do setor de energia eólica no mundo indica uma forte tendência de crescimento desta fonte no curto e no longo prazo. A demanda mundial por energia elétrica é crescente, fato que, aliado às pressões sócio-ambientais em torno dos empreendimentos de geração baseados nas fontes convencionais, principalmente as fósseis e a nuclear, contribuem no sentido de busca de fontes alternativas de energia, de preferência, renováveis, ambientalmente mais corretas. É neste contexto que a fonte eólica se destaca.

Paralelamente, o panorama do setor eólico no Brasil demonstra a força que a fonte apresentou nos últimos anos no país. Conforme mencionando nesta pesquisa, diversos foram os fatores que contribuíram neste sentido, dentre os quais destacamos a qualidade dos ventos brasileiros, em especial da região Nordeste.

Esta dissertação, inicialmente, buscou dar ao leitor um conhecimento dos aspectos técnicos da energia eólica de forma que fosse possível ter um entendimento, por exemplo, da magnitude de como a velocidade e constância do vento impactam na geração de energia elétrica em um parque eólico. Neste sentido, foram contextualizadas as características dos aerogeradores, os conceitos físicos relevantes, dentre outros. Assim, foi demonstrada a maturidade tecnológica em que a fonte se encontra, condição primordial que ajuda a explicar o sucesso da fonte eólica para fins de geração de energia elétrica no Brasil e no mundo.

A pesquisa também buscou demonstrar que, no caso brasileiro, não obstante o potencial da principal fonte de geração elétrica brasileira estar diminuindo em função das pressões socio-ambientais em torno dos grandes empreendimentos hidrelétricos, é importante que a fonte eólica não seja vista como uma fonte substituta à fonte hídrica, mas sim complementar, em função da forte complementariedade que existe entre o regime de chuvas e o regime de ventos no Brasil.

Neste sentido da busca de garantir a oferta de energia elétrica no longo prazo, o Brasil tem mesclado a busca contínua por fontes alternativas de energias, tais quais a eólica, PCHs e térmicas a biomassa, aliada a expansão das grandes hidrelétricas com menor capacidade de regularização e as térmicas, que nos últimos leilões não têm conseguido competir em termos de custo. Entretanto, vivenciamos atualmente a descoberta de grandes reservatórios de gás natural, como no pré-sal, e, assim, com a oferta de gás que o país terá nos próximos anos é de se pensar que o setor elétrico brasileiro tenderá a equilibrar a oferta de energia elétrica também utilizando as térmicas a gás para garantir a segurança energética no futuro. Convém destacar que, conforme mencionado ao longo deste estudo, a Petrobras pretende investir, de acordo

com o seu último plano de negócios divulgado, um montante de aproximadamente US\$ 47,3 bilhões até o ano de 2016 apenas no segmento de exploração e produção (E&P) voltado para a área da “camada pré-sal”. Portanto, evidencia-se que a política energética brasileira ainda está fortemente concentrada em combustíveis fósseis.

Em relação aos aspectos econômicos e financeiros inerentes ao desenvolvimento de empreendimentos de geração elétrica baseados na fonte eólica, foi demonstrado que o setor financeiro se encontra em um estágio maduro no Brasil, operando diversos instrumentos financeiros, dentre os quais é possível destacar o *Project Finance* no âmbito do BNDES. Os crescentes desembolsos do banco de desenvolvimento para o setor eólico ratificam esta conclusão.

É importante mencionar ainda que o estudo de caso apresentado nesta dissertação permite concluir que diversos são os riscos envolvidos em um empreendimento eólico. Entretanto, também diversos são os instrumentos que o financiador deve utilizar no sentido de mitigar estes riscos e assim viabilizar uma parte representativa das fontes de recursos necessária para a expansão da geração elétrica do país baseada nesta fonte. Adicionalmente, as diversas análises de sensibilidade elaboradas sinalizam que as principais variáveis, todas exploradas nesta dissertação, devem ser muito bem entendidas pelo financiador no sentido de viabilizar tais empreendimentos sem comprometer o financiamento de empreendimentos futuros, em função de eventuais apoios a projetos não meritórios. É neste sentido que uma operação de financiamento de um parque e/ou um complexo eólico, por mais meritória que seja, deve contemplar uma estruturação de garantias suficiente para mitigar o risco do financiador, que precisa garantir a continuidade aos diversos projetos necessário para garantir o suprimento de energia elétrica que o país vai demandar no futuro. Em um cenário de inadimplência e/ou de impossibilidade de recuperação de eventuais créditos concedidos, a sustentabilidade deste apoio financeiro no longo prazo estaria comprometida.

Portanto, uma boa análise deve sempre ser elaborada no sentido de buscar uma remuneração adequada para os riscos e externalidades produzidas pelos projetos de infraestrutura de geração elétrica baseados nas fontes alternativas de energia.

Por fim, a competitividade alcançada pela fonte eólica, inclusive demonstrada frente à fonte hídrica em recentes leilões no âmbito do ACR, sinaliza que o setor permanecerá na sua trajetória de forte crescimento no Brasil nos próximos anos. Portanto, é necessário, neste momento, um foco ainda maior no estímulo ao desenvolvimento de toda a cadeia envolvida neste setor, desde a fabricação das peças mais simples, até, principalmente, a engenharia complexa envolvida no projeto das turbinas eólicas.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAÚJO, A., Fundamentos da Geração Eólica – Processos de Conversão e Tecnologia. UFPE, 2011.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). BIG - Banco de Dados de Informações Gerenciais. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/15.htm>. Acessado em: 06/05/2012.

BARBIERI, José C. Gestão Ambiental Empresarial. São Paulo: Saraiva, 2007.

BETZ A. (D. G. Randall, Trans), Introduction to the Theory of Flow Machines, 1966.

BP (British Petroleum). BP Energy Outlook 2030, 2012.

BREALEY, R..A. e MYERS, S. C. Princípios de Finanças Empresariais. Tradução H. Caldeira Menezes e J.C. Rodrigues da Costa. 3. ed. Portugal: McGraw-Hill de Portugal, 1992.

CAMARGO SCHUBERT, CEPEL, CRESESB, ELETROBRÁS, GOVERNO FEDERAL DO BRASIL, MME, TRUE WIND SOLUTIONS. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.

CBIE (CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA). Sistema elétrico brasileiro – expansão hidrotérmica, 2011.

CORNELL UNIVERSITY, DAVID R. ATKINSON CENTER. University Collaboration on Wind Energy, 2011.

CUSTÓDIO, R., Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica;. Eletrobrás. Rio de Janeiro, 2007.

DESPACHO ANEEL Nº 4.080, DE 27 DE DEZEMBRO DE 2010. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Despachos\\_taxa\\_2011.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Despachos_taxa_2011.pdf). Acesso em: 10/06/2011.

DEWI (German Wind energy Institute). Wind Energy Made in Germany, 1998.

ELETROBRÁS. SIPOT (Sistema de Informações do Potencial Hidroelétrico Brasileiro).Disponível em: [http://www.eletrabras.com.br/EM\\_Atuação\\_SIPOT/sipot.asp](http://www.eletrabras.com.br/EM_Atuação_SIPOT/sipot.asp). Acessado em: 10/05/2012.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Leilão de Reserva 2011. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20111220\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20111220_1.pdf). Acesso em: 10/01/2012.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Leilão de Reserva 2011. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110818\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110818_1.pdf). Acesso em: 30/08/2011.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Leilão A-3 de 2011. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110817\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110817_1.pdf). Acesso em: 30/08/2011.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Leilão de Fontes Alternativas 2010. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20100826_1.pdf). Acesso em: 30/08/11.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). Leilão de Reserva 2009. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20091214_1.pdf). Acesso em: 30/08/2011.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) / MME (Ministério de Minas e Energia). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011, 2011.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) / MME (Ministério de Minas e Energia). Balanço Energético Nacional 2011 (ano base 2010), 2011.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) / MME (Ministério de Minas e Energia). Plano Nacional de Energia 2030, 2007.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) / MME (Ministério de Minas e Energia). Plano Decenal de Expansão de Energia 2020, 2011.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética) / MME (Ministério de Minas e Energia). Projeções da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos (2011 a 2020).

EWEA (European Wind Energy Association). The Economics of Wind Energy, 2009

FADIGAS, E., Energia Eólica. Editora Manole. São Paulo, 2011.

FILHO, A., Aspectos Tecnológicos das Fontes Alternativas de Energia (Energia Eólica), 2009.

FOX, W. R., MD DONALD, A. T., PRITCHARD, P. J.. Introdução à Mecânica dos Fluidos, 6ª edição, ed.: LTC/GEN., 2006.

GITMAN, L. J. Princípios de Administração Financeira, 10ª ed, Adisson Wesley, São Paulo, 2004.

GWEC (Global Wind Energy Council). Análise do marco regulatório para a geração eólica no Brasil, 2011.

GWEC (Global Wind Energy Council). Global Wind Report, Annual Market Update 2011, 2012.

GWEC (Global Wind Energy Council). Global Wind Statistics 2011, 2012.

HANSEN, M. O. L. Aerodynamics of Wind Turbines. 2ª Edição. ed. London: Earthscan, 2008.

HAU, E. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics. 2ª Edição. ed. Berlin: Springer, 2006.

IEA (International Energy Agency). Technology Roadmap. China Wind Energy Development Roadmap 2050, 2011.

IEA (International Energy Agency). Technology Roadmap. Wind Energy, 2019.

LOPES, A., Produção eólica e enquadramento técnico económico em Portugal. FEUP (Faculdade de Engenharia do Porto), 2009.

LOSEKANN, L., A energia eólica é realmente competitiva no Brasil? Disponível em: <http://infopetro.wordpress.com/category/energia-eletrica/>. Acesso em: 12/05/12.

MELO, THIAGO, ENERGIA EÓLICA: Fundamentos e cenário do crescimento no Brasil e no Mundo, 2010.

MOTTA, R. e CALÔBA, G., Análise de Investimentos – Tomada de Decisão em Projetos Industriais. Editora Atlas. 2002.

MANEN, J. D. E OOSSANEN, P., Principles of Naval Architecture, volume 3, 1989.

SCHUMANN, L. e KROETZ C., Custos com encargos setoriais no setor elétrico brasileiro, 2008.

Wenzel, G., Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal, 2007.

WWEA (World Wind Energy Association). Half-Year Report 2011, 2011.

WWEA (World Wind Energy Association). World Wind Energy Report 2011, 2012.

## **ANEXOS**

Anexo I – Projeção da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE)

Anexo II – Projeção do fluxo de caixa (DFC) do projeto e do acionista

Anexo III – Projeção do Balanço Patrimonial (BP)

Anexo IV – Projeção do ICSD

## Anexo I – Projeção da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE)

Descrição	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>1. Demonstrativo de Resultado (R\$ mil)</b>			78%	75%	72%	79%	78%	71%	71%	71%	71%	69%	67%	67%	67%	67%	67%	67%	67%
Receita Operacional Bruta	0,0	7.699,7	18.785,3	19.630,7	20.514,1	21.494,6	22.401,9	23.409,9	24.463,4	25.632,7	26.714,6	27.916,8	29.173,0	30.567,5	31.857,7	33.291,3	34.789,4	36.452,3	37.990,9
Penalidade			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Compensação 4 anos			0,0	0,0	0,0	1.423,8	1.487,9	0,0											
(-) Taxa Fiscalização ANEEL (TFSEE)	0,0	-64,0	-66,9	-69,9	-73,1	-76,4	-79,8	-83,4	-87,1	-91,1	-95,2	-99,4	-103,9	-108,6	-113,5	-118,6	-123,9	-129,5	-135,3
(-) RGR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) PIS/Cofins	0,0	-281,0	-685,7	-716,5	-748,8	-784,6	-817,7	-854,5	-892,9	-935,6	-975,1	-1.019,0	-1.064,8	-1.115,7	-1.162,8	-1.215,1	-1.269,8	-1.330,5	-1.386,7
(=) <b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>0,0</b>	<b>7.354,7</b>	<b>18.032,8</b>	<b>18.844,2</b>	<b>19.692,2</b>	<b>22.057,5</b>	<b>22.992,3</b>	<b>22.472,1</b>	<b>23.483,3</b>	<b>24.606,1</b>	<b>25.644,4</b>	<b>26.798,4</b>	<b>28.004,3</b>	<b>29.343,2</b>	<b>30.581,4</b>	<b>31.957,6</b>	<b>33.395,7</b>	<b>34.992,3</b>	<b>36.468,9</b>
(-) Despesas Operacionais	0,0	-1.537,1	-3.455,5	-4.160,8	-4.922,7	-5.144,2	-5.465,3	-5.804,9	-6.066,2	-6.339,1	-6.624,4	-7.503,4	-8.448,1	-8.828,2	-9.225,5	-9.640,6	-10.074,5	-10.527,8	-11.001,6
TUST	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TUSD e Encargos	0,0	-581,0	-1.457,1	-1.522,7	-1.591,2	-1.662,8	-1.737,7	-1.815,8	-1.897,6	-1.982,9	-2.072,2	-2.165,4	-2.262,9	-2.364,7	-2.471,1	-2.582,3	-2.698,5	-2.820,0	-2.946,9
O&M	0	-489,1	-1.022,3	-1.618,2	-2.265,6	-2.367,5	-2.563,7	-2.772,8	-2.897,5	-3.027,9	-3.164,2	-3.887,5	-4.669,4	-4.879,5	-5.099,1	-5.328,6	-5.568,4	-5.818,9	-6.080,8
Outras Despesas	0,0	-467,0	-976,0	-1.020,0	-1.065,9	-1.113,8	-1.164,0	-1.216,3	-1.271,1	-1.328,3	-1.388,0	-1.450,5	-1.515,8	-1.584,0	-1.655,3	-1.729,7	-1.807,6	-1.888,9	-1.973,9
(=) <b>LAJIDA</b>	<b>0,0</b>	<b>5.817,5</b>	<b>14.577,3</b>	<b>14.683,4</b>	<b>14.769,5</b>	<b>16.913,3</b>	<b>17.527,0</b>	<b>16.667,2</b>	<b>17.417,2</b>	<b>18.266,9</b>	<b>19.020,0</b>	<b>19.295,0</b>	<b>19.556,3</b>	<b>20.515,0</b>	<b>21.355,9</b>	<b>22.316,9</b>	<b>23.321,2</b>	<b>24.464,5</b>	<b>25.467,3</b>
(-) Depreciação/Amortização	0,0	-2.339,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.741,4	-7.343,5	-6.547,5	-6.547,5	-6.547,5	-6.547,5	-6.547,5	-6.547,5
(=) <b>Resultado do Serviço</b>	<b>0,0</b>	<b>3.478,1</b>	<b>6.835,9</b>	<b>6.942,0</b>	<b>7.028,1</b>	<b>9.171,9</b>	<b>9.785,6</b>	<b>8.925,8</b>	<b>9.675,8</b>	<b>10.525,5</b>	<b>11.278,6</b>	<b>11.951,5</b>	<b>13.008,8</b>	<b>13.967,5</b>	<b>14.808,4</b>	<b>15.769,4</b>	<b>16.773,7</b>	<b>17.917,0</b>	<b>18.919,8</b>
(+/-) Resultado Financeiro	0,0	0,0	-8.275,4	-7.775,9	-7.246,2	-6.709,5	-6.172,7	-5.635,9	-5.099,1	-4.562,4	-4.025,6	-3.488,8	-2.952,0	-2.415,3	-1.878,5	-1.341,7	-804,9	-268,2	105,6
(+) Receita Financeira	0,0	0,0	274,5	255,3	238,9	229,7	220,4	211,2	201,9	192,7	183,4	174,1	164,9	155,6	146,4	137,1	127,9	118,6	109,3
(-) Despesa Financeira (BNDES)	0,0	0,0	-8.549,9	-8.031,2	-7.485,2	-6.939,2	-6.393,1	-5.847,1	-5.301,1	-4.755,0	-4.209,0	-3.663,0	-3.116,9	-2.570,9	-2.024,9	-1.478,8	-932,8	-386,8	-3,8
(-) Juros sobre o Capital Próprio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(=) <b>LAIR</b>	<b>0,0</b>	<b>3.478,1</b>	<b>-1.439,5</b>	<b>-833,9</b>	<b>-218,1</b>	<b>2.462,5</b>	<b>3.612,9</b>	<b>3.289,8</b>	<b>4.576,6</b>	<b>5.963,2</b>	<b>7.253,0</b>	<b>8.462,7</b>	<b>10.056,7</b>	<b>11.552,2</b>	<b>12.929,9</b>	<b>14.427,7</b>	<b>15.968,8</b>	<b>17.648,8</b>	<b>19.025,4</b>
(-) Imposto de Renda / Diferido	0,0	-154,0	-375,7	-392,6	-410,3	-429,9	-448,0	-468,2	-489,3	-512,7	-534,3	-558,3	-583,5	-611,4	-637,2	-665,8	-695,8	-729,0	-759,8
(-) Contribuição Social / Diferido	0,0	-83,2	-202,9	-212,0	-221,6	-232,1	-241,9	-252,8	-264,2	-276,8	-288,5	-301,5	-315,1	-330,1	-344,1	-359,5	-375,7	-393,7	-410,3
(+) Juros sobre o Capital Próprio	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(=) <b>Lucro/Prejuízo Líquido do Exercício</b>	<b>0,0</b>	<b>3.241,0</b>	<b>-2.018,1</b>	<b>-1.438,6</b>	<b>-849,9</b>	<b>1.800,4</b>	<b>2.922,9</b>	<b>2.568,8</b>	<b>3.823,2</b>	<b>5.173,7</b>	<b>6.430,2</b>	<b>7.602,8</b>	<b>9.158,2</b>	<b>10.610,7</b>	<b>11.948,7</b>	<b>13.402,3</b>	<b>14.897,2</b>	<b>16.526,1</b>	<b>17.855,3</b>

## Anexo II – Projeção do fluxo de caixa (DFC) do projeto e do acionista

Descrição	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>2. Fluxo de Caixa (R\$ mil)</b>																			
Lucro/Prejuízo do Exercício	0,0	3241,0	-2.08,1	-1438,6	-849,9	1800,4	2922,9	2568,8	3823,2	5.173,7	6.430,2	7.602,8	9.158,2	10.610,7	11.948,7	13.402,3	14.897,2	16.526,1	17.855,3
(+) Depreciação/Amortização	0,0	2339,4	7.74,4	7741,4	7741,4	7741,4	7741,4	7741,4	7741,4	7.741,4	7.741,4	7.741,4	7.343,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5
(-) Variação do Capital de Giro	0,0	-37,6	-1,4	-0,2	-0,2	-1,9	-1,5	-1,7	-2,0	-2,3	-2,0	-0,7	-0,6	-2,6	-2,2	-2,6	-2,7	-3,0	-2,7
(-) Investimentos	-108.000,0	-27000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Liberações - Financiamentos	64.666,0	27000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNDDES	64.666,0	27.000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras Fincamentas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Amortizações	0,0	0,0	-5.738,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1
BNDDES	0,0	0,0	-5.738,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1	-6.268,1
Outras Fincamentas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Juros Capitalizados - Financiamentos	0,0	0,0	727,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BNDDES	0,0	0,0	727,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Outras Fincamentas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Obrigações Contratuais (Conta Reserva)	0,0	-3728,4	68,3	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	136,5	1.612,5
(=) Fluxo de Caixa do Acionista	-4.333,0	1.814,3	779,9	171,0	759,7	3.408,3	4.531,2	4.176,9	5.430,9	6.781,2	8.038,0	8.814,1	9.573,4	11.024,1	12.362,4	13.815,7	15.310,5	16.938,9	25.490,3
(+) Aporte de Capital para Investimento	43.336,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(+) Aporte para Constituição da Conta Reserva	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-) Dividendos/Juros sobre o Capital	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-120,7	-784,7	-1.198,6	-1.807,0	-2.584,0	-3.465,1	-4.404,5	-5.478,5	-6.628,9	-7.809,5	-9.040,2	-10.318,2	-11.663,6	-12.988,3
Geração Líquida de Caixa	0,0	1814,3	779,9	171,0	759,7	3287,6	3746,5	2978,3	3624,0	4.197,2	4.572,8	4.409,5	4.095,0	4.395,2	4.552,9	4.775,5	4.992,2	5.275,3	12.502,0
Caixa no Início do Exercício	0,0	0,0	1.814,3	2.594,3	2.765,3	3.525,0	6.812,6	10.559,1	13.537,4	17.161,4	21.358,6	25.931,4	30.341,0	34.435,9	38.831,1	43.384,0	48.159,5	53.151,7	58.427,0
Caixa no Fim do Exercício	0,0	1814,3	2.594,3	2.765,3	3.525,0	6.812,6	10.559,1	13.537,4	17.161,4	21.358,6	25.931,4	30.341,0	34.435,9	38.831,1	43.384,0	48.159,5	53.151,7	58.427,0	70.929,0
Fluxo de Caixa Dividendos	-43.336,0	0,0	0,0	0,0	0,0	120,7	784,7	1.198,6	1.807,0	2.584,0	3.465,1	4.404,5	5.478,5	6.628,9	7.809,5	9.040,2	10.318,2	11.663,6	12.988,3
<b>3. Fluxo de Caixa do Projeto (R\$ mil)</b>																			
Resultado do Serviço	0,0	3500,0	7.624,8	7730,9	7817,0	8960,8	10574,5	9714,7	10464,7	11.314,4	12.067,5	12.477,5	13.008,8	13.967,5	14.808,4	15.769,4	16.773,7	17.917,0	18.919,8
Imposto de Renda	0,0	-154,0	-37,7	-392,6	-410,3	-429,9	-448,0	-468,2	-489,3	-512,7	-534,3	-558,3	-583,5	-611,4	-637,2	-665,8	-695,8	-729,0	-759,8
Contribuição Social	0,0	-83,2	-202,9	-212,0	-221,6	-232,1	-241,9	-252,8	-264,2	-276,8	-288,5	-301,5	-315,1	-330,1	-344,1	-359,5	-375,7	-393,7	-410,3
Lucro/Prejuízo do Exercício	0,0	3262,9	7.064,2	7.126,3	7.185,2	8298,8	9884,5	8993,6	9711,2	10.524,9	11.244,7	11.617,7	12.110,2	13.026,0	13.827,2	14.744,1	15.702,2	16.794,3	17.749,7
Depreciação/Amortização	0,0	2317,5	6.952,5	6.952,5	6.952,5	6.952,5	6.952,5	6.952,5	6.952,5	6.952,5	6.952,5	6.817,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5	6.547,5
Variação do Capital de Giro	0,0	-21,8	2,2	-0,2	-0,2	-5,9	-1,6	2,5	-2,0	-2,3	-2,0	-1,0	-1,4	-2,5	-2,2	-2,5	-2,7	-3,0	-2,7
Investimentos	-108.000,0	-27000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fluxo de Caixa do Projeto	-10.800,0	-21.441,4	14.000,9	14.078,5	14.137,5	16.245,4	16.835,4	15.948,6	16.661,7	17.475,2	18.195,2	18.434,1	18.656,4	19.571,0	20.372,5	21.289,0	22.247,0	23.338,7	24.294,6



## Anexo III – Projeção do Balanço Patrimonial (BP)

Descrição	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>4. Balanço Patrimonial (em R\$ mil)</b>																			
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>108.526,3</b>	<b>146.143,9</b>	<b>139.115,1</b>	<b>131.410,5</b>	<b>124.294,7</b>	<b>119.707,2</b>	<b>115.578,3</b>	<b>110.681,5</b>	<b>106.430,5</b>	<b>102.753,1</b>	<b>99.451,0</b>	<b>96.383,8</b>	<b>93.798,3</b>	<b>91.513,3</b>	<b>89.385,8</b>	<b>87.481,2</b>	<b>85.793,6</b>	<b>84.389,6</b>	<b>88.735,8</b>
Ativo Circulante	0,0	1.865,7	2.646,5	2.819,8	3.581,9	6.872,3	10.621,3	13.602,4	17.229,3	21.429,8	26.005,6	30.418,5	34.517,0	38.916,0	43.472,5	48.251,9	53.248,3	58.528,3	71.034,5
Caixa/Bancos	0,0	1.814,3	2.594,3	2.765,3	3.525,0	6.812,6	10.559,1	13.537,4	17.161,4	21.358,6	25.931,4	30.341,0	34.435,9	38.831,1	43.384,0	48.159,5	53.151,7	58.427,0	70.929,0
Capital de Giro	0,0	51,3	52,2	54,5	57,0	59,7	62,2	65,0	68,0	71,2	74,2	77,5	81,0	84,9	88,5	92,5	96,6	101,3	105,5
Ativo Realizável a Longo Prazo	0,0	3.728,4	3.660,2	3.523,6	3.387,1	3.250,6	3.114,1	2.977,6	2.841,1	2.704,6	2.568,1	2.431,6	2.295,1	2.158,6	2.022,1	1.885,5	1.749,0	1.612,5	0,0
Conta Reserva	0,0	3.728,4	3.660,2	3.523,6	3.387,1	3.250,6	3.114,1	2.977,6	2.841,1	2.704,6	2.568,1	2.431,6	2.295,1	2.158,6	2.022,1	1.885,5	1.749,0	1.612,5	0,0
PIS/COFINS a Compensar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ativo Permanente	108.526,3	140.549,9	132.808,5	125.067,1	117.325,7	109.584,3	101.842,9	94.101,5	86.360,1	78.618,7	70.877,3	63.533,8	56.986,3	50.438,8	43.891,3	37.343,8	30.796,3	24.248,8	17.701,3
Ativo Imobilizado/Diferido	108.526,3	140.549,9	132.808,5	125.067,1	117.325,7	109.584,3	101.842,9	94.101,5	86.360,1	78.618,7	70.877,3	63.533,8	56.986,3	50.438,8	43.891,3	37.343,8	30.796,3	24.248,8	17.701,3
Investimento	108.526,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3	142.889,3
(-) Depreciação /Amortização Acumulada	0,0	-2.339,4	-10.080,8	-17.822,2	-25.563,6	-33.305,0	-41.046,4	-48.787,8	-56.529,2	-64.270,6	-72.012,0	-79.355,5	-85.903,0	-92.450,5	-98.998,0	-105.545,5	-112.093,0	-118.640,5	-125.188,0
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>108.526,3</b>	<b>146.143,9</b>	<b>139.115,1</b>	<b>131.410,5</b>	<b>124.294,7</b>	<b>119.707,2</b>	<b>115.578,3</b>	<b>110.681,5</b>	<b>106.430,5</b>	<b>102.753,1</b>	<b>99.451,0</b>	<b>96.383,8</b>	<b>93.798,3</b>	<b>91.513,3</b>	<b>89.385,8</b>	<b>87.481,2</b>	<b>85.793,6</b>	<b>84.389,6</b>	<b>88.735,8</b>
Passivo Circulante	0,0	5.751,8	6.281,2	6.283,3	6.285,6	6.286,4	6.287,5	6.288,6	6.289,5	6.290,5	6.291,5	6.292,4	6.293,3	6.294,2	6.295,1	6.296,0	6.296,9	6.297,8	6.298,7
Capital de Giro	0,0	13,7	13,1	15,2	17,5	18,3	19,4	20,5	21,4	22,4	23,4	24,1	24,9	25,6	26,3	27,0	27,7	28,4	29,1
Empréstimos e Financiamentos	0,0	5.738,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1	6.268,1
Exigível de Longo Prazo	65.191,3	93.816,2	88.275,9	82.007,8	75.739,7	69.471,6	63.203,5	56.935,4	50.667,3	44.399,1	38.131,0	31.862,9	25.594,8	19.326,7	13.058,6	6.790,5	522,3	0,0	0,0
Empréstimos e Financiamentos	65.191,3	93.816,2	88.275,9	82.007,8	75.739,7	69.471,6	63.203,5	56.935,4	50.667,3	44.399,1	38.131,0	31.862,9	25.594,8	19.326,7	13.058,6	6.790,5	522,3	0,0	0,0
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>43.335,0</b>	<b>46.576,0</b>	<b>44.557,9</b>	<b>43.119,3</b>	<b>42.269,4</b>	<b>43.949,1</b>	<b>46.087,3</b>	<b>47.457,5</b>	<b>49.473,7</b>	<b>52.063,4</b>	<b>55.028,4</b>	<b>58.226,8</b>	<b>61.906,5</b>	<b>65.888,3</b>	<b>70.027,5</b>	<b>74.389,7</b>	<b>78.968,7</b>	<b>83.831,2</b>	<b>88.698,1</b>
Capital Social	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0	43.335,0
Reserva Legal	0,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0	162,0
Lucros Retidos	0,0	3.078,9	1.060,9	-377,7	-1.227,6	362,1	2.354,1	3.595,9	5.420,9	7.751,9	10.395,4	13.213,6	16.435,4	19.886,7	23.428,5	27.120,5	30.954,7	34.990,9	38.965,0

## Anexo IV – Projeção do ICSD

Ano	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
(+) Saldo de Caixa Inicial (R\$ mil)	0	1.814	2.594	2.765	3.525	6.813	10.559	13.537	17.161	21.359	25.931	30.341	34.436	38.831	43.384	48.159	53.152	58.427
(+) LAJIDA (R\$ mil)	5.818	14.577	14.683	14.770	16.913	17.527	16.667	17.417	18.267	19.020	19.295	19.556	20.515	21.356	22.317	23.321	24.464	25.467
(-) IR/CSLL/Dividendos/ Aporte C Reser	-3.966	-510	-468	-495	-646	-1.338	-1.783	-2.424	-3.237	-4.151	-5.128	-6.240	-7.434	-8.654	-9.929	-11.253	-12.650	-12.546
(+/-) Var. do K Giro Rec Fin (R\$ mil)	-38	273	255	239	228	219	210	200	190	181	173	164	153	144	135	125	116	107
<b>(=) Soma (A)</b>	<b>1.814</b>	<b>16.154</b>	<b>17.065</b>	<b>17.278</b>	<b>20.020</b>	<b>23.220</b>	<b>25.653</b>	<b>28.731</b>	<b>32.382</b>	<b>36.409</b>	<b>40.272</b>	<b>43.821</b>	<b>47.670</b>	<b>51.677</b>	<b>55.906</b>	<b>60.353</b>	<b>65.082</b>	<b>71.455</b>
Amortizações (R\$ MM)	0	5.738	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	6.268	522
Pgto. de Juros (R\$ MM)	0	7.822	8.031	7.485	6.939	6.393	5.847	5.301	4.755	4.209	3.663	3.117	2.571	2.025	1.479	933	387	4
<b>(=) Soma (B)</b>	<b>0</b>	<b>13.560</b>	<b>14.299</b>	<b>13.753</b>	<b>13.207</b>	<b>12.661</b>	<b>12.115</b>	<b>11.569</b>	<b>11.023</b>	<b>10.477</b>	<b>9.931</b>	<b>9.385</b>	<b>8.839</b>	<b>8.293</b>	<b>7.747</b>	<b>7.201</b>	<b>6.655</b>	<b>526</b>
<b>ISCD (A/B)</b>	<b>-</b>	<b>1,19</b>	<b>1,19</b>	<b>1,26</b>	<b>1,52</b>	<b>1,83</b>	<b>2,12</b>	<b>2,48</b>	<b>2,94</b>	<b>3,48</b>	<b>4,06</b>	<b>4,67</b>	<b>5,39</b>	<b>6,23</b>	<b>7,22</b>	<b>8,38</b>	<b>9,78</b>	<b>135,82</b>