ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
DE SÃO PAULO

LUCAS TORRES WITZLER

Metodologia para reconstrução de séries históricas de
vento e geração eólica visando a análise da
complementariedade energética no Sistema Interligado
Nacional.

São Paulo
2015

LUCAS TORRES WITZLER

Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional.

Dissertação apresentada ao departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Energia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Dorel
Soares Ramos

São Paulo
2015

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte

Witzler, Lucas Torres

Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional / L.T. Witzler. -- versão corr. -- São Paulo, 2015.

204 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia eólica (História) – Brasil 2.Energia (Fontes) – Brasil I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 10 de fevereiro de 2015.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

DEDICATÓRIA

A Deus o criador do universo.

A minha amada esposa.

A minha família.

AGRADECIMENTOS

A Deus pela capacitação e força para realizar este trabalho.

Ao professor Dr. Dorel Soares Ramos pela orientação, ensinamentos fundamentais e preciosa atenção dispensada durante a execução deste trabalho.

A minha esposa pelo incentivo, paciência e compreensão durante a execução desta dissertação.

Aos meus Pais pelo esforço e trabalho investido em minha formação profissional.

Aos meus queridos irmãos Daniele e Victor.

Aos meus amados avós Luis e Mirian, Antonio e Anna.

RESUMO

WITZLER, L. T. Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional. 2014. 204p. Dissertação de Mestrado, Departamento de Energia e Automação da Escola Politécnica de Universidade de São Paulo

Nos últimos leilões de energia promovidos pelo Governo projetos eólicos foram protagonistas, sendo a fonte com maior número de projetos cadastrados e vencedores. Nessa perspectiva, que de fato tem fomentado o interesse, tanto por empreendedores como por agentes do setor elétrico, pelo entendimento dos fatores de risco que podem influenciar o retorno financeiro dos investidores que encontraram nesta fonte uma alternativa interessante para diversificar seu portfólio de projetos.

Diante desta oportunidade, este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para reconstrução de séries históricas de geração eólica possibilitando estudos energéticos de complementariedade entre fontes.

Esta dissertação possibilitou a avaliação da complementariedade energética entre os recursos eólicos e hídricos. Por meio da análise da correlação entre séries de geração de energia eólica e hídrica, foi possível identificar o benefício energético existente na formação de um portfólio hidro-eólico.

A complementariedade entre a energia eólica e hidráulica possibilita que geradores que possuam portfólio com ambas as fontes compartilhem a exposição dos riscos relacionados à sazonalidade dos ventos, beneficiando diretamente o mercado consumidor com diminuição dos custos na geração.

Palavras-chave: Energia Eólica, Hídrica, Mercado Livre.

ABSTRACT

WITZLER, L. T. Methodology for reconstruction of historical series of wind and wind generation aiming the analysis of energy complementarity in the National Interconnected System. 2014.214p. Dissertation for the degree of Master of Science (M.Sc.). Departamento de Energia e Automação da Escola Politécnica de Universidade de São Paulo

In recent energy auctions, held by the government wind projects were protagonists, being the source with the highest number of registered and winning projects. From this perspective, which in fact has stimulated interest, both as investors by electrical sector agents, by understanding the risk factors that may influence the financial returns to investors who have found this an interesting alternative source to diversify its project portfolio.

Considering this opportunity, this work aims to develop a methodology for reconstruction historical series of wind generation enabling studies of complementarity between energy sources.

This work has enabled an evaluation of complementarity between wind and hydro generation. By analyzing, the correlation between wind and hydro series was possible to identify the energetic benefit in a composition of a hydro-wind portfolio.

The complementarity between wind and hydropower enables generators in the same portfolio share risks related to exposure due to seasonality of winds, directly benefiting the market with lower generation's costs, driven by increased competition resulting from the participation of wind power in all segments of marketing.

Keywords: Wind energy, Hydro, Free Market.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa eólico Brasileiro.....	25
Figura 2 - Participação de Renováveis na matriz energética.....	29
Figura 3 - Participação de renováveis na matriz elétrica ⁷	29
Figura 4- Representação simplificada da transmissão no SIN	36
Figura 5- Coeficiente de Potência	54
Figura 6 – Comprimento de rugosidade para terrenos planos.....	58
Figura 7 - Perfil Vertical da Velocidade de Vento	59
Figura 8 - Exemplos de curvas de distribuição de Rayleigh	69
Figura 9 - Curvas de Função de distribuição de densidade de Weibull para diferentes valores de k.....	70
Figura 10 - Comportamento da função de distribuição de densidade de Weibull para diversos valores de “c”	70
Figura 11- Curva de Potência V90 2.0MW.....	76
Figura 12- Curva de Potência V100 2.0MW.....	77
Figura 13- Curva de Potência V110 2.0MW.....	77
Figura 14 - Pontos NOAA – NE.....	80
Figura 15 - Pontos NOAA - SUL	81
Figura 16- Metodologia Etapa I.....	85
Figura 17 - Metodologia Etapa II	87
Figura 18 - Metodologia Etapa III.....	89
Figura 19 - Metodologia Etapa IV.....	90
Figura 20 – Paracuru-CE	91
Figura 21 - Rosa dos Ventos Paracuru-CE (Histórico, Janeiro e Outubro).....	92
Figura 22 - Direção do Vento Paracuru.....	92
Figura 23 - Paracuru Velocidade de Vento	93
Figura 24 - Weibull Paracuru-CE.....	93
Figura 25 - Perfil Vertical de Vento Paracuru-CE	94
Figura 26 - Amontada CE.....	97
Figura 27 - Rosa dos Ventos Amontada CE (Janeiro, Junho e Histórico)	98
Figura 28 – Aracati-CE.....	103
Figura 29 - Rosa dos Ventos Aracati-CE (Janeiro, Junho e Histórico).....	104
Figura 30 – João Câmara RN	110
Figura 31 - Rosa dos Ventos João Câmara RN (Abril, Outubro e Histórico)	111
Figura 32 – Macau RN	115
Figura 33 - Rosa dos Ventos Macau RN (Abril, Outubro e Histórico).....	116
Figura 34 –Currais Novos RN.....	121
Figura 35 - Rosa dos Ventos Currais Novos RN (Abril, Outubro e Histórico).....	122
Figura 36 – Pedra do Reino BA	129
Figura 37 - Rosa dos Ventos Pedra do Reino BA (Abril, Outubro e Histórico)	130
Figura 38 –Morro do Chapéu BA.....	135
Figura 39 - Rosa dos Ventos Morro do Chapéu – BA (Abril, Outubro e Histórico) ...	135
Figura 40 – Caetité BA.....	140
Figura 41 - Rosa dos Ventos Caetité - BA (Abril, Outubro e Histórico)	141
Figura 42- Principais mecanismos sinóticos de influência nos regimes de vento na Bahia.....	145
Figura 43 – Tramandaí RS	148

Figura 44 - Rosa dos Ventos Tramandaí RS (Abril, Outubro e Histórico)	149
Figura 45 – Estrada Senandes RS.....	154
Figura 46 - Rosa dos Ventos Estrada Senandes RS (Abril, Outubro e Histórico)	155
Figura 47 – Coxilha Negra RS	159
Figura 48 - Rosa dos Ventos Coxilha Negra RS (Abril, Outubro e Histórico)	160
Figura 49 - Dinâmica dos Ventos RS	166
Figura 50 – Chavantes SP.....	168
Figura 51 - Rosa dos Ventos Chavantes SP (Abril, Outubro e Histórico)	169
Figura 52 – Porto Primavera SP	173
Figura 53 - Rosa dos Ventos Porto Primavera SP (Abril, Outubro e Histórico).....	174
Figura 54 - Anomalia de Temperatura da Superfície do mar Dezembro de 1997.....	191
Figura 55 -Anomalia de Temperatura da Superfície do mar El Niña.....	192
Figura 56 - MEI	195

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Empreendimento em Operação ³	22
Tabela 2 - Projetos no Âmbito do Proinfa ⁴	27
Tabela 3 - Projetos Eólicos por Estado.....	30
Tabela 4- Empreendimentos em Operação ¹²	34
Tabela 5 – V90 2.0MW Características	76
Tabela 6 – V100 2.0MW Características	76
Tabela 7 – V110 2.0MW Características	77
Tabela 8 - Potência eólica por Estado	78
Tabela 9 - Distribuição dos Parques Eólicos no Brasil	78
Tabela 10 - Regiões de Estudo	79
Tabela 11 - Resumo dados de Vento Paracuru-CE	91
Tabela 12 - Resumo Dados de Vento Amontada CE	97
Tabela 13 - Resumo Dados de Vento Aracati-CE.....	103
Tabela 14 - Resumo Dados de Vento João Câmara RN.....	110
Tabela 15 - Resumo Dados de Vento Macau RN.....	116
Tabela 16 - Resumo Dados de Vento Currais Novos RN	121
Tabela 17 - Resumo Dados de Vento Pedra do Reino-BA.....	129
Tabela 18 - Resumo Dados de Vento Morro do Chapéu-BA.....	135
Tabela 19 - Resumo Dados de Vento Caetité-BA	141
Tabela 20 - Resumo Dados de Vento Tramandaí RS.....	149
Tabela 21 - Resumo Dados de Vento Estrada Senandes RS	154
Tabela 22 - Resumo Dados de Coxilha Negra - RS	160
Tabela 23- Resumo Dados de Chavantes - SP	168
Tabela 24 - Resumo Dados de Porto Primavera SP	174
Tabela 25 - Matriz de Correlação, perfil médio anual da geração	183
Tabela 26 - Matriz de Correlação, geração média anual	183
Tabela 27 - Matriz de Correlação ENAe x ENAh Média Mensal.....	187
Tabela 28 - Matriz de Correlação ENAe x ENAh Média Anual.....	188
Tabela 29 - Ocorrência El Niño La Niña.....	196

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Capacidade Mundial Instalada	20
Gráfico 2-Capacidade Instalada por País 2013.....	21
Gráfico 3 - Matriz elétrica Brasileira.....	22
Gráfico 4 - Complementariedade Hidro-eólico	24
Gráfico 5 - Evolução da Capacidade Eólica Instalada no Brasil	26
Gráfico 6 - Comparação Gráfica	85
Gráfico 7- Comparação Gráfica	86
Gráfico 8 - Curva de Geração Paracuru-CE	95
Gráfico 9 -Variação Média da Geração Paracuru-CE	96
Gráfico 10 - Geração Eólica Abril de 1985 Paracuru-CE	96
Gráfico 11 - Geração Eólica Outubro de 2004 Paracuru-CE	96
Gráfico 12 - Direção do Vento Amontada CE	98
Gráfico 13 - Velocidade do Vento Amontada CE	99
Gráfico 14 - Weibull Amontada CE	99
Gráfico 15 - Perfil Vertical de Vento Amontada CE.....	100
Gráfico 16 - Variação Interanual da Geração Amontada CE	100
Gráfico 17 - Comportamento da Geração Amontada CE.....	101
Gráfico 18 - Geração Eólica Abril de 1985 Amontada CE	102
Gráfico 19 - Geração Eólica Outubro de 2012 Amontada CE	102
Gráfico 20 - Direção do Vento Aracati-CE	104
Gráfico 21 - Velocidade do Vento Aracati-CE	105
Gráfico 22 - Weibull Aracati-CE.....	105
Gráfico 23 - Perfil Vertical de Vento Aracati-CE	106
Gráfico 24 - Variação Anual de Geração Aracati-CE	106
Gráfico 25 - Variação da Geração Aracati-CE.....	107
Gráfico 26 - Geração Abril de 1985 Aracati-CE	107
Gráfico 27 - Geração Outubro de 1998 Aracati-CE	107
Gráfico 28 - Geração Ceará	109
Gráfico 29 - Comportamento Interanual Ceará	109
Gráfico 30 - Direção do Vento João Câmara RN	111
Gráfico 31 - Velocidade do Vento João Câmara RN	112
Gráfico 32 - Weibull João Câmara RN	112
Gráfico 33 - Perfil Vertical de Vento João Câmara RN	113
Gráfico 34 - Variação Anual de Geração João Câmara RN	113
Gráfico 35 - Variação da Geração João Câmara RN.....	114
Gráfico 36 - Geração Abril de 1985 João Câmara RN.....	114
Gráfico 37 - Geração Outubro de 2007 João Câmara RN	115
Gráfico 38 - Direção do Vento Macau RN.....	117
Gráfico 39 - Velocidade do Vento Macau RN	117
Gráfico 40 - Weibull Macau RN	118
Gráfico 41 - Perfil Vertical de Vento Macau RN.....	118
Gráfico 42 - Variação Anual de Geração Macau RN.....	119
Gráfico 43 - Variação da Geração Macau RN.....	119
Gráfico 44 - Geração Abril de 1985 Macau RN.....	120
Gráfico 45 - Geração Outubro de 2007 Macau RN.....	120
Gráfico 46 - Direção do Vento Currais Novos RN	122

Gráfico 47 - Velocidade do Vento Currais Novos RN.....	123
Gráfico 48 - Weibull Currais Novos RN.....	123
Gráfico 49 - Perfil Vertical de Vento Currais Novos RN	124
Gráfico 50 - Variação Anual de Geração Currais Novos RN.....	124
Gráfico 51 - Variação da Geração Currais Novos RN	125
Gráfico 52 - Geração Abril de 1985 Currais Novos RN	125
Gráfico 53 - Geração Outubro de 2007 Currais Novos RN	126
Gráfico 54 - Geração Rio Grande do Norte.....	127
Gráfico 55 - Comportamento Interanual da Geração Rio Grande do Norte.....	128
Gráfico 56 - Direção do Vento Pedra do Reino-BA.....	130
Gráfico 57 - Velocidade do Vento Pedra do Reino-BA	131
Gráfico 58 - Weibull Pedra do Reino-BA	131
Gráfico 59 - Perfil Vertical de Vento Pedra do Reino-BA.....	132
Gráfico 60 - Variação Anual de Geração Pedra do Reino-BA.....	132
Gráfico 61 - Variação da Geração Pedra do Reino-BA.....	133
Gráfico 62 - Geração Abril de 1985 Pedra do Reino BA.....	133
Gráfico 63 - Geração Outubro de 2007 Pedra do Reino BA	134
Gráfico 64 - Direção do Vento Morro do Chapéu-BA.....	136
Gráfico 65 - Velocidade do Vento Morro do Chapéu-BA	136
Gráfico 66 - Weibull Morro do Chapéu-BA	137
Gráfico 67 - Perfil Vertical de Vento Morro do Chapéu-BA.....	138
Gráfico 68 - Variação Anual de Geração Morro do Chapéu-BA	138
Gráfico 69 - Variação da Geração Morro do Chapéu-BA.....	139
Gráfico 70 - Geração Junho de 1997 Morro do Chapéu – BA.....	139
Gráfico 71 - Geração Setembro de 1986 Morro do Chapéu – BA	140
Gráfico 72 - Direção do Vento Caetité-BA	142
Gráfico 73 - Velocidade do Vento Caetité-BA	142
Gráfico 74 - Weibull Caetité-BA.....	143
Gráfico 75 - Perfil Vertical de Caetité-BA.....	143
Gráfico 76 - Variação Anual de Caetité -BA	143
Gráfico 77 - Variação da Caetité-BA	144
Gráfico 78 - Geração Abril de 2009 Caetité-BA.....	144
Gráfico 79 - Geração Julho de 2003 Caetité-BA.....	145
Gráfico 80- Geração Bahia.....	147
Gráfico 81- Comportamento Interanual da Geração Bahia.....	147
Gráfico 82 - Direção do Vento Tramandaí RS.....	150
Gráfico 83 - Velocidade do Vento Tramandaí RS	150
Gráfico 84 - Weibull Tramandaí RS	151
Gráfico 85 - Perfil Vertical de Tramandaí RS.....	151
Gráfico 86 - Variação Anual de Tramandaí RS	152
Gráfico 87 - Variação da Tramandaí RS	152
Gráfico 88 - Geração Março de 1983 Tramandaí RS.....	153
Gráfico 89 - Geração Outubro de 1998 Tramandaí RS.....	153
Gráfico 90 - Direção do Vento Estrada Senandes RS	155
Gráfico 91 - Velocidade do Vento Estrada Senandes RS.....	156
Gráfico 92 - Weibull Estrada Senandes RS.....	156
Gráfico 93 - Perfil Vertical de Estrada Senandes RS.....	157
Gráfico 94 - Variação Anual de Estrada Senandes RS.....	157
Gráfico 95 - Variação da Estrada Senandes RS	158
Gráfico 96 - Geração Junho de 2013 Estrada Senandes RS.....	158

Gráfico 97 - Geração Outubro de 1998 Estrada Senandes RS	158
Gráfico 98 - Direção do Vento Coxilha Negra RS	161
Gráfico 99 - Velocidade do Vento Coxilha Negra RS	161
Gráfico 100 - Weibull Coxilha Negra - RS	162
Gráfico 101 - Perfil Vertical de Coxilha Negra RS	162
Gráfico 102 - Variação Anual de Coxilha Negra RS	163
Gráfico 103 - Variação da Coxilha Negra RS	163
Gráfico 104 - Geração Janeiro de 1987 Coxilha Negra RS	164
Gráfico 105 - Geração Outubro de 2007 Coxilha Negra RS	164
Gráfico 106- Comportamento Mensal Geração RS	167
Gráfico 107- Comportamento Interanual da Geração RS	167
Gráfico 108 - Direção do Vento Chavantes SP	169
Gráfico 109 - Velocidade do Vento Chavantes SP	170
Gráfico 110 - Weibull Chavantes - SP	170
Gráfico 111 - Perfil Vertical de Chavantes SP	171
Gráfico 112 - Variação Anual Chavantes SP	171
Gráfico 113 - Variação da Chavantes SP	172
Gráfico 114 - Geração Abril de 1982 Chavantes SP	172
Gráfico 115 - Geração Outubro de 2005 Chavantes SP	172
Gráfico 116 - Direção do Vento Porto Primavera SP	175
Gráfico 117 - Velocidade do Vento Porto Primavera SP	175
Gráfico 118 - Weibull Porto Primavera SP	176
Gráfico 119 - Perfil Vertical de Porto Primavera SP	176
Gráfico 120 - Variação Anual Porto Primavera SP	177
Gráfico 121 - Variação da Porto Primavera SP	177
Gráfico 122 - Geração Março de 1995 Porto Primavera SP	178
Gráfico 123 - Geração Agosto de 2001 Porto Primavera SP	178
Gráfico 124 - Comportamento Mensal Geração SP	180
Gráfico 125 - Comportamento Interanual da Geração SP	181
Gráfico 126 - Perfil Mensal ENAe	181
Gráfico 127 - Perfil médio anual da geração	182
Gráfico 128 - Geração média anual	182
Gráfico 129 - Perfil médio mensal ENAe e ENAh por estado	186
Gráfico 130 – Média anual ENAe e ENAh por estado	188
Gráfico 131 – Efeito El Niño 97/98 ENAh	197
Gráfico 132 – Efeito El Niño 97/98 ENAe	197
Gráfico 133 – Efeito La Niña 08/09 ENAh	197
Gráfico 134 – Efeito La Niña 08/09 ENAe	198

LISTA DE ABREVIações E SIGLAS

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BIG: Banco de Informações da Geração

BNDES: Banco Nacional do Desenvolvimento

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

ENAE: Energia Natural Afluente Eólica

ENAH: Energia Natural Afluente Hídrica

EOL: Usina Eólica

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

GWEC: Global Wind Energy Council

LEN: Leilão de Energia Nova

MME: Ministério de Minas e Energia

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia

PDE: Plano Decenal de Energia

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

SOL: Usina Solar Fotovoltaica

UHE: Usina Hidro Elétrica

UTE: Usina Termo Elétrica

BNDES: Bando Nacional do Desenvolvimento

SUMÁRIO

Introdução	18
CAPÍTULO 1: Panorama sobre a energia eólica.....	20
1.1. A energia eólica no mundo	20
1.2. Energia eólica no Brasil	22
1.3. Condições naturais.....	23
1.4. Evolução da Capacidade Instalada.....	26
1.5. Potencial Eólico Brasileiro X Capacidade Instalada	30
CAPÍTULO 2: Principais aspectos do funcionamento do setor elétrico.....	31
2.1. Estrutura Regulatória do Setor Elétrico Brasileiro.....	31
2.2. Estrutura Física do Setor Elétrico.....	33
2.2.1. Matriz de Geração de Energia Elétrica.....	33
2.2.2. O Sistema Interligado Nacional (SIN)	35
2.3. Estrutura Comercial do Setor Elétrico	36
2.3.1. Lastro de Contratação e Garantia Física	37
2.3.2. Cálculo da Garantia Física	38
2.3.3. Ambientes de Contratação	42
2.3.4. Energia de Reserva	45
2.3.5. Mercado de Curto prazo	46
2.3.6. PROINFA	47
2.3.7. O Mecanismo de Realocação de energia	48
CAPÍTULO 3: Reconstrução de Séries Históricas de Vento.....	52
3.1. Fundamentos	52
3.2. Avaliação do Recurso eólico	55
3.3. Parâmetros que influenciam no perfil do vento.....	56
3.4. Extrapolação vertical dos dados de vento.....	57
3.5. Análise estatística	61
3.6. Análise estatística de séries temporais.....	64
3.7. Análise estatística aplicada aos dados de vento.....	66
3.8. Calculo da geração Eólica.....	70
3.9. Calculo da energia gerada e fator de capacidade.....	72
CAPÍTULO 4: Tratamento de Dados de Vento e Proposta de Metodologia	74
4.1. Introdução.....	74
4.2. Considerações Gerais.....	75
4.3. Turbina Utilizada para os Cálculos.....	75
4.3.1. V90 2.0 MW.....	76
4.3.2. V100 2.0 MW.....	76
4.3.3. V110 2.0 MW.....	77
4.4. Escolha das Regiões de Estudo	78
4.5. Fonte de Dados Eólicos	79
4.5.1. Dados históricos NOAA	80
4.5.2. Modelo de Mesoescala Vestas.....	81
4.5.3. Dados do VORTEX.....	82

4.6.	Metodologia para reconstrução de séries históricas	84
4.7.	Resultados Ceará	90
4.7.1.	Paracuru	90
4.7.2.	Amontada.....	96
4.7.3.	Aracati	102
4.7.4.	Resumo Ceará	108
4.8.	Resultados Rio Grande do Norte	109
4.8.1.	João Câmara	109
4.8.2.	Macau.....	115
4.8.3.	Currais Novos	120
4.8.4.	Resumo Rio Grande do Norte	126
4.9.	Resultados Bahia.....	128
4.9.1.	Pedra do Reino	128
4.9.2.	Morro do Chapéu	134
4.9.3.	Caetité	140
4.9.4.	Resumo Bahia.....	145
4.10.	Resultados Rio Grande do Sul	147
4.10.1.	Tramandaí.....	147
4.10.2.	Estrada Senandes	153
4.10.3.	Coxilha Negra.....	159
4.10.4.	Resumo Rio Grande do Sul	164
4.11.	Resultados São Paulo	167
4.11.1.	Chavantes	167
4.11.2.	Porto Primavera.....	172
4.11.3.	Resumo São Paulo	178
4.12.	Séries Reconstruídas ENAe.....	181
4.13.	Análise da Complementariedade ENAe	181
4.14.	Análise da Complementariedade ENAe X ENAh	186
CAPÍTULO 7: Fenômenos Climáticos		190
5.1.	El Niño	190
5.2.	La Niña	192
5.3.	Dados Históricos El Niño e La Niña	194
5.4.	Influência do El Niño e La Niña na geração Eólica e Hídrica.....	196
CONCLUSÃO		200
REFERÊNCIAS.....		202

Introdução

A matriz elétrica Brasileira é composta basicamente por fontes de energia consideradas limpas ou renováveis. A principal fonte de energia é a hidrelétrica, a qual representou, na média, 74% da energia gerada nos últimos doze meses (novembro de 2013 a novembro de 2014). O domínio da geração hidráulica caracteriza o Brasil como um dos Países com matriz energética mais limpa do mundo.

Diante deste cenário, do aumento da demanda por energia renovável e das dificuldades encontradas para a expansão da fonte hidrelétrica, empreendedores tem encontrado nos ventos uma solução para a geração de energia de forma limpa e economicamente viável. Desde 2009, um crescimento significativo da participação da fonte de energia eólica nos Leilões promovidos pelo Governo vem sendo presenciado.

O aumento da participação da energia eólica na matriz energética Brasileira tem demandado um entendimento dos fatores de risco que podem influenciar o retorno financeiro dos investidores que encontraram nesta fonte uma alternativa. Diante desta necessidade, foram estudados os regimes intermitentes da geração eólica nas cinco principais regiões Brasileiras. Para tanto, foram utilizados dados de vento de 64 anos provenientes de modelos de mesoescala, que aplicados aos parques eólicos resultam na simulação da energia gerada por estes parques durante os anos.

Os resultados apresentaram variações significativas na geração de energia entre anos. Outro ponto relevante identificado neste estudo foi a correlação entre fenômenos climatológicos como El Niño e La Niña e a geração de energia por plantas eólicas, sendo que estes fenômenos têm afetado significativamente a energia anual gerada nos últimos anos.

A combinação de incertezas sobre a produção efetiva das plantas eólicas, que é intermitente por natureza, bem como a dificuldade de obtenção de hedge para gerenciar adequadamente essas incertezas são fatores que podem estar dificultando a sua participação no mercado livre de energia, onde os riscos são assumidos integralmente pelo empreendedor.

Desta forma, o mercado regulado e o “mercado” de energia de reserva são mais atraentes para os projetos eólicos, na medida em que nesses ambientes, os riscos de geração são bastante atenuados por mecanismos de incentivo à participação da energia eólica nesses mercados, que permitem mitigar em boa medida as consequências do fato de a Garantia Física desses empreendimentos estar definida, em geral, com base a um período muito curto de medições, tipicamente 3 anos. Tanto no mercado regulado, quanto no “mercado” de energia de reserva, se o gerador eólico comercializa toda a sua Garantia Física, de modo a maximizar sua receita contratual e, na etapa operacional caso a produção se situa em um patamar relevantemente inferior, os dispositivos existentes no regramento da comercialização permitem ao empreendedor gerenciar o ajuste da Garantia Física à realidade, minimizando exposições ao mercado de curto prazo.

Este trabalho se propõe a avaliar a complementariedade energética entre a energia eólica a hidroelétrica. O aproveitamento da sinergia entre as fontes, advinda da complementariedade energética, pode beneficiar empreendedores que formem um portfólio diversificado, compartilhando riscos e incentivando parques eólicos a enfrentar o desafio da comercialização no mercado livre de energia, atingindo uma posição de mercado mais eficiente e competitiva.

CAPÍTULO 1: Panorama sobre a energia eólica

1.1. A energia eólica no mundo

Nos últimos anos, as preocupações acerca do aquecimento global deixaram a esfera puramente científica para ganhar forte engajamento popular e político.

Essa pressão de caráter socioambiental, somada à alta volatilidade do preço do barril de petróleo, tem gerado uma demanda crescente pelo desenvolvimento de energias limpas e renováveis. Entre estas, a energia eólica, a qual, apesar de ainda apresentar pouca expressão na matriz energética global, vem experimentando acelerado crescimento, conforme apresenta o gráfico a seguir:

Gráfico 1 - Capacidade Mundial Instalada ¹

Devido ao aumento da capacidade instalada e avanços tecnológicos, o custo da geração de energia eólica tem caído nos últimos 10 anos, fato que tem transformado a fonte em protagonista nos últimos leilões de energia nova e de energia de reserva promovidos pelo Governo Brasileiro.

Identificando este mercado como promissor, mais fabricantes de aerogeradores e componentes ingressam na recente e promissora indústria eólica Brasileira, buscando atender as necessidades de escala, tecnologia e exigências do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), órgão público utilizado pelo Governo para alavancar financiamentos para empreendedores. No Brasil, mais empresas demonstram interesse

¹ The Wind Power: Wind Turbines and Wind Farms data base.

pelo setor, tendo o comprometimento de longo prazo do Governo como catalizador do desenvolvimento dessa energia renovável.

Um estudo realizado pelo German Advisory Council on Global Change (WBGU), "O Mundo em Transição - Para Sistemas Sustentáveis de Energia" (2003) calculou que o potencial teórico global para produção de energia a partir de instalações eólicas, "onshore" e "offshore", é de 278.000 TWh/ano. O relatório, em seguida, assumiu que apenas 10-15% deste potencial seria viável de forma sustentável, chegando a um valor de aproximadamente 39.000 TWh/ano para a contribuição máxima da energia eólica a longo prazo, montante que representa mais que o dobro da atual demanda de eletricidade. No entanto, a atual capacidade eólica instalada está muito aquém desse valor, sendo de aproximadamente 318 GW, o que representa 1,5% da matriz elétrica global.

Hoje a Europa concentra mais da metade da capacidade eólica instalada mundialmente, seguida da América do Norte e da Ásia. As demais regiões têm participação reduzida, respondendo conjuntamente por menos de 2,5% da capacidade eólica global.

Programas energéticos na América do Norte e na Ásia vêm incentivando a instalação de imensos parques eólicos, de forma que a Europa, pela primeira vez em 2008, deixou de ser a região líder em incremento de capacidade. O gráfico a seguir comprova este cenário, sendo notório o avanço do potencial instalado nos EUA e China.

Gráfico 2-Capacidade Instalada por País 2013²

² The Wind Power: Wind Turbines and Wind Farms data base

1.2. Energia eólica no Brasil

O País possui um potencial eólico comercial (“*onshore*”) estimado em 143.000 MW (Cresesb e CEPEL – 2001), dos quais apenas 5.226 MW (BIG - ANEEL – Janeiro de 2015) estão instalados. Os dados utilizados pelo CEPEL para elaboração do atlas eólico Brasileiro e cálculo do potencial energético dos ventos foram coletados em 2001, com medições feitas a uma altura de 50 metros. Atualmente, as torres podem ser instaladas a alturas muito superiores, podendo alcançar 140m, dependendo do fabricante. Medições preliminares apontam que, a 100 metros, o potencial Brasileiro superaria 300 GW.

Para efeito de comparação, todo o parque gerador Brasileiro tem capacidade de 138.915 MW (BIG – ANEEL – 01/2015), sendo a participação da energia eólica de apenas de 3,83%, conforme matriz elétrica apresentada a seguir.

Gráfico 3 - Matriz elétrica Brasileira³

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
CGH	487	302.793	304.428	0,23
EOL	238	5.226.601	5.139.489	3,83
PCH	472	4.774.642	4.753.509	3,54
UFV	317	19.179	15.179	0,01
UHE	201	87.308.965	84.319.838	62,77
UTE	1.893	39.293.317	37.803.232	28,14
UTN	2	1.990.000	1.990.000	1,48
Total	3.610	138.915.497	134.325.675	100

Tabela 1 - Empreendimento em Operação³

³ BIG – ANEEL – 01/2015

Os ventos do Brasil estão entre as melhores do mundo, pois, além de contar com alta velocidade média, apresentam comportamento menos errático que certas regiões da Ásia e dos Estados Unidos, sujeitas a ciclones, tufões e outras turbulências, fato que tem beneficiado a inversão da fonte na matriz elétrica Brasileira.

1.3. Condições naturais

O Nordeste Brasileiro é considerado uma das regiões mais bem servidas de ventos do País e responde por 54% do potencial eólico Brasileiro. Nesta região, os ventos são controlados pelos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas, o que permite que toda a zona litorânea apresente ventos de comportamento uniforme, com velocidade entre 6m/s e 10 m/s a 100m de altura, conforme análises realizadas neste trabalho.

As costas cearense e potiguar apresentam ventos excelentes. A presença de bloqueios montanhosos na parte continental de alguns estados contribui para acentuar a velocidade dos ventos no Nordeste.

A Bahia detém um dos maiores potenciais eólicos do País, possuindo regiões no interior que, influenciadas pelos alísios, alcançam médias de velocidades de vento superiores a 8,5 m/s, sendo considerada a nova fronteira eólica do Brasil.

Há um aspecto estratégico relevante em favor da energia eólica no Nordeste: o período de seca, quando os reservatórios das barragens estão em seu nível mais baixo, coincidem com o período de maior incidência e intensidade de ventos.

O Sudeste é a segunda região com maior potencial eólico “*onshore*” no Brasil, mas não representa nem metade da potência instalável do Nordeste. A faixa litorânea que se estende do sul do Espírito Santo até o nordeste do Rio de Janeiro é a mais privilegiada e apresenta ventos com velocidades médias próximas a 7,5 m/s. Porém, diante do cenário atual de desenvolvimento da energia eólica, a região sudeste não tem conseguido viabilizar parques devido as baixas velocidades médias de vento se comparadas ao nordeste e sul.

Este é o efeito da presença de montanhas a oeste da costa, que bloqueiam o escoamento leste-nordeste. Fora da faixa litorânea, a região tem um potencial eólico concentrado no estado de Minas Gerais, mais precisamente na Serra do Espinhaço.

Vale dizer que a mesma complementaridade entre as fontes hídrica e eólica apresentada no Nordeste se repete no sistema energético do Sul-Sudeste.

Gráfico 4 - Complementariedade Hidro-eólica⁴

O Sul é a terceira região em termos de potencial eólico instalável. A movimentação atmosférica local é controlada pela depressão ao nordeste da Argentina e o anticiclone subtropical Atlântico. Isso cria um escoamento persistente de ventos numa vasta área com velocidades médias anuais entre 6,5 m/s e 8,5 m/s a 100m de altura. Nos planaltos de baixa rugosidade (como os Campos de Palmas, no Paraná) e zonas de maiores elevações montanhosas, a velocidade média chega a 8 m/s a 100m de altura.

O litoral sul é outra zona que merece destaque pela intensidade dos ventos, que sopram predominantemente na direção Leste-Oeste e são acentuados pela ação das brisas marinhas durante o dia.

A região Norte é uma das que têm menor potencial eólico do País. O escoamento atmosférico é dificultado pelo atrito da superfície, que tem alta rugosidade, associado à longa trajetória sobre florestas densas. Os gradientes fracos, combinados à zona difusa de baixas pressões centrada na região, também contribuem para que a velocidade média dos ventos fique a seguir de 3,5 m/s.

⁴ Amarante ET AL, BIG-ANEEL 06/2012

Na maior altitude, ao norte de Roraima, está uma das localidades com maior potencial eólico da região, apresentando ventos médios anuais com velocidade acima de 6 m/s. Esse potencial só não é maior que o observado nos litorais do Amapá e do Pará. A maior intensidade dos ventos nessa faixa da região está associada aos seguintes fatores: distanciamento da depressão equatorial, que eleva a pressão atmosférica; menores índices de vegetação, que facilitam a passagem dos ventos; e redução da umidade do ar, que acentua a amplitude térmica ao longo do dia, intensificando a formação de brisas marítimas.

A região Centro-Oeste é a que apresenta a menor extensão em área favorável para o aproveitamento dos ventos, os quais sopram com velocidade média entre 4 m/s e 6 m/s, com raríssimos pontos em que podem chegar a 7,5 m/s. A velocidade aumenta à medida que nos aproximamos do sul da região, onde a vegetação é menos densa e o gradiente de pressão é mais acentuado. O estado do Mato Grosso do Sul, mais precisamente a área de fronteira com o Paraguai, é a parte mais privilegiada da região em termos de potencial eólico.

Além da velocidade dos ventos, existem outros fatores que não foram abordados nesta seção, como estabilidade e turbulência, os quais devem ser considerados no cálculo do potencial eólico de cada região. A Figura 6 sintetiza os resultados divulgados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. O cálculo não inclui o potencial offshore e considera apenas a capacidade extraída por ventos com velocidade acima de 7m/s.

Figura 1 - Mapa eólico Brasileiro⁵

⁵ CRESESB, CEPEL – Mapa eólico brasileiro.

1.4. Evolução da Capacidade Instalada

A primeira turbina eólica foi instalada no Brasil, em 1992, na ilha de Fernando de Noronha, em Pernambuco. Apesar da baixa capacidade (75 kW), este equipamento mostrou à população Brasileira que era viável a geração de eletricidade através dos ventos.

Não obstante, apenas dez anos depois, com a criação do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas (Proinfa), o potencial eólico Brasileiro começou de fato a ser explorado. Dos quase 4.974.125 MW instalados no Brasil, aproximadamente 1.200 MW são provenientes de projetos desenvolvidos no âmbito do Proinfa.

Gráfico 5 - Evolução da Capacidade Eólica Instalada no Brasil⁶

O Proinfa foi lançado pelo Ministério de Minas e Energia e, por meio desse programa, o Governo Brasileiro se comprometeu a comprar 3.315 MW de energia renovável, divididos igualmente entre eólica, biomassa e hidrelétrica (PCH), que seriam instalados em duas fases. A primeira fase se estenderia de 2006 a 2008, enquanto a segunda só teria início após a conclusão e a avaliação da primeira. O programa garantiria a compra, pela Eletrobrás, da energia produzida, por meio de um contrato de compra e venda de energia (CCVE), com prazo de duração de 20 (vinte) anos contados a partir da data de operação definida no contrato. A Eletrobrás seria a responsável pela realização das chamadas públicas. Como na primeira fase a quantidade de projetos de biomassa apresentados foi pequena, a fonte eólica recebeu mais que um terço das encomendas, sendo contratados, no total, 1.423 MW, correspondentes a 54 usinas eólicas, como se pode observar na Tabela a seguir:

⁶ BIG – ANEEL 01/2015

Projetos no Âmbito do Proinfa				
Proinfa 1ª fase	Total Selecionado		Total em Operação	
Fonte	nº Projetos	Potencia Total (MW)	nº Projetos	Potencia Total (MW)
Biomassa	27	700,90	19	533,34
Eólica	54	1422,96	41	1152,54
PCH	63	1191,40	59	963,99
Total	144	3315,26	119	2649,87

Tabela 2 - Projetos no Âmbito do Proinfa⁴

No ano de 2007, o aumento da capacidade eólica instalada foi ínfimo se comparado ao ano anterior o que contribuiu para atrasar o cronograma mencionado. Segundo a Eletrobrás, esse mau desempenho deveu-se ao fato de vários projetos aprovados pelo programa terem enfrentado dificuldade para o cumprimento do conteúdo nacional mínimo exigido (60%).

Para contornar esse problema, o imposto de importação para aerogeradores, cuja alíquota era de 14%, foi reduzido e zerado em 2007, a fim de permitir aos empreendedores do Proinfa atingir o índice mínimo de nacionalização exigido, uma vez que o critério de cálculo deste índice incorpora o imposto no conteúdo importado do equipamento. Essa alteração foi polêmica, pois o País contava com apenas um fabricante de aerogeradores, a Wobben Windpower, o que impediria, segundo os trâmites convencionais, que um importador se beneficiasse de um benefício devido à existência de um bem similar produzido no País. Os vencedores dos projetos eólicos alegavam que a presença de um monopólio nesta indústria justificava o pedido de redução do imposto. No entanto, a Eletrobrás, em defesa da alteração aduaneira, apresentou o argumento de que a indústria nacional de aerogeradores, cuja capacidade anual era de apenas 250 MW, não conseguiria atender sozinha à demanda prevista pelo Proinfa.

Os projetos de PCH e usinas movidas a biomassa também sofreram atrasos, ligados à dificuldade de atendimentos às exigências ambientais e, particularmente no caso de biomassa, à dificuldade de fornecimento de equipamentos. Desta forma, dos 144 empreendimentos contratados, apenas 119 estão em operação, gerando cerca de 2.500 MW.

Esse fato obrigou a Eletrobrás a ampliar o prazo para implantação da primeira fase do programa. As empresas contratadas teriam até fevereiro de 2009 para terminar seus projetos. Após essa data, só seriam postergados os empreendimentos nos quais a Eletrobrás aceitasse a justificativa devido motivos de “caso fortuito” ou “força maior”, conforme prevê a legislação. Em decorrência dos atrasos, a Eletrobrás adquiriu a energia não gerada pelos projetos contratados no mercado livre. O programa foi custeado pelos consumidores finais do Sistema Interligado Nacional (SIN), exceto os de baixa renda (consumo mensal inferior a 80 kWh) e autoprodutores de energia.

Após a iniciativa do Proinfa, o setor eólico no Brasil passou por um período de amadurecimento e aprendizado com os desafios encontrados no programa. Somente no ano de 2009 a fonte voltou a ser competitiva, a ponto de efetivamente ter projetos vencedores nos leilões de energia.

No Leilão de energia de Reserva de 2009 (LER -2009) o número de projetos registrados para o certame alcançou 13.341 MW, sendo 10.005 MW habilitados tecnicamente a participarem do leilão. É possível afirmar que este foi um dos momentos mais importantes para a energia eólica no País, pois, 1.808,9 MW provenientes de empreendimentos eólicos foram vencedores, o que mostra uma mudança de cenário.

Após o leilão de 2009, o número de empreendimentos ganhadores de leilões vem aumentando, fato que ocorre promovido pelo desenvolvimento de uma indústria local e aumento do número de fabricantes instalados no País que juntos geram por meio do aumento da competição uma diminuição dos preços.

No Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE 2020), a EPE projeta que a energia eólica alcance, em 2020, 11,5 GW de potência eólica instalada, o que significa um crescimento de 676% em menos de 10 anos.

A participação de fontes renováveis na produção de eletricidade aumentou 2,5% na matriz elétrica Brasileira no ano de 2011, chegando a 88,8%, segundo dados preliminares do Balanço Energético Nacional - BEN 2012. De acordo com o documento, produzido pela Empresa de Pesquisa

Energética, um dos destaques da atual matriz é a energia eólica, cuja geração totalizou cerca de 2,7 mil GWh em 2011. Na comparação com o ano anterior, a expansão da produção através dos ventos alcançou 24,2%. A produção de energia renovável aumentou de 476.384 GWh de 2010 para 507.116 GWh em 2011.

Houve pequena redução (um ponto percentual) na participação das energias renováveis na Matriz Energética Brasileira, refletindo restrições na oferta da biomassa da cana (safra caiu 9,8%). Ainda assim, a participação de renováveis manteve-se no elevado patamar de 44,1%, muito acima da média mundial, de 13,3% conforme a Agência Internacional de Energia.

Figura 2 - Participação de Renováveis na matriz energética⁷

Com o crescimento da participação renovável na matriz elétrica nacional, segundo a EPE, o Brasil amplia sua posição de liderança em geração de energia limpa, se comparado ao conjunto das demais nações do mundo e aos Países membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - majoritariamente desenvolvidos. No mundo, a participação de renováveis na matriz elétrica é de 19,5%, enquanto nos Países da OCDE, de 18,3%.

Figura 3 - Participação de renováveis na matriz elétrica⁷

⁷ EPE – BEN 2012

1.5. Potencial Eólico Brasileiro X Capacidade Instalada

O Ministério de Minas e Energia (MME) em conjunto com a Eletrobrás, por meio de CEPEL/CRESESB, no ano de 2001 apresentaram o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, contendo dados de vento, com objetivo de identificar potenciais locais para implantação de fazendas de geração eólica. A consolidação do Atlas do Potencial Eólico permitiu identificar um enorme potencial, destacando-se as regiões Nordeste e Sul do País.

Até 2007, o Sul era a região que apresentava maior capacidade eólica instalada e o estado do Rio Grande do Sul aparecia como o maior gerador de energia elétrica por fonte eólica do País. No entanto, a inauguração de novos empreendimentos e a venda de novos empreendimentos nos leilões de energia nova e reserva permitiu ao Nordeste assumir a primeira posição do ranking, conforme apresentado a seguir.

Estado	Potência [MW]	%
RN	3295,35	34,64%
BA	2094,90	22,02%
CE	2074,13	21,80%
RS	1402,80	14,75%
SC	235,80	2,48%
PI	123,60	1,30%
PE	102,75	1,08%
PB	66,00	0,69%
MA	57,60	0,61%
SE	30,00	0,32%
RJ	28,05	0,29%
PR	2,50	0,03%

Tabela 3 - Projetos Eólicos por Estado

CAPÍTULO 2: Principais aspectos do funcionamento do setor elétrico

2.1. Estrutura Regulatória do Setor Elétrico Brasileiro

As reformas do setor elétrico Brasileiro, em andamento desde meados da década de 90, criaram uma complexa rede de instituições e agentes que desempenham diferentes atividades.

No rol de agentes institucionais, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por regular e fiscalizar as atividades dos agentes do mercado, sendo também sua atribuição a fixação de tarifas para os consumidores cativos das distribuidoras e as tarifas para o uso das redes de transmissão e distribuição dos demais agentes geradores e consumidores livres. O Operador Nacional do Sistema (ONS) coordena o despacho das centrais geradoras de eletricidade, o fluxo de energia nas redes e o melhor funcionamento das mesmas. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é responsável pela contabilização dos contratos de compra e venda de energia elétrica e pelas transações no mercado de curto prazo dos agentes do mercado. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) formula o planejamento indicativo da expansão do sistema, incluindo a realização do inventário do potencial hidrelétrico. O Ministério das Minas e Energia (MME) é o responsável pela condução da política energética nacional no nível do Governo federal.

A regulamentação do setor elétrico prevê a coexistência de uma série de agentes de mercado, cada qual com funções e regras próprias:

- Agentes de geração: As classes de produtores de energia elétrica⁸ regimes de outorga previstos em lei:
 - Concessionários de serviço público de geração (CSP): são empresas para a exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, sendo um regime de outorga ainda existente, mas em fase de extinção;

⁸ Conforme a Lei 9.074 de 1995, artigo 5 e seguintes.

- Produtores independentes de energia elétrica (PIE): são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco, sendo que todas as novas outorgas estão sendo oferecidas apenas neste regime;
- Auto-produtores (APE): são agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL. Este é um regime ainda existente, porém em extinção na prática, dado que a legislação agora estabelece uma similaridade com o regime de PIE, na parcela dedicada ao auto-consumo⁹.
- Agentes de distribuição: A atividade de distribuição é uma concessão de serviço público orientada para os investimentos e para a prestação de serviços na rede de distribuição, além da venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL (consumidores cativos). Tendo por responsabilidade específica o fornecimento de energia aos consumidores cativos, os distribuidores conformam, junto com os geradores cativos, criados pela Medida Provisória nº579, transformada em Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, o ambiente de contratação regulado (ACR), que possui regras de comercialização específicas.
- Agentes de transmissão: A atividade de transmissão é uma concessão de serviço público orientada para os investimentos e para a prestação de serviços na rede de transmissão (ativos acima de 230 kV).
- Agentes de comercialização: existem três tipos de comercializador de energia elétrica - o Comercializador propriamente dito que é um

⁹ Lei 11488 de 15/06/2007

agente que comercializa a energia elétrica sem ser proprietário de ativos de geração; os Importadores que são agentes que detêm autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional e, os Exportadores, agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de Países vizinhos;

- Consumidores livres¹⁰ (CL): Os consumidores acima de 3 MW e conectados a níveis de tensão acima de 69 kV (antes de 1995), assim como novos consumidores acima de 3 MW (após 1995), podem tornar-se consumidores livres e negociar seus contratos de fornecimento de energia diretamente com geradores e comercializadores no ambiente de contratação livre (ACL).
- Consumidores livres especiais¹¹ (CE): consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. Este grupo de consumidores pode exercer a liberdade na negociação de contratos de energia com as fontes designadas pela regulação com incentivadas (PCH, eólica, biomassa, biogás dentre outras) com benefício da redução da tarifa de transporte no lado vendedor e no comprador;

2.2. Estrutura Física do Setor Elétrico

2.2.1. Matriz de Geração de Energia Elétrica

O Brasil possui 2.642¹² empreendimentos de geração de energia em operação, com capacidade instalada total de 122.983.880 kW¹². Este montante inclui os empreendimentos localizados nos sistemas isolados¹³ e exclui a parcela paraguaia da usina de Itaipu. Na Tabela 5 encontram-se o

¹⁰ Lei 9.074 de 1995.

¹¹ Resolução normativa nº 247.

¹² Dado extraído do Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL no dia 06/01/2015

¹³ Os Sistemas Isolados representam cerca de 3% da demanda total de energia no Brasil, localizando-se na Região Norte do País e são supridos basicamente por termelétricas a óleo combustível.

número de empreendimentos por tipo e suas respectivas potências outorgadas e fiscalizadas¹⁴, em kW, além da participação sobre o total.

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada [kW]	Potência Fiscalizada [kW]	%
CGH	384	230.240	228.549	0,19
EOL	76	1.639.338	1.543.042	1,30
PCH	430	4.106.731	4.007.075	3,39
UFV	8	5.494	1.494	0,00
UHE	185	81.970.291	78.676.984	66,53
UTE	1.557	33.041.786	31.801.933	26,89
UTN	2	1.990.000	2.007.000	1,70
Total	2.642	122.983.880	118.266.077	100%

Tabela 4- Empreendimentos em Operação¹²

A característica principal da matriz elétrica Brasileira é a predominância da geração hidrelétrica, que responde por 70,11% da capacidade total. Tal geração compreende usinas Hidrelétricas (UHEs)¹⁵, centrais de Geração Hidrelétrica (CGHs)¹⁶ e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs)¹⁷ somando 86 GW. Esse percentual vem apresentando decréscimo, desde o final da década de 90, quando os aproveitamentos hidrelétricos chegaram a representar 90% da capacidade instalada. As usinas térmicas (UTES) representam 26,89% da capacidade total instalada. Adicionalmente, existem dois reatores nucleares (Angra I e II) responsáveis por 1,7% da capacidade total instalada. A capacidade de eólicas ainda representa um número menor com cerca 1,3%, porém em grande desenvolvimento. A biomassa não aparece neste levantamento por ser considerada uma geração interna.

¹⁴ A potência outorgada é a considerada no ato da outorga, enquanto a fiscalizada é aferida quando a unidade geradora entra em operação comercial.

¹⁵ UHEs são as usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW.

¹⁶ CGHs são as usinas hidrelétricas com capacidade instalada inferior a 1 MW.

¹⁷ As PCHs são as usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, destinadas à produção independente, autoprodução ou produção independente autônoma, com reservatórios de área inferior a 3 km², ou no caso do reservatório maior que 3 km², respeitando a potência mencionada que atenda à seguinte inequação: $A \leq 14,3 \times P/H_p$, onde: A = área do reservatório (km²); P = potência elétrica instalada (MW); H_p = queda bruta (m), definida pela diferença entre os níveis de água máximo normal de montante e normal de jusante. As usinas com capacidade entre 1 MW e 30 MW que não se enquadram no critério de PCH são classificadas como UHEs.

2.2.2. O Sistema Interligado Nacional (SIN)

O SIN está estruturado em quatro submercados interconectados por extensas linhas de transmissão. Territorialmente compreendem as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, atendendo hoje 97% do consumo de energia elétrica no Brasil. Os 3% restantes são supridos por 270 Sistemas Isolados.

Como as usinas hidrelétricas são construídas nos melhores locais para aproveitar as aflúências e os desníveis dos rios, que geralmente estão situados em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no País um extenso sistema de transmissão (Figura 4– Representação simplificada da transmissão no SIN). Essa distância geográfica, associada à grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do País, tende a ocasionar excedente ou escassez de produção hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. A interligação viabiliza a troca de energia entre regiões, permitindo, assim, obterem os benefícios da diversidade de regime dos rios entre as diferentes bacias hidrográficas Brasileiras.

Os reservatórios das UHEs cumprem o papel de acumular energia nos períodos de maior aflúência, para ser utilizada nos períodos de pouca chuva. Desta forma, a interligação entre regiões, e a energia armazenada nos reservatórios, são responsáveis por elevar a disponibilidade de energia e a confiabilidade do sistema. As UTEs, em sua maioria, operam em complementação às hidrelétricas, sendo despachadas nos períodos de menor energia armazenada nos reservatórios, para manter a segurança no suprimento.

Figura 4— Representação simplificada da transmissão no SIN¹⁸

Todas as UHEs e outros geradores com capacidade superior a 50 MW e conectadas ao SIN são despachadas centralizadamente pelo ONS. As PCHs – usinas com menos de 30 MW de capacidade instalada – e as UHEs de até 50 MW, mesmo quando conectadas ao sistema interligado, não possuem obrigatoriedade de despacho centralizado pelo ONS, a não ser quando solicitada.

2.3. Estrutura Comercial do Setor Eléctrico

A comercialização de energia elétrica entre os agentes do SIN e entre estes e os consumidores, ocorre segundo regras e procedimentos determinados pela Convenção de Comercialização¹⁹ expedida pela ANEEL. A CCEE registra e administra os contratos firmados entre os geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeiras das operações realizadas no mercado de curto-prazo. No modelo em vigor desde a Lei 10.848/2004, existem, conforme texto anterior, dois ambientes de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

¹⁸ Fonte: Atlas de Energia Elétrica - ANEEL

¹⁹ A Convenção de Comercialização foi instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109 de 26/10/2004, que estabelece as condições de comercialização de energia elétrica e as bases de funcionamento da CCEE. A Convenção de Comercialização aborda, dentre outros pontos, os direitos e obrigações dos Agentes, as diretrizes para elaboração das Regras e Procedimentos de Comercialização, as condições de comercialização de energia elétrica no ACR e ACL e o Processo de Contabilização e Liquidação Financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

O ACR é o segmento do mercado no qual se realizam obrigatoriamente as operações de compra e venda de energia elétrica das distribuidoras de energia elétrica do SIN. O ACL é segmento no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica objeto de contratos bilaterais livremente negociados entre agentes de geração, comercialização, exportação, importação e consumidores livres. Os agentes de geração e os comercializadores podem vender energia elétrica nos dois ambientes. Todos os contratos resultantes dessas negociações no âmbito do SIN devem ser registrados na CCEE e servem de base para o processo de contabilização e liquidação financeira.

Tanto as distribuidoras quanto os consumidores livres são obrigados pela legislação a estarem contratados para 100% da sua demanda de carga. No caso das distribuidoras, é permitido o repasse de até 3% da energia contratada não consumida para as tarifas de seus consumidores cativos. Adicionalmente, as distribuidoras podem devolver para os geradores até 4% da energia velha contratada, caso a demanda de seus consumidores seja inferior a 97% da energia contratada. No caso dos consumidores livres, a energia contratada e não consumida deve ser comercializada no mercado livre.

2.3.1. Lastro de Contratação e Garantia Física

O conceito de Garantia Física (GF) é um dos pilares fundamentais do sistema elétrico Brasileiro. A GF é a quantidade máxima de energia que as usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas e projetos de importação de energia podem comercializar. Embora a GF seja um conceito comercial e financeiro, o parâmetro corresponde a um conceito físico: a energia firme que o sistema pode produzir durante um ano, considerando determinados critérios de segurança do sistema que são definidos pela regulamentação²⁰.

A GF de uma usina corresponde à fração a esta alocada da GF total do SIN. A determinação da GF de uma hidrelétrica independe da produção

²⁰ A Resolução no. 1 do CNPE de 17 de novembro de 2004 estabeleceu que o critério geral de garantia de suprimento seja baseado no risco explícito de insuficiência da oferta de energia no SIN, o qual deverá ser considerado: (i) nos estudos do planejamento da oferta e da operação do SIN; (ii) no cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica. O risco de insuficiência de oferta no SIN não poderá exceder 5% em cada um dos submercados que o compõem.

real da usina e está associada às condições no longo prazo que cada empreendimento de geração pode fornecer ao sistema, assumindo um critério específico de risco do não atendimento do mercado (risco de déficit) e considerando a variabilidade hidrológica à qual uma usina está submetida. A determinação da GF e suas revisões são propostas em conjunto pelo ONS e pela EPE, com homologação pela ANEEL e pelo MME. O Decreto 2.655 estabeleceu que as GFs das UHEs fossem revistas a cada 5 anos ou na “ocorrência de fatos relevantes” (irrigação a montante, por exemplo), tendo limitado as eventuais reduções das GFs das usinas hidrelétricas a 5% em cada revisão e a um máximo de 10% (em relação ao valor base original) ao longo do período da concessão da usina.

As eólicas que comercializaram energia para o suprimento da demanda no ACR nos leilões de energia de reserva e nova estão sujeitos ao recálculo da garantia física após a contabilização do quadriênio, fato que tem preocupado empreendedores que utilizam um histórico de vento, para o cálculo da GF, de 2 ou 3 anos.

A possibilidade de revisão das GFs tem importantes consequências comerciais. No caso do gerador estar contratado até o limite da sua GF e ter a mesma reduzida, o empreendedor é obrigado a arcar com o custo de contratação de energia suplementar para honrar os contratos. Assim é que se configura uma prática usual da manutenção de uma reserva de GF pelos geradores hídricos que não é contratada em contratos de longo prazo. Essa reserva é estimada em torno de 3% da GF das UHEs.

2.3.2. Cálculo da Garantia Física

A garantia física do SIN é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema, a fim de se obter a garantia física dos empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos.

A metodologia de cálculo da garantia física dos novos empreendimentos de geração que comporão o SIN consiste nos seguintes passos:

- Determinação da oferta total de garantia física do SIN, com configuração estática, ajustada para a igualdade do custo marginal de operação médio anual;
- CMO com o custo marginal de expansão – CME, admitida uma tolerância;
- Rateio da oferta total (ou garantia física do SIN) em dois blocos: oferta hidráulica – EH e oferta térmica – ET;
- Rateio da oferta hidráulica entre todas as UHE proporcionalmente às suas energias firmes;
- Rateio da oferta térmica entre as UTE, limitado à disponibilidade máxima de geração contínua de cada UTE e com o eventual excedente de oferta sendo distribuído entre as demais UTE, também limitado à oferta correspondente à disponibilidade máxima de geração contínua da usina.

Segundo a Nota Técnica “Metodologia de Cálculo da Garantia Física das Usinas” divulgada pela EPE, os cálculos das garantias físicas dos empreendimentos termelétricos no modelo NEWAVE são realizados desconsiderando-se a tendência hidrológica, o acoplamento hidráulico entre os sistemas, as perdas nas interligações e o consumo próprio, e são considerados o racionamento preventivo, os índices de indisponibilidade forçada e programada, uma taxa de desconto de 12% ao ano e importação de energia não interruptível e por tempo indeterminado.

Na referida Nota Técnica, determina-se como carga crítica a somatória da carga dos subsistemas, quando ajustados para o critério de garantia de atendimento à carga.

Os subsistemas são divididos da seguinte maneira:

- SE/CO/AC/RO – Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Rondônia e Acre interligados

- S – Região Sul
- NE – Região Nordeste
- N /Manaus – Regiões Norte e Manaus interligados

Para as usinas térmicas, a referência utilizada nas simulações é composta das usinas termelétricas interligadas ao SIN em operação, autorizadas e já licitadas. As usinas com impedimento de construção ou que estejam em processo de devolução da concessão são excluídas da referência. Para as termelétricas utiliza-se a simulação apenas do modelo NEWAVE, onde são feitos estudos a sistemas equivalentes. Para as hidrelétricas além dos estudos a sistema equivalente, utilizam-se também simulações com usinas individualizadas, através do modelo MSUI.

São divididos blocos de novas usinas termelétricas com características semelhantes, onde estas são selecionadas por ordem de mérito, fazendo-se uso do custo variável unitário de operação como critério de ordenamento. Isto é feito para que não haja distorção no perfil de atendimento à demanda, onde a soma dos empreendimentos cadastrados pode ultrapassar consideravelmente o montante que será contratado nos leilões. Após a divisão dos blocos, as usinas são adicionadas à Referência Inicial, sendo então calculadas as garantias físicas utilizando o modelo NEWAVE.

A simulação é então realizada estaticamente considerando-se todas as usinas e interligações como existentes no sistema por um período de estudo de cinco anos.

Para retirar a memória do sistema, armazenamentos e aflúências, inclui-se um período estático inicial de 10 anos antecedendo ao de estudo e por fim, se adiciona um período estático final de 5 anos após o período de estudo para a estabilização da função de custo futuro.

Realiza-se então um rateio da oferta total separando-a em dois grandes blocos: hidráulico (EH) e térmico (ET). Os fatores hidráulicos (FH) e térmicos (FT) correspondem à participação de cada bloco na geração

total, calculados com uma ponderação pelo CMO, o qual é obtido através dos resultados do NEWAVE.

Equações para o cálculo da oferta hidráulica:

$$EH = FH \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (1)$$

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gh(i, j, k, s) \cdot cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt(i, j, k, l, s)] \cdot cmo(i, j, k, s)} \quad (2)$$

Equações para o cálculo da oferta térmica:

$$ET(t, s) = FT(t, s) \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \quad (3)$$

$$FT(t, s) = \frac{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} gt(i, j, k, s) \cdot cmo(i, j, k, s)}{\sum_{s=1}^4 \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^{15} \sum_{k=1}^{2000} [gh(i, j, k, s) + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt(i, j, k, l, s)] \cdot cmo(i, j, k, s)} \quad (4)$$

Onde:

s = subsistema; nss = número de subsistemas; FH = fator hidrelétrico; i = mês; j = ano; k = série; t = usina térmica; gh = geração hidráulica total (controlável + fio d'água + vazão mínima); gt = geração térmica total (inflexibilidade + geração flexível); cmo = custo marginal de operação; nt(s) = número de térmicas do subsistema s; FT(t,s) = fator térmico da usina termelétrica t.

Para o rateio do bloco termelétrico, a garantia física deverá ser limitada ao valor de sua disponibilidade máxima e de sua geração contínua $Dmax_t$, como mostrado na seguinte equação:

$$Dmax_t = Pot_{ef} \times FC_{max} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (5)$$

Onde:

Pot_{ef} = potência efetiva da usina; FC_{max} = fator de capacidade máximo da usina; TEIF = taxa equivalente de indisponibilidade forçada; IP = indisponibilidade programada.

A oferta térmica deve ser compatibilizada de acordo com a disponibilidade máxima do empreendimento e o restante é dividido nas demais termelétricas seguindo o mesmo raciocínio.

Para as termelétricas com inflexibilidade total, o CVU pode ser interpretado como nulo do ponto de vista “sistêmico”, devido ao despacho mínimo obrigatório (por razões econômicas) que, para inflexibilidade total, alcança a capacidade máxima de geração contínua. Nesse pressuposto, a garantia física é dada pela equação:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} Disp_m}{12} \quad (6)$$

Onde:

Disp_m = disponibilidade mensal declarada pelo gerador dado em MW médios.

No caso da energia eólica, as séries de dados de velocidade de vento, pressão do ar e temperatura ambiente, registradas com a precisão requerida para avaliação do potencial de energia eólica, ainda são relativamente pequenas, raramente alcançando um período superior a 3 anos, o que dificulta as simulações estocásticas da geração eólica, integrada ao sistema interligado hidrotérmico nacional, com o Modelo NEWAVE.

Desta forma, a EPE sugere que a metodologia de cálculo de garantia física de uma usina eólica seja calculada conforme a expressão a seguir:

$$GF = \frac{\sum_{m=1}^{12} E_m}{8760} \quad (7)$$

Onde:

Em: compromisso firme de entrega de energia ao SIN declarado pelo agente, em cada mês “m” e em MWh, e que deve ser menor ou igual aos valores estimados de produção de energia apresentados na certificação da medição anemométrica.

2.3.3. Ambientes de Contratação

Atualmente existem dois ambientes em que os agentes podem comercializar energia, o ambiente de contratação regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

- ***Ambiente de Contratação Regulada (ACR)***

Neste ambiente é comercializada a energia para atender as distribuidoras, que por sua vez são responsáveis pelo atendimento da demanda dos consumidores cativos. As distribuidoras são obrigadas a

contratar sua energia somente através de leilões públicos, com exceção das distribuidoras cuja carga seja menor do que 500 GWh/ano, as quais podem escolher entre contratar energia nos leilões públicos do ambiente regulado ou não. Essas distribuidoras podem promover seus próprios leilões de compra de energia.

Os leilões regulados de compra de energia pelas distribuidoras são realizados anualmente e separados em leilões de energia existente (que visam à renovação de contratos) e leilões de energia nova (para contratação de novas usinas). O Governo também pode organizar leilões especiais de energia renovável (biomassa, PCH, energia solar e eólica).

A energia gerada por projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo a centrais de consumo (“Geração Distribuída”); usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido a seguir; e Itaipu²¹, não está sujeita a processos de leilão centralizados para o fornecimento de energia no ACR. A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada distribuidora são determinados compulsoriamente pela ANEEL. Os preços pelos quais a energia gerada por Itaipu é comercializada são denominados em dólares norte-americanos e, conseqüentemente sujeitos à variação da taxa de câmbio dólar/real.

Os contratos celebrados no ACR são de duas espécies:

- i) Contratos de Quantidade de Energia;
- ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Num Contrato de Quantidade de Energia, o Vendedor se compromete a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica assumindo o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores. No caso de falta de fornecimento o vendedor terá que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento.

²¹ A contratação de Itaipu obedece às regras do acordo binacional com o Paraguai, sendo prioritária a sua alocação nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

Num Contrato de Disponibilidade de Energia, a unidade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da Geradora é garantida e o risco de despacho de tais usinas (pagamento de custos variáveis) é assumido pela Distribuidora. Em conjunto, estes contratos constituem o CCEAR (Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado).

Neste tipo de contrato, o gerador recebe uma receita fixa anual igual ao seu “lance vencedor” no leilão de energia nova. A receita fixa deve ser suficiente para remunerar os investimentos e cobrir todos os custos fixos da usina, incluindo custos fixos de O&M, tarifas de transmissão/distribuição, encargos e tributos. Já os custos variáveis de geração (Combustível, Operação e Manutenção), são totalmente repassados às distribuidoras sempre que a usina é despachada pelo ONS. As distribuidoras por sua vez, repassam esses custos aos consumidores finais, com autorização do regulador.

- **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

O mercado livre de energia cresceu exponencialmente desde 2002. Com a significativa redução do consumo de energia durante o racionamento de 2001, criou-se uma sobre oferta de energia de 2001 a 2006, que teve como consequência a queda do preço da energia elétrica, estimulando os consumidores industriais a migrar para o ACL. Segundo dados da EPE, o ACL passou de 2,8 GW de consumo em 2002 para 14,2 GW em 2011, que foi maior consumo registrado. Em 2008, o volume manteve-se praticamente estável (13,5 GW), já como consequência do forte arrefecimento da demanda industrial no último trimestre do ano, mas também refletindo condições restritas de oferta de contratos desde o final de 2007. Com efeito, o esgotamento da sobra de energia velha advinda do período do racionamento e a falta de nova capacidade alimentando o ACL, fez com que os preços se elevassem substancialmente no ACL entre 2007 e 2008. Em 2009, em função da crise econômica que afetou especialmente os segmentos eletrointensivos como mineração, siderurgia, entre outros, o consumo no ACL apresentou uma redução de 13%.

A Carga total atendida nesse mercado no ano de 2010 ficou em torno de 14.029 MW médios.

O consumo da classe Gerador corresponde ao atendimento, pela Chesf e Eletronorte, aos consumidores finais (eletrointensivos), por meio de contratos com tarifas reguladas pela ANEEL.

No ACL, os consumidores livres escolhem seu fornecedor de energia, negociando livremente um conjunto de parâmetros, tais como: prazo contratual, preços, variação de preço e serviços associados à comercialização (como por exemplo, sua gestão de risco). Ao participar do ACL, o consumidor assume responsabilidades em relação à sua exposição aos preços da energia, porém, tem oportunidade de ser atendido de forma individual, conforme suas características de consumo, o que é impossível no ACR. Além disso, no ACR o consumidor fica totalmente exposto ao risco de preço uma vez que os compradores (distribuidoras) são agentes quase que totalmente passivos em relação ao preço. A gestão de risco da distribuidora concentra-se em realizar previsões de demanda da maneira mais precisa possível, uma vez que será penalizada por erros de declaração de demanda acima de determinados níveis estabelecidos pela regulamentação. A distribuidora dessa forma é um “price taker”, e os preços dependem, por sua vez, de uma conjunção de fatores, grande parte deles de natureza regulatória e determinada pelo Poder Concedente em última instância, o Governo.

2.3.4. Energia de Reserva

A energia de reserva²² é aquela que se destina exclusivamente a aumentar ou preservar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, sendo produzida por usinas especialmente contratadas para esse fim.

A comercialização da energia de reserva difere do restante da comercialização praticada no ACR e ACL, pelo fato de não constituir lastro para comercialização. Em outras palavras, diante da exigência de contratos de compra de energia elétrica para cobertura integral das cargas dos consumidores, os contratos associados à energia de reserva não oferecem

²² Conforme definição constante do Decreto nº 6.353/2008.

cobertura contratual para esses agentes, que suportarão os custos decorrentes dessa contratação.

A energia de reserva será contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo (vide item a seguir), sendo a receita auferida com a venda dessa energia ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD utilizada para reduzir os custos associados a sua contratação.

A contratação de Energia de Reserva implica na cobrança de um novo encargo setorial, o Encargo de Energia de Reserva – EER, que é pago atualmente por todos os Agentes Consumidores (livres e regulados).

2.3.5. Mercado de Curto prazo

O PLD (Preço de Liquidação de Diferenças) é utilizado na liquidação dos volumes físicos entre geração e contratos (ou entre contratos e consumo) no mercado de curto-prazo (CCEE)²³. O PLD é calculado “ex-ante” semanalmente para cada submercado e para cada um dos patamares da curva de carga do sistema²⁴. O PLD tem como base o CMO, limitado por um valor máximo (PLDmax) e um valor mínimo (PLDmin), determinados pela ANEEL.

No mercado Brasileiro, o preço spot é estabelecido de maneira diferente da maioria dos mercados internacionais. Ao invés de ocorrer um equilíbrio entre a oferta e a demanda, o preço é baseado no CMO calculado dentro do processo de otimização energética. Uma vez que o CMO apresenta elevada volatilidade, o PLD também segue essa tendência.

Após o racionamento em 2001/2002, houve um período de preços muito baixos em função da sobre oferta de geração em relação à carga. Com o passar dos anos, o aumento do consumo foi reduzindo essa sobra de energia e, em 2008, o sistema estava novamente equilibrado. Além do aumento gradual dos preços médios anuais em função do reequilíbrio das condições estruturais de atendimento, houve momentos de variação mais

²³ Conforme definido no Decreto 5.163 de 30 de julho de 2007, art. 57.

²⁴ Entende-se por patamar de carga o período de tempo com determinado número de horas que é caracterizado por valores similares de carga (consumo de energia). Para o SIN, as horas do dia são agregadas em três patamares de carga (leve, médio e pesado) e os dias podem ser de dois tipos. O dia tipo 1 é aplicado de segunda-feira a sábado, enquanto o dia tipo 2 é aplicado a domingos e feriados nacionais.

intensa do PLD causados por situações conjunturais e/ou a aplicação de fatores externos que influenciam a formação do preço.

2.3.6. PROINFA

O PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), criado pela Lei nº 10.438/02, teve como principal objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tinham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica. De modo geral, o PROINFA visou aumentar a participação, no SIN, da energia elétrica produzida por empreendimentos com fontes alternativas com base em fontes eólicas, PCHs e biomassa, dentre outras. O programa na sua fase inicial previa a contratação de instalações de produção com início de funcionamento em dezembro de 2006, porém existem até hoje prorrogações sucessivas. A Eletrobrás é a gestora do PROINFA e tem a responsabilidade de contratar a energia dos empreendimentos qualificados. Em contrapartida, os custos correspondentes são repartidos compulsoriamente entre todos os consumidores no ACR e ACL e cobrados junto com as tarifas de transporte referentes às redes de distribuição e de transmissão²⁵. Estão isentos do pagamento deste encargo os consumidores dos Sistemas Isolados e a subclasse residencial de Baixa Renda, com consumo até 80 kWh/mês.

Um aspecto do PROINFA que merece destaque é o fato de que cada cota de custeio do programa está associada a uma cota de energia produzida pelos empreendimentos contratados pela ELETROBRÁS. Este mecanismo permite que o encargo seja equiparado a uma compra de energia, que embora compulsória, permite que seja quantificado um benefício para o consumidor.

Em 2010, a ELETROBRÁS apresentou uma previsão total de 3.137 MW de potência instalada associada a 135 usinas (o programa total

²⁵ Os consumidores livres pagam as cotas de custeio diretamente na TUSD e TUST e, em contrapartida, tem uma quota de energia registrada em seu favor na CCEE, servindo como lastro para fins de contratação.

compreende 144 usinas), cuja geração prevista correspondente é de 10.604 GWh. O valor de compra de energia de cada tecnologia foi definido pelo MME a partir de uma análise de viabilidade econômico-financeira para um projeto típico considerando um período de suprimento de vinte anos. Estes valores econômicos foram publicados na Portaria MME nº 45/2004 e vêm sendo corrigidos anualmente pelo IGP-M. A ANEEL decidiu por ajustar o custo do programa de maneira a repassar para o consumidor o montante de energia equivalente valorizado pelo preço no mercado de curto prazo. Esta medida pretende reduzir ano a ano os valores médios pagos. De qualquer forma, é importante ressaltar que o valor da energia do PROINFA é significativamente superior aos valores pagos nos leilões, tanto de fontes alternativas, quanto de energia de reserva.

Em termos de impacto nas tarifas das Distribuidoras, as quotas do PROINFA representam um custo unitário de R\$ 5,26/MWh. Em 2009 tal custo era de R\$ 4,43/MWh, representando um aumento de 18,6%, em parte explicado pelo aumento da disponibilidade da energia do programa e atualização dos preços, mas também pela redução do mercado de rateio após exclusão integral da subclasse residencial baixa renda.

2.3.7. O Mecanismo de Realocação de energia

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi criado com o objetivo de que as usinas hidrelétricas compartilhem os riscos hidrológicos decorrentes da variação da vazão dos rios nas várias regiões do País, influenciada pelas respectivas oscilações no regime de chuvas, além da mitigação dos riscos individuais inerentes a operação otimizada e centralizada, em prol da otimização e alocação eficiente dos recursos energéticos no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Implementado pelo Decreto nº 2.655/9818 como um dos principais mecanismos capazes de garantir a necessária coordenação do sistema, o MRE preserva os pilares da competição e mecanismos remuneratórios introduzidos desde a década de 1990, quando o setor passou por ampla reforma, mantendo-se como um dos instrumentos aptos a dar eficácia ao novo marco regulatório do setor elétrico, instituído pela Lei nº 10.848/04.

Dada a dimensão continental do Brasil, é significativa a diferença entre os regimes hidrológicos observados nas diversas bacias hidrográficas, o que provoca incidência de períodos secos e úmidos não coincidentes nas diferentes regiões do País. Fator adicional que justifica a existência do MRE é a disposição de usinas em cascata, uma vez que a eficiência do sistema depende do ótimo global, e não necessariamente do ótimo individual. Assim, é possível que, para aumentar a garantia de fornecimento, seja necessário, do ponto de vista sistêmico, armazenar água de uma usina localizada a montante e, por consequência, reduzir a quantidade hídrica que chega até as usinas a jusante.

O despacho centralizado da maior parte das geradoras do sistema, independentemente da parcela da sua garantia física comprometida pelos respectivos contratos de comercialização, não as permite exercer controle sobre seu nível de geração efetiva, em razão da coordenação centralizada exigida pelo sistema. Desta forma, a operação centralizada das usinas, realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), tem por objetivo garantir não só a segurança da rede, como também a otimização da utilização dos recursos energéticos e dos custos operativos, após avaliação dos respectivos impactos verificados na operação hidráulica e energética do SIN. É nesse sentido que o MRE atua de forma ativa na mitigação dos riscos financeiros decorrentes da operação centralizada de grande parte do sistema, permitindo que a quantidade de energia produzida – que, nesses casos, não é gerenciável por seus respectivos proprietários – não afete os compromissos contratuais dos mesmos que, caso contrário, poderiam estar expostos a externalidades negativas inerentes ao próprio sistema.

Logo, o MRE objetiva, através da transferência comercial de energia, realocar as diferenças de produção verificadas em regiões com regimes hidrológicos distintos ou oriundas de decisões operativas que busquem a otimização do sistema. Fica clara, portanto, a importância do MRE em desonerar os investidores de riscos associados à exploração da geração que não sejam portanto gerenciáveis, internalizando externalidades que decorrem da exposição a fatores climáticos ou operativos.

O mecanismo consiste na transferência financeira da energia gerada pelas usinas com produção excedente para aquelas com geração insuficiente, a fim de que, independentemente da sua geração real, todos os agentes comercializem quantidade de energia equivalente à sua garantia física, desde que o sistema tenha produzido a contento. Ainda que a geração total do sistema seja inferior à soma das energias asseguradas de todas as geradoras, o MRE permite a distribuição, ao sistema, dos riscos associados à insuficiência da produção energética total, através de um ajuste na garantia física de todas as usinas.

Segundo o regramento vigente, somente as hidrelétricas podem se habilitar ao mecanismo e as geradoras com participação obrigatória no MRE são aquelas com despacho centralizado pelo ONS. A definição das usinas despachadas de forma centralizada é realizada com base nos potenciais impactos produzidos à rede básica do sistema, bem como nos riscos à segurança da rede de operação. Aquelas que não oferecerem quaisquer riscos operativos, embora não sujeitas ao despacho centralizado, podem ter sua programação centralizada pelo operador do sistema.

Assim, possuem adesão facultativa ao MRE as usinas que não têm seu despacho centralizado em sua maioria, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), por não afetarem diretamente a segurança operativa do sistema.

O MRE inibe a exposição imediata ao Mercado de Curto Prazo (MCP), onde ocorrem as trocas secundárias de energia, após a contabilização das diferenças entre o contratado e o efetivamente gerado pelo sistema. Ao revés, a realocação comercial de energia promovida pelo MRE sujeita os seus participantes à Tarifa de Otimização de Energia (TEO), calculada com vistas a cobrir os custos incrementais decorrentes da operação e manutenção das usinas hidrelétricas e o pagamento do encargo setorial relativo à Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos.

Portanto, os geradores participantes ao MRE que, com produção inferior à quantidade comercializada, precisariam comprar energia nesse

mercado secundário para garantir o cumprimento dos seus respectivos contratos, ao invés de ficarem sujeitos às variações do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), praticado no MCP, pagam a TEO, correspondente, no mais das vezes, a valor substancialmente inferior. A título de exemplo, a TEO estabelecida para o ano de 2010 foi de R\$ 8,51/MWh, enquanto, no mesmo ano, o PLD variou entre R\$ 12,91/MWh em janeiro e R\$ 232,48/MWh em outubro nos submercados do Nordeste e Norte, tendo por várias vezes atingido o teto de R\$ 822,23.

Em razão do exposto, fica clara a importância do MRE como incentivo regulatório que, ao buscar aperfeiçoar a utilização dos recursos no sistema, desonera os investidores de custos associados a fatores alheios à sua gestão, aumentando a atratividade de investimento, em prol da confiabilidade de suprimento e das necessidades de demanda do mercado.

Contudo, é importante ressaltar que o MRE não protege as usinas contra riscos associados à sazonalidade hidrológica, de modo que a ocorrência de um período de seca em todo o território afeta a dinâmica do mecanismo, reduzindo a confiabilidade do fornecimento. Por essa razão, a inclusão das eólicas no MRE, defendida pelo presente trabalho, mitigaria eventuais riscos sazonais relacionados às variações hidrológicas a que fica exposto o SIN, contribuindo para a capacidade de regularização do sistema, conforme será exposto a seguir.

CAPÍTULO 3: Reconstrução de Séries Históricas de Vento

Este capítulo tem como objetivo expor os conceitos teóricos que fundamentam a metodologia para reconstrução de séries históricas de vento desenvolvida no presente trabalho. Deste modo, a seguir são apresentados conceitos sobre geração de energia eólica, cálculo da geração de energia eólica e métodos de tratamento de dados estatísticos utilizados nesta pesquisa.

3.1. Fundamentos

A produção de energia elétrica por um aerogerador depende da transformação da energia cinética, contida no deslocamento de uma massa de ar, esta que é diretamente proporcional à densidade do ar e ao cubo da velocidade do ar, em energia mecânica no eixo do rotor.

A transformação da energia cinética dos ventos em mecânica, no eixo do aerogerador, depende diretamente do perfil aerodinâmico das pás e dos sistemas de controle que mantêm o rotor, composto por três pás e um cubo, perpendicular a direção de vento absorvendo o máximo de energia das massas de ar em deslocamento.

O gerador de energia localizado na *nacelle* da turbina eólica é responsável pela transformação da energia mecânica no eixo do rotor em energia elétrica. Conforme norma IEC-61400 são denominados de aerogerador as máquinas desenvolvidas para transformar a energia cinética dos ventos em energia elétrica.

Estudos têm mostrado que os principais aspectos relacionados à eficiência de uma turbina eólica são determinados pelas forças aerodinâmicas. As diversas forças induzidas nos componentes de uma turbina, sejam causadas pela velocidade média dos ventos, pela flutuação dos ventos ou pelo modo de operação da turbina e efeitos dinâmicos, são fontes de fadiga e são fatores que contribuem para o pico de solicitação a que a turbina pode ser submetida. Esses fatores são somente compreendidos quando a aerodinâmica da operação da turbina no estado estável é compreendida (FADIGAS, 2011).

A potência contida no vento, ou potência eólica, é dada pela seguinte expressão:

$$P = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3}{2} \quad (8)$$

Onde:

ρ - massa específica do ar [kg/m³]

A – área de captação dos ventos [m²]

V – Velocidade do vento [m/s]

Porém a eficiência máxima da conversão da potência eólica em energia mecânica no eixo do aerogerador, mais conhecida como Coeficiente de Potência Teórico ou Eficiência de Betz, é igual a 59,3%.

Através da Lei da continuidade de fluxo, verifica-se que máximo que se consegue extrair de potência ou energia dos ventos e converter em energia mecânica no eixo da máquina é 59,3%. Isso significa que uma turbina eólica consegue com o máximo de eficiência transformar 59,3% da energia cinética do vento em energia mecânica no eixo do gerador.

A potência mecânica é calculada pela seguinte equação:

$$P_{mec} = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p}{2} \quad (9)$$

C_p – Coeficiente de potência teórico

Na prática as turbinas possuem valores de C_p menores que o teórico, visto que o mesmo é função de inúmeros fatores como: perfil aerodinâmico das pás, número de pás, dimensão das pás, rotação da esteira atrás do rotor, entre outros parâmetros de projeto do rotor. A eficiência do rotor não é constante e é função da velocidade específica (razão entre a velocidade tangencial, na ponta da pá, e a velocidade do vento incidente) que é um parâmetro de projeto da máquina (FADIGAS, 2011).

A potência elétrica, potência mecânica transformada em elétrica pelo gerador, é dada pela seguinte expressão:

$$P_{elétrica} = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta}{2} \quad (10)$$

η – Rendimento do Gerador, Caixa de Engrenagem e Rotor.

Buscando maximizar a potência elétrica os aerogeradores operam de forma a manter a máquina nas condições de C_p máximo. Para isso os sistemas de controle do aerogerador atuam de forma a manter a velocidade de ponta de pá (λ) e o ângulo de ataque das pás (β) no ponto ótimo operativo, como pode-se observar no gráfico a seguir.

Figura 5- Coeficiente de Potência

Outro fator importante que interfere diretamente na potência elétrica é a densidade do ar ou massa específica do ar. Esta variável é função da pressão e temperatura do ar, parâmetros estes que variam com a altitude do local, da altura instalação da turbina eólica e das condições climáticas.

Para elaboração de um projeto rigoroso e quantificação da geração eólica é necessário calcular a variação da densidade do ar entre as estações do ano e diferentes alturas de rotor, conforme procedimentos de cálculo que constam na norma IEC 61400-12. Para tanto, fabricantes de turbinas eólicas fornecem curvas de potência para as diversas densidades do ar.

Os aerogeradores são projetados para transformar a energia cinética do vento em energia elétrica, gerando a máxima potência para uma determinada velocidade de vento. Esta potência é chamada de potência nominal, sendo que a velocidade do vento na qual é atingida, é conhecida como velocidade nominal de vento. Esta velocidade depende do modelo do

aerogeradores e é ajustada de acordo com a média de vento local, sendo comuns valores de 12m/s a 15m/s.

Para iniciar a operação, as turbinas eólicas necessitam de uma velocidade mínima, conhecida como velocidade de acionamento ou de partida (V_{in} ou cut-in), sendo estes valores comuns entre 2,5 a 3 m/s. Por outro lado, a turbina é retirada de operação quando a velocidade do vento atinge outro limite, denominado vento de corte ou de saída (V_{out} ou cut-out), com valores aproximados de 25m/s, podendo ocasionar caso não haja interrupção da operação do equipamento, danos físicos ao aerogerador devido às cargas mecânicas que surgirão (Leite, 2005)

A curva característica de desempenho da turbina eólica é dada pelo gráfico da “*velocidade de vento x potência de saída*” mais conhecida como curva de potência do aerogerador.

3.2. Avaliação do Recurso eólico

A principal variável a ser avaliada para levantamento do potencial eólico de uma dada região é a velocidade de vento, posto que o bom conhecimento sobre o regime dos ventos traz ao empreendimento eólico maior segurança operativa e quanto a produção de energia elétrica.

Conforme disposto nas Portarias MME nº 21, 18/01/2008, e MME nº 29, de 28/01/2011, os empreendedores eólicos devem realizar campanha de medição através de sensores e sistemas de aquisição de dados, torres anemométricas, instaladas em regiões próximas ao parque eólico, conforme o § 1º do art. 6º-A, da Portaria MME nº 21/2008, em pelo menos duas alturas distintas, sendo uma a partir de 50 metros, por período não inferior a 24 (vinte e quatro) meses consecutivos, devendo ser integralizadas a cada 10 (dez) minutos. Desta forma, torna-se possível a analisar a viabilidade técnica e econômica do empreendimento eólico.

O comportamento do vento em uma dada região é influenciado por fatores como: Relevo, Orografia, Rugosidade do Terreno, Temperatura, Pressão Atmosférica, Umidade Relativa do Ar, Densidade do Ar, Altura de medição. Estes dados são utilizados para o cálculo da produtividade energética de um determinado parque, para o posicionamento ótimo dos

aerogeradores na fazenda eólica, além de auxiliar na escolha da melhor turbina para as condições locais.

Conforme (FADIGAS, 2011):

[..]Em suma, o conhecimento detalhado do regime de vento é de crucial importância tendo em vista que erros na previsão dos ventos conduzem a um mau dimensionamento do sistema e erros na estimativa de produção de energia com consequentes riscos financeiros. Pequenas variações na velocidade do vento causam grandes variações na sua potência em função da relação cúbica entre ambas.

3.3. Parâmetros que influenciam no perfil do vento

Conforme citado anteriormente o perfil do vento é influenciado por variáveis locais que devem ser mediadas e analisadas para o entendimento do real comportamento do vento em uma dada região.

Os fatores que influenciam no perfil vertical da velocidade dos ventos em um determinado local são (FADIGAS, 2011):

- Obstáculos próximos ao local de medição;
- Rugosidade do terreno: Tipo de vegetação, tipo de utilização da terra e construções;
- Orografia: Existência de colinas e depressões;
- Estabilidade térmica.

Para o levantamento preciso das condições de contorno do local de instalação de um parque eólico são utilizados dados de satélites, cartas topográficas e informações levantadas através de visitas ao local. Por meio de variáveis coletadas através destas ferramentas, além das medições anemométricas, é possível entender o perfil vertical do comportamento do vento.

Normalmente ao se instalar uma estação de medição, na etapa de desenvolvimento de um projeto eólico, o empreendedor ainda não tem conhecimento da altura da turbina eólica que será instalada no parque.

Desta forma, após o término da campanha de medição, são necessários ajustes e extrapolações dos dados medidos em uma dada altura para a altura do rotor.

Conforme citado anteriormente, o MME através da Portaria MME nº 21/2008 exige que empreendimentos eólicos realizem medições anemométricas em duas diferentes alturas, sendo uma delas a partir de 50m. Desta forma com dados de velocidade de vento de duas diferentes alturas é possível fazer o uso das leis matemáticas que regem o comportamento da velocidade de vento com a altura.

3.4. Extrapolação vertical dos dados de vento

O entendimento do comportamento do vento em relação à altura é muito importante para o projeto de um parque eólico, uma vez que na maior parte dos empreendimentos a campanha de medição é realizada em uma altura diferente da altura do rotor. É de extrema importância o conhecimento da distribuição da velocidade do vento com a altura tendo em vista que:

- Este é um fator decisivo para escolha da altura da torre em que será instalada o aerogerador através do cálculo da produção da máquina;
- O perfil de vento influencia a intensidade dos esforços mecânicos no rotor, pás, estrutura de sustentação, caixa de engrenagem e gerador sendo um fator importante no custo de operação e manutenção dos aerogeradores;
- A vida útil das pás e do rotor são afetadas pelo perfil de vento, pois estas ao girarem submetidas ao perfil vertical dos ventos, são sujeitadas a cargas cíclicas em função da turbulência dos ventos (FADIGAS, 2011).

A mecânica dos fluidos, por meio de experimentos prova que a velocidade do vento que escoia próximo à superfície é nula, devido ao atrito estático entre o ar e a superfície do solo. O fator que influencia o perfil vertical da velocidade de vento é chamado de “Fator de rugosidade”, valor

que representa a altura em que a velocidade de vento passa de um valor nulo e atinge uma velocidade de escoamento maior que zero.

A tabela a seguir apresenta os valores de comprimento de rugosidade para cada tipo de terreno:

Descrição do terreno	Z [mm]
Terreno sem vegetação	0,10
Terreno gramado	0,12
Terreno cultivado	0,19
Terreno com poucas árvores	0,23
Terreno com muitas árvores, cerca viva ou poucas edificações	0,26
Florestas	0,28
Zonas urbanas sem edificações altas	0,32
Descrição do terreno	Z0 (mm)
Liso, gelo, lama	0.01
Mar aberto e calmo	0.20
Mar agitado	0.50
Neve	3.00
Gramado	8.00
Pasto acidentado	10.00
Campo em declive	30.00
Cultivado	50.00
Poucas árvores	100.00
Muitas árvores, poucos edifícios.	250.00
Florestas	500.00
Subúrbios	1500.00
Zonas urbanas com edifícios altos	3000.00

Figura 6 – Comprimento de rugosidade para terrenos planos²⁶

A variação da velocidade de vento é mais acentuada próximo a superfície e diminui de intensidade com o aumento da altura, até que atinge valores praticamente constantes após a camada limite, região próxima à superfície que tem como característica a variação intensa da velocidade do vento com o aumento da altura.

²⁶ Fadigas, E.A, Energia Eólica, 2011

Figura 7 - Perfil Vertical da Velocidade de Vento

Devido ao arrasto e as deformações da superfície, encontrada na intersecção dos compôs rígidos com os gasosos, na camada limite o ar se comporta de forma turbulenta. Como os aerogeradores estão localizados na camada limite se torna essencial o conhecimento do comportamento do vento nesta região.

Na mecânica dos fluidos, um fluido é classificado como turbulento, ou de fluxo turbulento, quando o escoamento do fluido ocorre de forma caótica e com redemoinhos causados pela dissipação da energia cinética em energia térmica através da criação e destruição de pequenas rajadas progressivas.

Em estudos que buscam o aproveitamento dos recursos eólicos, dois modelos matemáticos são comumente utilizados para representar o perfil vertical dos ventos, são estes a “Lei da Potência” e a “Lei Logarítmica”.

Segundo (FADIGAS, 2011) a lei de potência representa o modelo mais simples e resultou de estudos da camada limite sobre uma placa plana. É a mais simples de ser aplicada, porém sem uma precisão muito apurada. A lei de potência é expressa por:

$$v = v_r \left(\frac{H}{H_r} \right)^n \quad (11)$$

Onde:

V – velocidade do vento na altura H,
 V_r – velocidade do vento na altura de referência (medida),
H – altura desejada,
 H_r – altura de referência,
n – expoente da lei de potência.

A lei de potência é recomendada para locais onde a orografia é baixa, não havendo terrenos com elevação e depressões e para valores de “H” menores que 50m.

O modelo baseado na Lei Logarítmica, usado para conhecimento do perfil vertical do vento é mais complexo e realístico, pois leva em conta que o escoamento na atmosfera é altamente turbulento (Erik, et all, 1997).

Na modelagem, é utilizado o parâmetro conhecido como “L – Comprimento de mistura” definido com a utilização da constante de Von kármán K_c , e do comprimento da rugosidade Z_o , que considera que a superfície da Terra nunca se apresenta totalmente lisa.

Para velocidades elevadas, o perfil vertical do vento usando a lei logarítmica é dado por:

$$V(z) = \frac{V_0}{K_c} \ln \frac{z}{z_0} \quad (12)$$

Onde:

$V(z)$ é a velocidade do vento na altura z ,

z_o é o comprimento de rugosidade (caracteriza a rugosidade do terreno),

k_c é a constante de Von Kármán ($K_c=0,4$) e

v_o é a velocidade de atrito relacionada com a tensão de cisalhamento na superfície τ e a massa específica do ar ρ pela expressão: $\tau = \rho \times v_o^2$.

No caso de velocidades moderadas, o perfil vertical do vento se desvia do perfil logarítmico quando z é superior a algumas dezenas de metros devido às forças de empuxo da turbulência. Desta forma, há de se acrescentar à rugosidade, os parâmetros necessários para descrever o fluxo de calor na superfície. Para perfis verticais genéricos, utiliza-se a expressão:

$$V(z) = \frac{V_0}{k_c} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \Psi \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad (13)$$

Onde Ψ é uma função dependente da estabilidade, positiva para condições instáveis e negativa para condições estáveis. O parâmetro L (mistura de comprimento) é definido por:

$$L = \frac{T_0 c_p v_o^3}{k_c g H_0} \quad (14)$$

onde :

T_0 é a temperatura absoluta,

H_o é o fluxo de calor na superfície,
 C_p é o calor específico do ar à pressão constante,
 g é a aceleração da gravidade.

Quando se deseja usar a lei logarítmica para estimar a velocidade do vento de uma altura de referência Z_r para um outro nível de altura Z , a seguinte equação é utilizada:

$$\frac{V(Z)}{V(Z_r)} = \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{Z_0}\right)} \quad (15)$$

3.5. Análise estatística

A estatística é uma ciência matemática aplicada que utiliza teorias para explicar frequência de eventos, tanto em estudos observados, quanto em dados obtidos experimentalmente (Pereira, Pais, & Sales, 1986).

Os dados podem ser obtidos a partir de observação humana, ou também coletados e armazenados eletronicamente. Os formatos diferem dependendo do observador ou do processo de observação, e reflete as preferências pessoais e facilidade de registro.

Os parâmetros que caracterizam os ventos podem estar disponíveis em diferentes formas e volumes. Os dados podem ser obtidos de estações meteorológicas que fornecem uma série de dados coletados e amostrados em um determinado período de medição. Por exemplo, dados de velocidade e direção dos ventos, valores médios, fornecidos a cada intervalo de tempo (Ex: a cada 10 minutos) por um determinado período (Ex: um ano). Assim sendo, considerando apenas a velocidade dos ventos, tem-se em um ano 52560 dados de velocidade de vento, ou seja, um volume grande de informação.

O objetivo da estatística é proporcionar os meios de coletar, organizar, descrever os dados e assim analisá-los, para que, desta forma, possam ser encontradas correlações e situações de causa e efeito. Em suma, a estatística visa modelar a aleatoriedade e a incerteza, para que assim possa estimar ou prever fenômenos futuros.

A parte da estática mais utilizada no presente trabalho é a chamada Estatística Descritiva, na qual são utilizadas técnicas para descrever e sumarizar o conjunto de dados avaliados. As principais técnicas utilizadas são a construção de gráficos descritivos para sumarização dos dados, tais como gráficos temporais e histogramas; descrição tabular, onde se utilizam tabelas para o mesmo fim, como as tabelas de frequência e por fim são utilizadas descrições paramétricas, como a média e outros importantes parâmetros estatísticos de determinado conjunto de dados.

Os tópicos a seguir descrevem as principais medidas numéricas, parâmetros estatísticos, que descrevem as características dos dados numéricos (Spiegel, 1998) :

- Média aritmética:

A média aritmética é a medida mais comum de tendência central, ou de localização dos dados. Sendo as observações em uma amostra de tamanho N, $[x_1, x_2, x_3, \dots, x_n]$, temos a média amostral é dada por:

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (16)$$

- Mediana

A mediana de N dados ordenados em ordem de grandeza, representa o valor do ponto central, caso N seja ímpar, ou a média aritmética dos dois pontos centrais, caso N seja par. Definida matematicamente por:

$$\tilde{x} = \begin{cases} x\left(\frac{n+1}{2}\right) & n \text{ ímpar} \\ \frac{x\left(\frac{n}{2}\right) + x\left(\frac{n}{2} + 1\right)}{2} & n \text{ par} \end{cases} \quad (17)$$

- Moda

A moda representa o valor de maior frequência em um conjunto de N valores numéricos. Esta pode não existir e caso exista pode não ser única.

- Variância

A variância é a medida mais importante de dispersão. Este parâmetro que representa a medida do espalhamento da distribuição ao redor da média, é calculada somando-se os desvios quadrados da média e, em seguida, dividindo pelo número de observações (se os dados representam a população toda) ou por este número reduzido por um (se os dados representam uma amostra)

$$\sigma^2 = \frac{\sum_i^N (x_i - \bar{x})^2}{N} \quad (18)$$

- Desvio padrão

O Desvio padrão mede o grau de dispersão de dados numéricos em torno de um valor médio. É dada pela raiz quadrada da variância:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_i^N (x_i - \bar{x})^2}{N}} \quad (19)$$

- Correlação

É o coeficiente utilizado para o estudo do comportamento de duas variáveis diferentes. O coeficiente de determinação, r^2 , é uma medida da proporção da variabilidade de uma variável que é explicada pela variabilidade da outra. Ou seja, é uma medida que descreve o grau de associação entre duas variáveis, X e Y, e é dada matematicamente por:

$$r = \frac{\sum_i^N (x_i - \bar{x}) \cdot \sum_i^N (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_i^N (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_i^N (y_i - \bar{y})^2}} \quad (20)$$

- Covariância

A covariância é uma medida estatística utilizada para capturar como duas séries se movem juntas. Assim como a correlação, descreve o grau de associação entre duas variáveis, X e Y. Quando a covariância é positiva significa que ambas se movem para o mesmo sentido, e quando esta é negativa, significa que se movem em sentidos contrários. A covariância é dada matematicamente por:

$$covar = \frac{\sum_i^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{n} \quad (21)$$

- A densidade média de potência

A densidade média de potência representa o valor da potência eólica disponível por unidade de área, sendo um valor importante para tomada de decisão quanto ao diâmetro do rotor a ser empregado na região de estudo. A densidade de potência média é calculada pela seguinte expressão:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^3 \quad (22)$$

Onde:

ρ - massa específica do ar (kg/m^3), considerada constante neste caso

Da mesma forma pode-se calcular a energia eólica disponível por unidade de área pela seguinte equação:

$$\frac{\bar{E}}{A} = \left(\frac{1}{2}\right) \rho \sum_{i=1}^N V_i^3 \Delta t = \left(\frac{\bar{P}}{A}\right) (N \Delta t) \quad (23)$$

3.6. Análise estatística de séries temporais

Uma série temporal é um conjunto de observações feitas sequencialmente através do tempo, podendo ser discretas ou contínuas. São classificadas como contínuas quando seus dados são observados continuamente em um intervalo de tempo e, como discretas quando os dados são coletados em intervalos periódicos, normalmente igualmente espaçados.

Conforme a natureza do tipo de variável observada, as séries temporais são classificados da seguinte forma:

- Discreta, quando T é um conjunto finito de pontos $[X(t), t \in T]$, $T=[1,2,3,...]$;
- Contínua, quando T é um intervalo finito, $[X(t), t \in T]$, $T=[t: 0 < t < T]$;
- Multivariada (discreta ou contínua) $[X_1(t), ..., X_k(t), t \in T]$;

- Multidimensional, quando se tem $[X(t), t \in T]$, onde t é um vetor.

Um fator para a análise de séries temporais é o fato de, normalmente, sucessivas observações não serem independentes. Assim, com valores de séries observados no passado, dados futuros podem ser previstos.

Caso a série possa ser prevista exatamente, diz-se que esta é determinística. Entretanto, grande parte das séries pode ser determinada apenas em parte por valores passados, estas são chamadas estocásticas. Desta forma, é possível se determinar novas séries que passam a ser representadas por funções de densidade de probabilidade, condicionadas pelo conhecimento dos valores passados.

Existem dois aspectos fundamentais a serem considerados no estudo de séries temporais, análise e modelagem. A primeira tem como objetivo sumarizar as propriedades características das séries e caracterizá-las quanto ao seu comportamento, identificando um modelo apropriado. Já a modelagem visa tornar a previsão de valores futuros possível, bem como a geração de sequências sintéticas prováveis.

O primeiro passo na análise das séries temporais é plotar os dados em função do tempo. Assim as principais propriedades das séries podem ser obtidas através de medidas descritivas simples. Para tal utiliza-se para descrever o comportamento das séries ferramentas tais como construção de gráficos, histogramas, diagramas de dispersão, obtenção de estatísticas descritivas, verificação de tendências, etc.

Além dos usuais parâmetros estatísticos analisados em séries, como médias, moda, desvio padrão, alguns outros aspectos devem ser considerados. Isto se deve principalmente ao fato de componentes sistemáticos estarem inseridos neste tipo de série, o que pode comprometer a veracidade dos valores encontrados por análises estatísticas.

Portanto, as séries temporais podem ser descritas de acordo com seus principais componentes sistemáticos, os quais podem ser definidos como as principais características presentes nas séries, classificadas como:

variações sazonais, variações cíclicas, tendências e variações irregulares (Pereira, Pais, & Sales, 1986).

3.7. Análise estatística aplicada aos dados de vento

Os cálculos, indicados até o momento, dos parâmetros que caracterizam o potencial eólico de um determinado sítio, foram realizados com base no conhecimento da série de dados coletados de uma determinada estação meteorológica. Quando é necessário fazer uma projeção a partir dos dados medidos em um local para outro local, ou quando somente dados na forma compactada estão disponíveis, torna-se vantajoso utilizar-se de representações analíticas da distribuição de probabilidade da velocidade do vento.

Este tipo de análise recai no uso da função densidade de probabilidade $p(v)$ da velocidade do vento. A função densidade de probabilidade ou probabilidade da velocidade do vento estar entre dois valores V_a e V_b é definida por:

$$p(V_a \leq V \leq V_b) = \sum_{i=a}^b p(V_i) \quad (24)$$

Sendo a área total sobre a curva da função de distribuição de probabilidades é dada por:

$$\sum_{i=0}^{\infty} p(V_i) = 1 \quad (25)$$

As equações apresentadas até aqui podem são utilizadas no caso de registros discretos. No caso de ser ter um grande número de intervalos com largura infinitamente pequena, o histograma se transforma numa curva. Esta curva torna-se a representação gráfica de uma função da variável “V” contínua. Dessa forma as equações acima passam a ser escritas respectivamente da seguinte forma:

$$\int_0^{\infty} p(V) dV = 1 \quad (26)$$

$$p(V_a \leq V \leq V_b) = \int_{v_a}^{v_b} p(V)dV \quad (27)$$

$$F(V_0) = p(V \leq V_0) = \int_0^{v_0} p(V)dV \quad (28)$$

$$1 - F(V_0) = p(V \geq V_0) = 1 - \int_0^{v_0} p(V)dV \quad (29)$$

Se $p(V)$ é conhecida, os seguintes parâmetros podem ser calculados:

Velocidade média:

$$\bar{V} = \int_c^{\infty} V_p(V)dV \quad (30)$$

Desvio padrão:

$$\sigma_V = \sqrt{\int_c^{\infty} (V - \bar{V})^2 p(V)dV} \quad (31)$$

A potência eólica média por unidade de área:

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} V^3 p(V)dV = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 \quad (32)$$

Existem várias distribuições probabilísticas que podem ser utilizadas para representar o comportamento do vento, e cada uma delas, representa um determinado padrão eólico. Ou seja, o comportamento do vento em um determinado local pode ser melhor retratado por uma determinada distribuição probabilística; enquanto que, para um outro local com diferente comportamento eólico, uma segunda distribuição pode fornecer resultados melhores.

Sendo assim, vários modelos probabilísticos são utilizados, sendo que a escolha, depende principalmente, do comportamento do vento observado. As principais distribuições de probabilidade utilizadas pela engenharia eólica são:

- Distribuição normal ou distribuição Gaussiana;
- Distribuição normal bi-variável;

- Distribuição exponencial;
- Distribuição de Rayleigh;
- Distribuição de Weibull.

A busca de uma única distribuição que retratasse de forma satisfatória o maior número de comportamento de ventos, fez com que pesquisadores analisassem de forma aprofundada os diversos métodos probabilísticos. Estes estudos constataram que a distribuição de Weibull consegue retratar bem um grande número de padrões de comportamento dos ventos.

Isto porque a distribuição de Weibull incorpora tanto a distribuição exponencial ($k=1$) quanto a distribuição de Rayleigh ($k=2$), além de fornecer uma boa aproximação da distribuição normal (quando o valor de k é próximo de 3,5). Uma outra grande utilidade da função de Weibull é retratar o comportamento de ventos extremos.

A função densidade de probabilidade de Rayleigh é a mais simplificada e fica definida apenas com o conhecimento da velocidade média. É mais adequada para representação de velocidades moderadas. É definida pela seguinte equação:

$$p(V) = \frac{\pi}{2} \frac{V}{\bar{V}^2} e^{\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2\right]} \quad (33)$$

A figura a seguir ilustra curvas de distribuição de probabilidade de Rayleigh para diferentes velocidades médias.

Figura 8 - Exemplos de curvas de distribuição de Rayleigh

A função densidade de probabilidade de Weibull requer o conhecimento de dois parâmetros: k, fator de forma e c, fator de escala. Estes parâmetros são função da velocidade média e do desvio padrão.

A função densidade de probabilidade de Weibull é definida pela seguinte equação:

$$p(v) = \left[\frac{k}{c} \right] \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (34)$$

A seguir, apresenta-se uma das formas de calcular os parâmetros c e k. Manwell, 2004 descreve com mais detalhes e apresenta outras formas de calcular os parâmetros da função de Weibull. Os parâmetros c e k podem ser calculados analiticamente pelas seguintes equações:

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{v}} \right)^{-1.086} \quad (35)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (36)$$

Ou:

$$\frac{c}{\bar{v}} = \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{\frac{-1}{k}} \quad (37)$$

Onde: $\Gamma(x)$ = função Gama

A figura a seguir apresenta o comportamento da função de distribuição de Weibull para diversos valores de “k” considerando “c” constante e unitário. Analisando as curvas, verifica-se que a medida que o parâmetros de forma “k” aumenta, a distribuição tende a se concentrar, indicando uma grande ocorrência de registros em torno do valor da velocidade média.

Figura 9 - Curvas de Função de distribuição de densidade de Weibull para diferentes valores de k

A figura a seguir mostra a curva de distribuição de Weibull com k constante e igual a “2” para diferentes valores de “ c ”. Lembrando que a função distribuição de Weibull com $k=2$ se transforma na função distribuição de Rayleigh. Verifica-se que a medida que o parâmetro de escala “ c ” aumenta, a distribuição tende a atingir valores cada vez maiores de velocidade de vento, fazendo com que a ocorrência de valores de “ v ” seja cada vez menos concentrada próximo ao valor médio da distribuição.

Figura 10 - Comportamento da função de distribuição de densidade de Weibull para diversos valores de “ c ”.

3.8. Cálculo da geração Eólica

A geração eólica pode ser calculada de diversas formas:

- Com base à uma série de dados medidos
- Com base no histograma de velocidade de vento
- Com base nas técnicas estatísticas

Fazendo o uso dos dados medidos, através de séries históricas de dados de velocidade e direção do vento, humidade, pressão e temperatura

é possível calcular a potência média fazendo o uso da curva de potência do aerogerador que será utilizado.

A equação apresentada é utilizada para calcular a potência elétrica média gerada para uma série com N dados de velocidade média de vento para cada intervalo de tempo Δt .

$$\bar{P}_e = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_e(v_i) \quad (38)$$

Onde: $P_e(v_i)$ é a potência elétrica em função da velocidade do vento extraída da curva de potência da turbina Eólica.

A energia elétrica gerada por uma turbina eólica, pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$E_g = \sum_{i=1}^N P_e(v_i) \Delta t \quad (39)$$

O cálculo da energia gerada através dos dados medidos é simples e eficiente, porém é possível se fazer o uso do histograma de velocidade de vento para cálculo da geração eólica.

A série de velocidades de vento medida pode se compactada usando o método de classes de velocidade, onde os dados são separados em intervalos de ocorrências de velocidade de vento associados a um número de ocorrências ou frequência absoluta. Desta forma, com base nos cálculos demonstrados anteriormente, a potência elétrica gerada por uma turbina eólica pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$\bar{P}_e = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^I P_e(m_j) f_j \quad (40)$$

Onde;

f_j - número de ocorrências de velocidade de vento no intervalo j

m_j - média das velocidades ocorridas no intervalo j

P_e - potência elétrica gerada na ocorrência de velocidade m_j

j - Intervalo, varia de 1 à N , sendo N o número total de ocorrências de velocidade de vento

A energia elétrica gerada por uma turbina eólica pode ser calculada pela seguinte expressão.

$$E_g = \sum_{j=1}^I P_e(m_j) f_j \Delta t \quad (41)$$

Onde: Δt , é o intervalo (normalmente 10 minutos) de amostragem das velocidades de vento.

As formas anteriormente apresentadas para cálculo da geração eólica são eficientes porém a mais utilizada é que utiliza como base técnicas estatísticas.

Para uma dada função de distribuição do regime de vento $p(v)$, e uma curva de potência conhecida de uma turbina eólica, a potência elétrica média gerada pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$\bar{P}_e = \int_0^{\infty} P_e(v) p(v) dv \quad (42)$$

A partir desta equação, é possível utilizar os métodos estatísticos para estimar a energia gerada por uma determinada turbina eólica instalada em um determinado sítio com um mínimo de informação.

Para um perfil de vento representado pela função de Weibull, a potência média gerada pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$\bar{P}_e = \frac{1}{2} \rho A \eta \int_0^{\infty} C_p(\lambda) v^3 \left[\left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \right] dv \quad (43)$$

3.9. Cálculo da energia gerada e fator de capacidade

Uma fazenda eólica ou uma central eólica é constituída por várias turbinas, com o intuito de se instalar uma determinada capacidade de potência.

Conforme (FADIGAS, 2011):

[...]O estudo da distribuição de turbinas no parque é conhecido como “Estudo de Micrositing”. Este estudo tem como objetivo principal identificar os melhores locais para instalação das turbinas dentro do sítio, bem como definir o espaçamento entre as mesmas, de forma a minimizar a interferência da esteira de uma turbina na outra, considerando as diversas direções do vento.

Os fabricantes colocam como aceitável um fator de perdas no parque de aproximadamente 5%. Somada as perdas em função do efeito esteira, há outras perdas no parque que ocorrem nos demais equipamentos usados para conectar as turbinas na rede elétrica coletora. Desta forma, a energia gerada no parque, medida na subestação, não é igual à soma da energia gerada por cada turbina.

Adicionado às perdas no parque, a energia anual total gerada fica diminuída pelo fator de disponibilidade da planta, que está entre 97% e 99%. O período em que a planta está indisponível, refere-se às horas paradas para execução da manutenção preventiva e corretiva.

Desta forma, a energia anual gerada pela planta eólica pode ser calculada pela seguinte equação.

$$E_{g(ano)}(MWh) = \frac{[\sum p(v).P(kW)].8760.FD.(1 - perdas).NT}{1000} \quad (44)$$

Onde:

$p(v)$ – função densidade de probabilidade

$P(v)$ – potência elétrica da turbina na incidência de vento “ v_i ”

FD – fator de disponibilidade da planta

Perdas – perdas total na central

NT – número de turbinas.

De outra forma a energia anual gerada pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$E_{g(ano)}(MWh) = P_n.FC.8760 \quad (45)$$

Onde:

FC – Fator de capacidade da planta

P_n – potência nominal;

O fator de capacidade é um parâmetro que indica o potencial de geração de energia efetiva da planta. É definida pela razão entre a energia efetivamente gerada e a máxima energia que poderia gerar, caso os ventos soprassem no período analisado com valores entre V_n e V-cut-out, ou seja, na faixa em que as turbinas geram energia na sua potência nominal. Assim, FC fica definido por:

$$FC = \frac{E_{g(ano)}}{P_n.8760} = \frac{P_{média}}{P_n} \quad (46)$$

CAPÍTULO 4: Tratamento de Dados de Vento e Proposta de Metodologia

4.1. Introdução

A exploração da geração de energia elétrica, especialmente através de fontes dependentes de condições climáticas favoráveis, não raro expõe seus produtores a riscos que não são auto gerenciáveis. Os mecanismos da política regulatória energética são, por essa razão, desenhados de forma a equilibrar adequadamente a atratividade do investimento e a necessidade de expansão da oferta de energia; justificativa que motivou a criação do Mecanismo de Realocação de Energia para as hidrelétricas, a fim de desonerar seus investidores de riscos decorrentes de regimes climáticos desfavoráveis ou de decisões por estas não gerenciáveis, inerentes à segurança operativa do sistema.

De forma paralela, a produção de energia eólica também se sujeita a outros fatores não gerenciáveis pelos seus respectivos produtores, conforme será demonstrado ao longo do presente trabalho. Assim, considerando a sua dependência do regime sazonal e estocástico dos ventos, a lógica do MRE se mostra igualmente adequada como incentivo da exploração da geração eólica. Em conjunto com os demais incentivos regulatórios, o compartilhamento de riscos de alocação de energia tornaria a produção eólica mais competitiva, garantindo maior segurança de investimento.

Não obstante, a recente expansão da fonte eólica no Brasil não tem contribuído como poderia para a análise de longo prazo do comportamento do vento nas principais regiões produtoras desta energia, uma vez que a EPE exige dos empreendedores apenas 3 (três) anos de medição para cadastramento dos projetos.

Diante do avanço da energia eólica e a necessidade de fontes de dados eólicos confiáveis, este trabalho propõe reconstruir séries históricas de vento como o suporte de modelos de mesoescala. Baseado em dados de vento, de uma mesma região, provenientes de duas fontes distintas são geradas séries de energia eólica para o período de 1948 a 2010.

As séries de geração possibilitarão a análise detalhada do comportamento sazonal da energia eólica ao longo do tempo e o cálculo da complementariedade energética existente entre a geração eólica e hidroelétrica.

4.2. Considerações Gerais

Tendo o objetivo de desenvolver metodologia para reconstituição de séries históricas de vento para utilização em estudos energéticos, análise da complementariedade entre a geração sazonal de usinas eólicas de várias regiões e a hidrologia Brasileira, foram utilizados dados de vento proveniente de modelos de mesoescala e de vazões afluentes provenientes do ONS.

Para prosseguir o objetivo deste trabalho foram reconstruídas séries de geração eólica dos parques distribuídos pelas regiões de maior potencial eólico no País. Por meio do histórico de geração, de 1948 a 2011, foi identificado o perfil de geração de cada região.

Para conduzir a execução e análise de estudos, foram montados dois cenários para análise de complementariedade energética entre fontes e que permitiram calcular os coeficientes de correlações entre cenários. Os cenários aqui abordados serão formados da seguinte forma:

- (i) Complementariedade unicamente por Plantas de Geração Eólica;
- (ii) Complementariedade entre Hidroelétricas e Plantas Eólicas.

4.3. Turbina Utilizada para os Cálculos

Para o cálculo da geração de energia elétrica proveniente das regiões com potencial eólico foram utilizados um aerogerador para cada classe de vento, conforme IEC 61400.

- V90 2.0 MW – Classe I
- V100 2.0 MW – Classe II
- V110 2.0MW – Classe III

Todos os geradores são da mesma plataforma, plataforma 2MW, havendo apenas diferenças quanto à classe de vento das turbinas.

4.3.1. V90 2.0 MW

O aerogerador Vestas V90 2.0MW certificados conforme IEC 61400 para classe I, tendo as seguintes características técnicas:

Turbina	
Potência Nominal [MW]	2,00
Cut-in [m/s]	4,00
Velocidade Nominal [m/s]	12,00
Cut-out [m/s]	25,00
Frequência [Hz]	60,00

Pás	
Comprimento [m]	44,00

Torre	
Altura [m]	125

Tabela 5 – V90 2.0MW Características

O aerogerador possui um gerador de indução duplamente alimentado com potência nominal de 2.000 kW, sendo a curva de potência apresentada a seguir:

Figura 11- Curva de Potência V90 2.0MW

4.3.2. V100 2.0 MW

O aerogerador Vestas V100 2.0MW certificados conforme IEC 61400 para classe II, tendo as seguintes características técnicas:

Turbina	
Potência Nominal [MW]	2,00
Cut-in [m/s]	3,00
Velocidade Nominal [m/s]	12,00
Cut-out [m/s]	20,00
Frequência [Hz]	60,00

Pás	
Comprimento [m]	49,00

Torre	
Altura [m]	125,00

Tabela 6 – V100 2.0MW Características

O aerogerador possui um gerador de indução duplamente alimentado com potência nominal de 2.000 kW, sendo a curva de potência apresentada a seguir:

Figura 12- Curva de Potência V100 2.0MW

4.3.3. V110 2.0 MW

O aerogerador Vestas V110 2.0MW certificados conforme IEC 61400 para classe III, tendo as seguintes características técnicas:

Turbina	
Potência Nominal [MW]	2,00
Cut-in [m/s]	4,00
Velocidade Nominal [m/s]	11,50
Cut-out [m/s]	25,00
Frequencia [Hz]	60,00

Pás	
Comprimento [m]	54,00

Torre	
Altura [m]	125,00

Tabela 7 – V110 2.0MW Características

O aerogerador possui um gerador de indução duplamente alimentado com potência nominal de 2.000 kW, sendo a curva de potência apresentada a seguir:

Figura 13- Curva de Potência V110 2.0MW

4.4. Escolha das Regiões de Estudo

Para a escolha das regiões estudadas foi realizado um levantamento dos empreendimentos eólicos vencedores dos leilões de energia de reserva (LER), leilões de energia nova (LEN), leilões de fontes alternativas (LFA), PROINFA e parques eólicos cuja a energia é comercializada no ACL, o resultado pode ser analisado conforme tabela a seguir:

Estado	Potência [MW]	GF [Mwmed]
RN	2.752,05	1.416,10
CE	1.806,93	727,69
BA	1.602,27	869,62
RS	1.405,80	603,83
MA	259,20	148,80
PE	102,75	42,47
PI	93,60	46,71
PB	66,00	19,52
SE	34,50	10,01
RJ	28,05	7,29

Tabela 8 - Potência eólica por Estado

Além dos parques eólicos vencedores dos leilões de energia foi realizado um mapeamento dos projetos eólicos cadastrados nos últimos leilões, conforme mapeamento a seguir no qual os pontos amarelos representam a localização dos parques:

Tabela 9 - Distribuição dos Parques Eólicos no Brasil

Após o levantamento das regiões com maior concentração de parques eólicos, os estudos do perfil de vento foram direcionados aos

quatro principais estados do nordeste e a região com maior potência a ser instalada no sul do País, ou seja, os seguintes estados foram estudados: Rio Grande do Norte, Bahia, Ceará e Rio Grande do Sul.

O estado de São Paulo, embora não tendo um grande potencial eólico, foi selecionado devido a demanda por projetos neste estado. A obrigatoriedade das concessionárias AES Tiete e Duke Energy Brasil de aumento da potência instalada no Estado pode ser um fator catalizador de projetos na região.

Sendo as seguintes regiões estudadas:

SÉRIES DE DADOS			
Site	Estado	Coordenadas	Nome
1	CE	-3.42295, -39.042664	Paracuru, Ceará, Brazil
2	CE	-3.351663, -39.833679	Amontada, Ceará, Brazil
3	CE	-4.487611, -37.734432	Aracati, Ceará, Brazil
4	RN	-5.435554, -35.955505	João Camara, Rio Grande do Norte, Brazil
5	RN	-5.088892, -36.549969	Macau, Rio Grande do Norte, Brazil
6	BA	-9.48699, -40.880127	Pedra do Reino, Bahia, Brazil
7	BA	-11.536543, -41.157532	Morro do Chapéu, Bahia, Brazil
8	BA	-13.986377, -42.639999	Caetité, Bahia, Brazil
9	RN	-6.029945, -36.497955	Currais Novos, Rio Grande do Norte, Brazil
10	RS	-30.008463, -50.149498	Tramandaí, Rio Grande do Sul, Brazil
11	RS	-32.249974, -52.24411	Estrada Senandes, Rio Grande do Sul, Brazil
12	RS	-30.86451, -55.725403	Coxilha Negra, Rio Grande do Sul, Brazil
13	SP	-23.230891, -49.612756	Chavantes, São Paulo, Brazil
14	SP	-22.345188, -52.805985	Porto Primavera, São Paulo, Brazil

Tabela 10 - Regiões de Estudo

4.5. Fonte de Dados Eólicos

É possível afirmar que o fator mais relevante para o sucesso deste trabalho é a qualidade dos dados de vento utilizados no desenvolvimento. Conhecendo a periodicidade de eventos climatológicos como El Niño e La Niña, eventos que normalmente apresentam ciclos de cinco ou seis anos, com ocorrência de eventos extremos em média a cada onze anos. Fez-se necessário para a utilização de um histórico de pelo menos algumas décadas para que as principais características da dinâmica dos ventos fossem identificadas.

Para o desenvolvimento do estudo foram utilizados dados provenientes de três fontes:

- Dados de vento de 1948 a 2010 provenientes do Modelo Numérico do NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) e National Center for Environmental Prediction (NCEP), disponibilizados gratuitamente;
- Dados de vento de 2000 a 2010 doados pela Vistas do Brasil, provenientes de modelo de Mesoescala. Este modelo utiliza como base os dados anteriormente mencionados, realizando um refinamento por meio da inclusão de variáveis inerentes ao ponto selecionado.
- Dados de 1983 a 2014 adquiridos do VORTEX, provenientes do modelo de Mesoescala do mesmo.

4.5.1. Dados históricos NOAA

O banco de informações climatológicas do NOAA representa o planeta, assim como o modelo de Mesoescala da Vistas, através de um conjunto de “quadrículas” cujos lados variam de acordo com a informação desejada, sendo de 2,5° por 2,5° para dados de vento. Neste trabalho foram utilizadas as informações associadas às velocidades dos ventos (módulos e ângulos) em todo o Brasil considerando em quadrículas de 2,5°. A Figura 14 - Pontos NOAA – NE e a Figura 15 - Pontos NOAA - SUL indicam as regiões em estudo (Nordeste e Sul) adotadas no banco de dados PSD/NOAA para os locais associados às novas usinas já contratadas.

Figura 14 - Pontos NOAA – NE

Figura 15 - Pontos NOAA - SUL

Finalmente, é necessário observar que foram utilizados dados médios, que podem não representar fielmente algumas peculiaridades locais. No entanto, em nossa experiência, as séries do PSD/NOAA aproximam-se bastante bem das séries medidas - testes com alguns projetos mostraram uma boa aderência. Podem, portanto, ser utilizados de forma confiável para análises de planejamento e comercialização, que não requerem um detalhamento operativo mais profundo. Séries mais refinadas, específicas para cada site, podem ser calculadas, conjugando-se as informações de longo prazo do PSD/NOAA às medições disponíveis a cada empreendimento.

4.5.2. Modelo de Mesoescala Vestas

O modelo meteorológico de mesoescala calcula séries de dados temporais para o melhor entendimento do comportamento do clima em um longo período de tempo, para uma localização específica. As séries de dados do modelo são compostas por valores de velocidade de vento horários, direção do vento, temperatura e densidade do ar. As séries de dados são utilizadas em combinação com séries de dados observados no local para melhor entendimento da variabilidade dos recursos eólicos.

O modelo de Mesoescala utilizado pela Vestas é baseado no “Weather Research and Forecasting model 3.3” (WRF3.3) [Skamarock, 2008], o qual é um modelo meteorológico de Mesoescala utilizado para produzir um conjunto de dados climatológicos e de vento de longo prazo. Este é executado sobre o local específico da planta de geração eólica a partir de 01 de janeiro de 2000 até a data requisitada.

O modelo WRF utiliza um layout de grades, no qual a grade mais grosseira, que possui uma resolução de 27 km, é utilizada para captar os efeitos dos eventos climáticos sinóticos nos ventos. A grade interna possui uma resolução de 9 km e é utilizada para capturar os movimentos enérgicos de mesoescala. Para locais com terreno de alta complexidade pode ser utilizada a grade de alta definição, podendo alcançar de 3km a 1km. Esta também pode ser utilizada para simular o efeito climatológico no terreno e as circulações atmosféricas locais.

O modelo WRF é inicializado a cada 48 horas, utilizando dados do Sistema de Previsão Global (GFS) e as análises das condições limites são atualizadas a cada 6 horas. Desde janeiro de 2000, o National Center for Environmental Prediction (NCEP) tem mantido as bases de dados da EFP, as quais fornecem um conjunto de dados de análise em grade, assimilando as observações de satélite, dados aéreos e instrumentos terrestres na grade horizontal de 1° por 1° em intervalos de 6 horas.

O modelo WRF é executado com 62 níveis verticais em uma grade esticada na vertical, adequada para avaliação de recursos eólicos. Para assegurar que os ventos da camada limite são efetivamente modelados, 17 destes níveis verticais estão localizados dentro de uma altura menor que 1 km acima da superfície terrestre.

Normalmente, o ponto da grade geograficamente mais próximo da planta eólica é utilizado para criar a série temporal de longo prazo, porém às vezes a escolha é feita manualmente utilizando o ponto de grade que melhor represente topograficamente aumentando assim a correlação entre os dados de medição de mesoescala e os dados medidos no local.

4.5.3. Dados do VORTEX

O VORTEX é um modelo atmosférico de Mesoescala on-line que fornece velocidades de vento estimadas para locais onde não existem medições de longo período.

O sistema da VORTEX processa exclusivamente WRF (Weather Research & Forecasting Model) para Micro e Macro Escala. WRF é uma próxima geração numérica para previsão do tempo projetado para atender

tanto a previsão operacional, quanto as necessidades de pesquisa atmosférica. O modelo apresenta vários núcleos dinâmicos, um sistema de assimilação de dados 3-dimensional variacional (3DVAR) e um software que permite paralelismo computacional e a extensibilidade do sistema.

WRF é apropriado para um amplo espectro de aplicações através de escalas que variam de metros a milhares de quilômetros. A implementação do WRF Vortex cobre todo um espectro espacial com simulações que variam desde centenas de quilômetros a centenas de metros.

A implementação do modelo de WRF faz o uso de uma ampla variedade de bases de dados globais geofísicas e meteorológicas. Dados de topografia são fornecidos pelo Shuttle Radar Topography Mission (SRTM), o qual obtém a elevação em escala próxima à global para gerar o banco de dados de topografia, de alta resolução, mais preciso da Terra. SRTM é um sistema de radar especialmente modificado que voou a bordo do ônibus espacial Endeavour durante uma missão de 11 dias, em fevereiro de 2000. SRTM é um projeto internacional liderado pela Agência Nacional de Inteligência Geoespacial (NGA) e do National Aeronautics and Space Administration Nacional (NASA).

Dados de cobertura do solo são providos pela ESA GlobCover Land Cover1, obtidos através da classificação automática e regionalmente afinada de uma série temporal de mosaicos MERIS FR. Suas escalas globais de cobertura do solo são definidas com a Land Cover Classification System ONU (LCCS). Toda a Terra se encontra abrangida pelos 2.592 azulejos (72 peças horizontais x 36 peças verticais). Somente azulejos, incluindo cobertura do solo são processados, o que reduz o número de peças disponíveis. Os produtos V2.2 GLOBCOVER Terra Capa globais e regionais são entregues em formato GeoTIFF e armazenados em um zip arquivados enriquecido com arquivos adicionais.

Dados meteorológicos de macroescala são provenientes da nova versão da mais nova versão no modelo de reanálise do NCEP: Sistema de Previsão Climática Reanalysis (CFSR), que foi constituída pelo período de 31 anos de 1979-2009, em janeiro de 2010. A CFSR foi projetada e

executada como um sistema global, de alta resolução, acoplando o oceano, atmosfera e terra para fornecer a melhor estimativa das variáveis climatológicas ao longo deste período.

4.6. Metodologia para reconstrução de séries históricas

Como o objetivo de reconstruir séries de ENAe (Energia Natural Afluente Eólica) e geração eólica de 1948 a 2010 para as regiões de estudo foi desenvolvida uma metodologia de reconstrução de séries históricas de geração eólica. Para tanto foram utilizadas séries de dados de vento, de uma mesma região, de diferentes fontes: NOAA e VORTEX.

As séries de dados fornecidas pela VESTAS foram utilizadas apenas para validação das séries reconstruídas.

A metodologia aplicada é dividida nas seguintes etapas descritas a seguir:

I. Seleção e validação de séries:

Para uma dada região de estudo, quadricula (q), são selecionadas duas séries de dados de vento de diferentes fontes:

- Série NOAA:
 - Período: 1948 a 2010;
 - Variável: Velocidade média diária;
 - Altura: Nível de superfície, 10m;
- Série VORTEX:
 - Período: 1982 a 2014;
 - Variável: Velocidade média horária;
 - Altura: de 50 a 150m.

Antes de qualquer tratamento das séries são realizados os testes de qualidade de séries para validação dos dados. São verificados se existem pontos faltantes ou inconsistências.

Dada as duas séries foi realizado um teste de aderência através do cálculo do coeficiente de correlação entre as séries e análise gráfica. Para o

cálculo da correlação entre as séries foi utilizado o período comum de 1982 a 2010 com valores de velocidade média diária.

Esta etapa tem como objetivo verificar a compatibilidade das séries, identificando possíveis erros e desvios nas séries de dados empregadas no modelo. Foi adotado como aceitável as séries que apresentaram um coeficiente de correlação superior a 0,8. O diagrama a seguir apresenta o fluxograma da etapa I:

Figura 16- Metodologia Etapa I

Os gráficos a seguir apresentam o resultado da validação gráfica entre algumas séries de dados.

Gráfico 6 - Comparação Gráfica

Gráfico 7- Comparação Gráfica

II. Extrapolação vertical;

Todas as séries de dados do modelo de mesoescala do NOAA (Reanalysis I), apresentam valores de velocidade média de vento para o nível de superfície, 10 m de altura. Para a utilização dos dados de velocidade de vento é necessária a extrapolação vertical para a altura do rotor do aerogerador a ser utilizado, neste trabalho foi adotado com altura padrão 120m.

De posse da série horária de velocidade média de vento do VORTEX, para diferentes altura, de 50 a 150m, é calculada pelo método dos mínimos quadrados a equação, função logarítmica, da reta da velocidade de vento pela altura $v_q(h)$.

Após a determinação da curva logarítmica de extrapolação vertical para dada região é calculado o *fator de extrapolação vertical* α_q que é utilizado para extrapolar a série de médias diárias dos dados de vento do NOAA do nível de superfície, 10m, para a altura do rotor, 120m. Desta forma é obtido como resultado uma série de velocidades médias diárias a uma altura de 120m.

$$\alpha_q = \frac{v_q(120) - (v_q(10) - \overline{v_{NOAA}})}{\overline{v_{NOAA}}} \quad (47)$$

O fluxograma apresentado a seguir elucida o tratamento de dados da etapa número II:

Figura 17 - Metodologia Etapa II

III. Distribuição de Weibull:

O objetivo desta metodologia é criar uma série de geração eólica, com valores diários, para o período de 1948 a 2010. Porém como as séries de dados do NOAA possuem apenas valores médios diários de velocidade, não existem os dados necessários para realizar a construção da distribuição de Weibull diária e posterior cálculo da geração para este período.

A simples multiplicação da velocidade média diária pela curva de potência acrescentaria um grau de incerteza muito grande nas séries de geração, considerando a não linearidade da curva de potência dos aerogeradores. Este que motivou o desenvolvimento da metodologia para reconstrução da série de geração eólica, conforme discussão em curso.

Para cada período de estudo foi calculada a distribuição Weibull de probabilidade para as séries do NOAA e VORTEX.

Com o objetivo de entender o comportamento estatístico de cada mês (janeiro a dezembro) foram calculadas a distribuição de Weibull para cada mês $p_m(v)$, utilizando dados do VORTEX, velocidades médias horárias V_m e desvio padrão σ_m , com base nos 30 meses do histórico.

$$k_m = \left(\frac{\sigma_m}{V_m} \right)^{-1,086} \quad (48)$$

$$\frac{c_m}{V_m} = \left(0,568 + \frac{0,433}{k_m} \right)^{-\frac{1}{k_m}} \quad (49)$$

$$p_m(v) = \left[\frac{k_m}{c_m} \right] \cdot \left(\frac{v}{c_m} \right)^{k_m-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c_m} \right)^{k_m}} \quad (50)$$

Onde: m é o mês de referência de janeiro a dezembro.

Como resultado foram obtidas 12 curvas de Weibull características, para cada site, calculadas uma para cada mês, onde cada curva foi calculada utilizando 21600 valores (30 anos, 30 dias e 24 horas). A distribuição de Weibull como visto anteriormente depende de duas variáveis principais: a velocidade média (V_m) e o desvio padrão da média (σ_m).

Para a reconstrução da distribuição de Weibull diária para a série do NOAA, foi utilizada a média diária de velocidade da série $V_{d,m}$ e o desvio padrão da distribuição de Weibull do referido mês calculada através da série do VORTEX σ_m . Desta forma, para o cálculo da Weibull diária foram utilizados a velocidade média diária do NOAA e o desvio padrão médio do mês calculado pela série do VORTEX.

Após esta etapa foi construída uma série de dados de 1948 a 2010 contendo os valores de fator de forma e de escala para cada dia do histórico.

$$k_{d,m,a} = \left(\frac{\sigma_m}{V_{d,m,a}} \right)^{-1,086} \quad (51)$$

$$\frac{c_{d,m,a}}{V_{d,m,a}} = \left(0,568 + \frac{0,433}{k_{d,m,a}} \right)^{-\frac{1}{k_{d,m,a}}} \quad (52)$$

Onde: “ d ” é o dia, “ m ” o mês e “ a ” o ano.

O Fluxograma a seguir apresenta as etapas do cálculo da distribuição de Weibull para cada dia histórico:

Figura 18 - Metodologia Etapa III

IV. Cálculo de séries de geração:

Com a série de parâmetros diários de Weibull de 1948 a 2010 e com a curva de potência da turbina $PT(v)$ ótima para cada site, foi realizado o cálculo da geração eólica diária. A geração foi calculada considerando um parque eólico ideal composto por um aerogerador de 2.0 MW instalado. Para cada série foi selecionado o aerogerador compatível com a classe de vento da região.

$$p_{d,m,a}(v) = \left[\frac{k_{d,m,a}}{c_{d,m,a}} \right] \cdot \left(\frac{v}{c_{d,m,a}} \right)^{k_{d,m,a}-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c_{d,m,a}} \right)^{k_{d,m,a}}} \quad (53)$$

$$Eg_{d,m,a} = \sum_0^{25} p_{d,m,a}(v) \cdot PT(v) \quad [MWmed] \quad (54)$$

Como o objetivo deste trabalho é construir séries de geração eólica de longo período que permitam estudos energéticos de complementariedade entre fontes de geração de energia elétrica, foram desconsideradas as perdas das diversas formas (elétricas, efeito esteira, etc.).

Após a construção da série com valores diários de geração de energia eólica, foi realizado a transformação dos valores de MWh em MW

médio e posteriormente em p.u. (por unidade) adotando como base a média de geração do histórico, média de longo termo.

O fluxograma a seguir apresenta as etapas para construção das séries de geração eólica.

Figura 19 - Metodologia Etapa IV

4.7. Resultados Ceará

4.7.1. Paracuru

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Paracuru, Litoral norte do Ceará;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -3.422882 -39.04266;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km ;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Paracuru, localizada ao norte de Fortaleza no estado do Ceará possui uma grande concentração de projetos e parques eólicos localizadas principalmente nas proximidades da região costeira. Na figura a

seguir é possível identificar a grande densidade de projetos e parques eólicos existentes na região:

Figura 20 – Paracuru-CE

Tabela a seguir que resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes dados foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	6,21	1,72	0,28	11,70	4,03	6,84
60	6,49	1,77	0,27	12,20	4,10	7,14
70	6,74	1,81	0,27	12,70	4,17	7,42
80	7,00	1,81	0,26	13,10	4,34	7,69
90	7,18	1,90	0,26	13,40	4,25	7,89
100	7,36	1,93	0,26	13,80	4,27	8,08
110	7,53	1,97	0,26	14,10	4,29	8,27
120	7,66	2,00	0,26	14,30	4,30	8,41
130	7,79	2,03	0,26	14,50	4,30	8,55
140	7,91	2,06	0,26	14,70	4,31	8,69
150	8,02	2,09	0,26	14,80	4,31	8,80

Tabela 11 - Resumo dados de Vento Paracuru-CE

Destaca-se, na altura de 120m de altura, a ocorrência de ventos de classe II, com fator de escala 8,41 e fator de forma 4,3, fatores que demonstram a permanência do vento em velocidades altas, sendo que em 96% do tempo a velocidade permanece maior que a velocidade de “cut-in” do aerogerador (3,5 m/s).

Por estar localizado na região costeira, muito próxima ao mar, o regime de ventos é influenciado pela brisa marinha, sendo os ventos com maior velocidade do início da manhã ao fim da tarde. A direção do vento permanece praticamente constante ao longo de todo o período do ano.

Nas próximas figuras são apresentadas as rosas dos ventos para o período de estudo e a distribuição do vento nos meses de maior e menor intensidade de vento, respectivamente.

Figura 21 - Rosa dos Ventos Paracuru-CE (Histórico, Janeiro e Outubro)

No gráfico a seguir é possível observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores; também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica.

Figura 22 - Direção do Vento Paracuru

A região é marcada pela predominância de ventos do oceano para o continente, leste para oeste (90°), durante todo o período do ano, havendo uma leve variação para a direção leste-sudeste ($112,5^\circ$).

A região de Paracuru apresenta ventos de alta velocidade que variaram de intensidade durante o período de estudo conforme o gráfico a apresentado a seguir:

Figura 23 - Paracuru Velocidade de Vento

Através da análise gráfica é possível identificar o comportamento cíclico da intensidade de velocidade de vento, sendo no período de Junho a Dezembro a predominância de ventos de maior intensidade. Também foi possível identificar a ocorrência de variações interanuais de vento, havendo no período anos de baixa intensidade de vento e anos de alta intensidade.

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. Por meio da curva identifica-se a predominância de ventos entre 5 m/s e 10 m/s, o que enfatiza qualidade do recurso eólico da região. A figura a seguir apresenta os a distribuição de Weibull da região de Paracuru-CE:

Figura 24 - Weibull Paracuru-CE

O perfil vertical do vento, mostra a relação entre a velocidade do vento e a altura de medição. Este é, sem dúvida, um dos parâmetros mais importantes para tomada de decisão quanto à altura do rotor dos

aerogeradores, além de um indicador dos esforços aerodinâmicos exercidos pelo vento ao longo das pás.

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas, sendo que a equação da curva apresentada representa o perfil vertical do vento.

Figura 25 - Perfil Vertical de Vento Paracuru-CE

Após o tratamento dos dados de vento da região de Paracuru-CE foi possível identificar de acordo com as normas técnicas da IEC a turbina ideal para o site. Uma vez que a região possui um vento de Classe II, foi utilizado para cálculos da geração de uma turbina instalada na região o aerogerador V110 2.0MW da Vestas Wind Energy.

Por meio do cruzamento da curva de potência do aerogerador com a série de ventos discriminada em intervalos horários, foi construída uma série de dados de geração eólica para os 30 (trinta) últimos anos do histórico.

Para facilitar simulação, a curva de geração foi transformada em p.u. (por unidade), sendo o valor base a garantia física calculada pela geração garantida em 50% do período (p[50]). Desta forma, foi construída a curva interanual de distribuição da geração eólica na região de Paracuru-CE, apresentada a seguir:

Gráfico 8 - Curva de Geração Paracuru-CE

Conforme concluído anteriormente através da análise da variação da velocidade de vento ao longo do período de estudo, existem variações de velocidade de vento que afetam a geração eólica, sendo a ocorrência de períodos de baixa geração eólica e períodos de alta intensidade de ventos.

É facilmente identificado através de uma análise gráfica a diferença na geração eólica no período de 1989 a 1994, período de alta intensidade de ventos, comparado com o período de 1983 à 1986.

Para a melhor compreensão do perfil anual da geração eólica em Paracuru, foram plotadas três curvas para representação da região. A primeira curva representa o comportamento da geração mensal comparada com a média do histórico para o ano de menor intensidade do histórico, 1985.

A segunda curva apresenta o perfil médio considerando todo o histórico, já a terceira curva representa o ano de maior intensidade de ventos, 2004.

Por meio deste gráfico, pode-se concluir que a geração eólica no litoral norte do Ceará, região de Paracuru, apresenta um perfil anual cíclico, sendo a geração de energia elétrica a partir dos ventos é mais intensa no período de Junho a Dezembro e mais branda no período de Janeiro a Maio. Os meses de Abril apresenta a menor intensidade de ventos e os meses de outubro possuem a maior geração eólica, conforme observado no gráfico a seguir:

Gráfico 9 -Variação Média da Geração Paracuru-CE

Considerando os meses de Abril de 1985 e outubro de 2004 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 10 - Geração Eólica Abril de 1985 Paracuru-CE

Gráfico 11 - Geração Eólica Outubro de 2004 Paracuru-CE

4.7.2. Amontada

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Amontada, Norte do Ceará;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -3.351663, -39.833679;

- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km ;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Amontada, localizada ao norte de Fortaleza no estado do Ceará possui uma grande concentração de projetos e parques eólicos localizadas principalmente nas proximidades da costa oceânica. Na figura a seguir é possível identificar a grande densidade de projetos e parques eólicos existentes na região:

Figura 26 - Amontada CE

A Tabela a seguir resume as seguintes características da região: velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Dados calculados com base no histórico de dados de vento dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	6,64	1,98	0,30	12,90	3,72	7,35
60	6,80	2,02	0,30	13,20	3,73	7,53
70	6,94	2,06	0,30	13,50	3,74	7,68
80	7,08	2,06	0,29	13,80	3,82	7,82
90	7,17	2,13	0,30	14,00	3,74	7,94
100	7,26	2,15	0,30	14,20	3,75	8,04
110	7,36	2,18	0,30	14,40	3,75	8,14
120	7,43	2,19	0,30	14,50	3,76	8,22
130	7,50	2,21	0,29	14,70	3,77	8,30
140	7,57	2,22	0,29	14,80	3,78	8,37
150	7,63	2,24	0,29	14,90	3,79	8,44

Tabela 12 - Resumo Dados de Vento Amontada CE

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe III, sendo o Fator de forma 3,76 e fator de escala de 8,22. As

velocidades permanecem maiores que a velocidade de “cut-in” do aerogerador em 94% do tempo, o que mostra que a região possui um potencial eólico muito interessante para geração de energia.

Figura 27 - Rosa dos Ventos Amontada CE (Janeiro, Junho e Histórico)

A região de Amontada, por estar localizada na região Nordeste do Brasil, no litoral do estado do Ceará, possui um regime de vento característico influenciado pela brisa marinha, sendo os ventos com velocidades maiores no início da manhã e final da tarde.

As variações de direção ocorrem com baixa intensidade havendo uma predominância de ventos no sentido leste (90°), variando ao longo do ano de Leste-Nordeste ($77,5^\circ$) para Leste-Sudeste ($112,5^\circ$).

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste, destaca-se que existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores, também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica havendo um comportamento periódico e interanual.

Gráfico 12 - Direção do Vento Amontada CE

A região de Amontada no Ceará apresenta ventos de intensidade média, havendo uma variação grande e cíclica entre os anos. Através do gráfico é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico.

Gráfico 13 - Velocidade do Vento Amontada CE

Graficamente é possível identificar a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

A distribuição de Weibull nos permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. Por meio da curva identificamos a predominância de ventos entre 5 m/s e 10 m/s, o que afirma a qualidade do recurso eólico da região. A figura a seguir apresenta a distribuição de Weibull da região de Amontada-CE:

Gráfico 14 - Weibull Amontada CE

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas, sendo que a equação da curva apresentada representa o perfil vertical do vento.

Gráfico 15 - Perfil Vertical de Vento Amontada CE

Após o tratamento dos dados de vento da região de Amotada-CE foi possível identificar, de acordo com as normas técnicas da IEC, a turbina ideal para o site. Concluindo que a região possui um vento de Clase II, foi utilizado para cálculos da geração de uma turbina instalada na região o aerogerador V100 2.0MW da Vestas Wind Energy.

Por meio do cruzamento da curva de potência do aerogerador com a série de ventos discriminada em intervalos horários, foi construída uma série dos dados de geração eólica para os 30 (trinta) últimos anos do histórico.

Para facilitar simulação a curva de geração foi transformada em p.u. (por unidade), sendo o valor base a garantia física calculada pela geração garantida em 50% do período (p[50]). Desta forma foi construída a curva interanual de distribuição da geração eólica na região de Amontada-CE, apresentada a seguir:

Gráfico 16 - Variação Interanual da Geração Amontada CE

Conforme apresentado anteriormente através da análise da variação da velocidade de vento ao longo do período de estudo, existem variações

de velocidade de vento que afetam a geração eólica, verificando-se a ocorrência de períodos de baixa geração eólica e períodos de alta intensidade de ventos.

É facilmente identificado, através de uma análise gráfica, a diferença na geração eólica no período de 1989 a 1994, período de alta intensidade de ventos, comparado com o período de 1983 à 1986.

Através da curva de geração foi construído gráfico do comportamento médio, mínimo e máximo da geração de energia eólica na região. Por meio deste foi identificado que a geração na região de Amontada, apresenta um perfil anual cíclico, sendo a geração de energia elétrica a partir dos ventos mais intensa no período de Julho a Dezembro e mais branda no período de Janeiro a Junho.

O mês de Abril é caracterizado com o mês com menor intensidade de ventos e o mês de setembro como o de maior geração eólica, conforme observado no gráfico a seguir:

Gráfico 17 - Comportamento da Geração Amontada CE

Considerando os meses de Abril de 1985 e outubro de 2004 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 18 - Geração Eólica Abril de 1985 Amontada CE

Gráfico 19 - Geração Eólica Outubro de 2012 Amontada CE

4.7.3. Aracati

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Aracati, Litoral Sul do Ceará;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -4.487611, -37.734432;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km ;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Aracati, localizada ao sul de Fortaleza no Ceará possui uma grande concentração de projetos e parques eólicos localizadas nas proximidades da costa oceânica. Na figura a seguir é possível identificar a grande densidade de projetos e parques eólicos existentes na região.

Figura 28 – Aracati-CE

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes dados foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	7,16	2,12	0,30	14,20	3,75	7,93
60	7,36	2,09	0,28	14,50	3,91	8,12
70	7,55	2,07	0,27	14,70	4,08	8,31
80	7,74	2,07	0,27	15,00	4,19	8,51
90	7,89	2,03	0,26	15,10	4,36	8,66
100	8,04	2,03	0,25	15,30	4,46	8,81
110	8,19	2,03	0,25	15,50	4,55	8,97
120	8,30	2,04	0,25	15,70	4,60	9,08
130	8,40	2,05	0,24	15,80	4,63	9,19
140	8,50	2,06	0,24	16,00	4,66	9,29
150	8,59	2,08	0,24	16,10	4,67	9,39

Tabela 13 - Resumo Dados de Vento Aracati-CE

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe II, sendo o Fator de forma 4,63 e fator de escala de 9,19. Esta região possui ventos de alta intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “Cut-in” em 98% do tempo.

Figura 29 - Rosa dos Ventos Aracati-CE (Janeiro, Junho e Histórico)

Assim como as regiões de Amontada e Paracuru, por estar localizada na região Nordeste do Brasil, no litoral de estado do Ceará, Aracati possui um regime de vento característico influenciado pela brisa marinha, sendo os ventos com velocidades maiores no início da manhã e final da tarde. As variações de direção ocorrem com baixa intensidade, havendo uma predominância de ventos no sentido leste (90°), variando ao longo do ano de Leste-Nordeste ($77,5^\circ$) para Leste-Sudeste ($112,5^\circ$).

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores, também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica, havendo um comportamento periódico e interanual.

Gráfico 20 - Direção do Vento Aracati-CE

A região de Aracati no Ceará apresenta ventos que variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 21 - Velocidade do Vento Aracati-CE

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 12 m/s e a concentração de ventos na velocidade de 8m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 22 - Weibull Aracati-CE

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada, representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 23 - Perfil Vertical de Vento Aracati-CE

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 24 - Variação Anual de Geração Aracati-CE

Conforme concluído anteriormente, através da análise das variações da velocidade de vento, existem anos de bons ventos, como o período de 1989 a 1994, período de alta intensidade de ventos, e também anos de ventos de baixa intensidade, como o período de 1983 à 1986.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região de Aracati. É possível identificar o mês de Abril como o de menor geração e o mês de outubro como o de maior intensidade de vento.

Os meses de Janeiro à Julho são caracterizados pela baixa intensidade de ventos; já no período de Agosto a Dezembro a geração eólica atinge maiores valores.

Gráfico 25 - Variação da Geração Aracati-CE

Considerando os meses de Abril de 1985 e outubro de 1998 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 26 - Geração Abril de 1985 Aracati-CE

Gráfico 27 - Geração Outubro de 1998 Aracati-CE

4.7.4. Resumo Ceará

O estado do Ceará possui uma área de 147.348 km², sendo seu perímetro litorâneo com o Oceano Atlântico de 640 km. Sua localização em meio à circulação atmosférica sub-equatorial dos ventos alísios, este intensificados pelas brisas marinhas juntamente com as movimentações da Zona de Convergência Intertropical, introduz uma sazonalidade característica nos regimes de vento e tornam o estado atraente para a exploração da energia eólica.

Para o estudo aprofundado das características de vento do estado do Ceará foram selecionados três pontos nos quais existe uma maior concentração de projetos eólicos: Paracuru, Amontada e Aracati.

Nestas três regiões foi identificada a influência dos ventos alísios, os quais no hemisfério sul, na latitude do Estado do Ceará sobre o oceano, são de direção sudeste (135°). Os registros de direção mostraram a predominância de ventos na direção leste (90°), o que nos permite concluir que os ventos alísios têm sua direção afetada na região litorânea do Ceará pela ação de gradientes térmicos mar-continente e interiores à região continental, além de influências orográficas.

Conforme Atlas Eólico do Estado do Ceará, Governo do Estado do Ceará. Secretaria de Infraestrutura, 2001:

[...]Ao redor da Terra, a intensidade dos ventos alísios é afetada pela presença de continentes e suas particularidades climáticas e orográficas. No caso específico do Estado do Ceará, os ventos alísios são provenientes de uma extensa área oceânica, livre de obstáculos - o que lhes confere notável intensidade, constância e baixa turbulência. Adicionalmente, os gradientes térmicos terra-oceano induzem brisas marinhas que contribuem para aumentar a sua intensidade.

A ocorrência de ventos é mais intensa durante o dia, fato que reflete a origem solar dos ventos, pelo aquecimento desigual da superfície da Terra. O comportamento do vento na região norte do estado é muito semelhante ao da região sul, como observado no gráfico a seguir:

Gráfico 28 - Geração Ceará

Durante os meses de Janeiro à Junho, a geração eólica permanece com valores inferiores à média do histórico; já os meses de Agosto a Dezembro são caracterizados pela ocorrência de velocidades de vento de maior intensidade. O mês de Abril é marcado como mês de menor geração e o mês de Setembro como de maior geração.

Gráfico 29 - Comportamento Interanual Ceará

Da mesma forma que o comportamento do vento ao longo dos meses do ano os comportamentos interanuais da geração eólica nas diversas regiões do estado do Ceará seguem um mesmo padrão de comportamento, havendo uma pequena variação devido a diferença de intensidade de ventos entre as regiões.

4.8. Resultados Rio Grande do Norte

4.8.1. João Câmara

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: João Câmara, Nordeste do Rio Grande do Norte;

- ✓ Coordenadas Geográficas: -5.435554, -35.955505;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região ao redor da cidade de João Câmara, localizada no interior do Rio Grande do Norte, possui uma grande densidade de parques e projetos eólicos, conforme observado na figura a seguir:

Figura 30 – João Câmara RN

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes dados foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	7,61	1,70	0,22	14,10	5,11	8,27
60	7,86	1,73	0,22	14,40	5,18	8,54
70	8,08	1,76	0,22	14,70	5,22	8,78
80	8,31	1,76	0,21	15,00	5,38	9,00
90	8,45	1,83	0,22	15,20	5,27	9,17
100	8,59	1,86	0,22	15,40	5,28	9,32
110	8,73	1,88	0,22	15,50	5,29	9,47
120	8,83	1,90	0,22	15,70	5,30	9,58
130	8,92	1,92	0,21	15,80	5,31	9,68
140	9,02	1,93	0,21	15,90	5,32	9,78
150	9,10	1,95	0,21	16,00	5,34	9,87

Tabela 14 - Resumo Dados de Vento João Câmara RN

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe I, sendo o Fator de forma 5,3 e fator de escala de 9,68. Esta

região possui ventos de alta intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “Cut-in” em 99% do tempo.

Figura 31 - Rosa dos Ventos João Câmara RN (Abril, Outubro e Histórico)

A Região de João Câmara, embora localizada no interior do estado, aproximadamente 80 km do litoral, possui regime de vento influenciado principalmente pelos ventos alísios na direção sudeste, havendo uma pequena variação ocasionada pela brisa marinha. As variações de direção ocorrem com baixa intensidade, havendo uma predominância de ventos entre Leste Sudeste ($112,5^\circ$) e Sudeste (145°), variando ao longo do ano de Leste-Nordeste ($67,5^\circ$) para Sudeste (145°).

No gráfico a seguir, pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores e também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica, havendo um comportamento periódico e interanual.

Gráfico 30 - Direção do Vento João Câmara RN

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 31 - Velocidade do Vento João Câmara RN

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 10 m/s e a concentração de ventos na velocidade de 8m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 32 - Weibull João Câmara RN

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o

perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 33 - Perfil Vertical de Vento João Câmara RN

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 34 - Variação Anual de Geração João Câmara RN

Conforme concluído anteriormente, através da análise das variações da velocidade de vento, existem anos de bons ventos, como o período de 1998 a 1999, período de alta intensidade de ventos, e anos de ventos de baixa intensidade como o período de 1984 à 1985.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. É possível identificar o mês de Abril como o de menor geração e o mês de setembro como o de maior intensidade de vento.

Os meses de Janeiro à Junho são caracterizados pela baixa intensidade de ventos, já no período de Julho a Dezembro a geração eólica atinge maiores valores.

Gráfico 35 - Variação da Geração João Câmara RN

Considerando os meses de Abril de 1985 e outubro de 2007 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 36 - Geração Abril de 1985 João Câmara RN

Gráfico 37 - Geração Outubro de 2007 João Câmara RN

4.8.2. Macau

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Macau, Litoral Norte-Noroeste do Rio Grande do Norte;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -5.088892, -36.549969;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região ao redor da cidade de Macau, localizada no litoral norte do Rio Grande do Norte, possui uma grande densidade de parques e projetos eólicos, conforme observado na figura a seguir:

Figura 32 – Macau RN

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes dados foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	7,06	1,83	0,26	13,30	4,34	7,75
60	7,27	1,81	0,25	13,80	4,52	7,96
70	7,46	1,80	0,24	14,20	4,67	8,15
80	7,65	1,80	0,24	14,60	4,81	8,35
90	7,79	1,81	0,23	15,00	4,89	8,49
100	7,93	1,82	0,23	15,30	4,96	8,64
110	8,08	1,83	0,23	15,70	5,02	8,79
120	8,19	1,84	0,23	15,90	5,05	8,91
130	8,30	1,86	0,22	16,20	5,07	9,03
140	8,41	1,88	0,22	16,50	5,09	9,14
150	8,51	1,90	0,22	16,80	5,10	9,25

Tabela 15 - Resumo Dados de Vento Macau RN

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe II, sendo o Fator de forma 5,05 e fator de escala de 8,91. Esta região possui ventos de alta intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “*Cut-in*” em 99% do tempo.

Figura 33 - Rosa dos Ventos Macau RN (Abril, Outubro e Histórico)

A Região de Macau, localizada no litoral do estado, possui regime de vento influenciado principalmente pelos ventos alísios na direção sudeste, havendo uma pequena variação ocasionada pela influência da brisa marinha. As variações de direção ocorrem com baixa intensidade havendo uma predominância de ventos entre Leste (90°), variando ao longo do ano de Leste-Nordeste (67,5°) para Sudeste (145°).

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que

existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores, também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica havendo um comportamento periódico e interanual.

Gráfico 38 - Direção do Vento Macau RN

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 39 - Velocidade do Vento Macau RN

A distribuição de Weibull nos permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 7 m/s e 10 m/s e a concentração de ventos

na velocidade de 8m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 40 - Weibull Macau RN

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 41 - Perfil Vertical de Vento Macau RN

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 42 - Variação Anual de Geração Macau RN

Conforme concluído anteriormente através da análise das variações da velocidade de vento, existem anos de bons ventos, como o período de 1998 a 1999, período de alta intensidade de ventos, como também anos de ventos de baixa intensidade, como o período de 1984 à 1985.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. É possível identificar o mês de Abril como o de menor geração e o mês de outubro como o de maior intensidade de vento.

Os meses de Janeiro à Junho são caracterizados pela baixa intensidade de ventos, já no período de Julho a Dezembro a geração eólica atinge maiores valores.

Gráfico 43 - Variação da Geração Macau RN

Considerando os meses de Abril de 1985 e outubro de 2007 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 44 - Geração Abril de 1985 Macau RN

Gráfico 45 - Geração Outubro de 2007 Macau RN

4.8.3. Currais Novos

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Currais Novos, Interior do Rio Grande do Norte, Serras Centrais;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -6.029945, -36.497955;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região ao redor da cidade de Currais Novos, localizada nas Serras Centrais do Rio Grande do Norte, possui uma grande densidade de parques e projetos eólicos, conforme observado na figura a seguir:

Figura 34 –Currais Novos RN

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull Estes valores foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Descio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	10,46	2,29	0,22	17,80	5,20	11,36
60	10,70	2,37	0,22	18,30	5,15	11,63
70	10,92	2,43	0,22	18,70	5,10	11,87
80	11,14	2,43	0,22	19,00	5,21	12,09
90	11,28	2,56	0,23	19,30	5,01	12,27
100	11,42	2,61	0,23	19,50	4,97	12,43
110	11,56	2,66	0,23	19,80	4,93	12,59
120	11,67	2,70	0,23	20,00	4,90	12,71
130	11,77	2,74	0,23	20,10	4,87	12,83
140	11,87	2,78	0,23	20,30	4,84	12,94
150	11,96	2,81	0,24	20,50	4,81	13,05

Tabela 16 - Resumo Dados de Vento Currais Novos RN

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe I, sendo o Fator de forma 4,9 e fator de escala de 12,71. Esta região possui ventos de alta intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “Cut-in” em 99% do tempo.

Figura 35 - Rosa dos Ventos Currais Novos RN (Abril, Outubro e Histórico)

A Região de Currais Novos, embora localizada no interior do estado, na região Serrana, possui regime de vento influenciado principalmente pelos ventos alísios na direção sudeste, havendo uma pequena variação. As variações de direção ocorrem com baixa intensidade, havendo uma predominância de ventos entre Leste-Sudeste ($112,5^\circ$), variando ao longo do ano de Leste (90°) para Sudeste (145°).

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores e também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica, havendo um comportamento periódico e interanual.

Gráfico 46 - Direção do Vento Currais Novos RN

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Gráficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 47 - Velocidade do Vento Currais Novos RN

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 9 m/s e 15 m/s e a concentração de ventos na velocidade de 8m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 48 - Weibull Currais Novos RN

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 49 - Perfil Vertical de Vento Currais Novos RN

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 50 - Variação Anual de Geração Currais Novos RN

Conforme concluído anteriormente através da análise das variações da velocidade de vento, existem anos de bons ventos, como o período de 1998 a 1999, período de alta intensidade de ventos e anos de ventos de baixa intensidade, como o período de 1984 à 1985.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. É possível identificar o mês de Abril como o de menor geração e o mês de outubro como o de maior intensidade de vento.

Os meses de Janeiro à Junho são caracterizados pela baixa intensidade de ventos, já no período de Julho a Dezembro a geração eólica atinge maiores valores.

Gráfico 51 - Variação da Geração Currais Novos RN

Considerando os meses de Abril de 1985 e outubro de 2007 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 52 - Geração Abril de 1985 Currais Novos RN

Gráfico 53 - Geração Outubro de 2007 Currais Novos RN

4.8.4. Resumo Rio Grande do Norte

O Estado do Rio Grande do Norte está situado entre os paralelos $6^{\circ}58'57''S$ e $4^{\circ}49'53''S$ e os meridianos $38^{\circ}34'54''W$ e $34^{\circ}58'08''W$, ocupando uma área 53.307 km^2 , representando $0,62\%$ do território nacional. Delimitado pelo Oceano Atlântico ao leste e norte, pelos Estados da Paraíba, ao sul, e Ceará, a oeste.

O litoral, com extensão da ordem de 400 km , apresenta uma grande área de dunas e formações arenosas, orientadas segundo a direção dos ventos alísios, intensos e constantes nesta região da costa Brasileira. Com exceção da porção sudeste, onde o clima semi-úmido propicia um maior desenvolvimento da vegetação verde, o restante do território do Rio Grande do Norte possui clima semi-árido, com mais de 7 meses de duração do período seco anual, resultando no domínio da vegetação xerófila seca e esparsa - a Caatinga.

O Estado é marcado por regiões de potencial eólico localizadas na região costeira, litoral norte e sul, nas áreas elevadas a nordeste e nos elevados das Serras Centrais.

Para o estudo aprofundado das características de vento do estado do Rio Grande do Norte foram selecionados três pontos, nos quais existe uma maior concentração de projetos eólicos. João Câmara, localizado na região das Serras Centrais, Macau na região Mossoroense e Currais Novos no Litoral Norte.

Nas três regiões foi identificado um comportamento sazonal bem definido no regime dos ventos. Conforme Atlas Eólico do Estado do Rio Grande do Norte, Projeto de P&D COSERN - ANEEL, 2003.:

[...]O Estado do Rio Grande do Norte está situado numa zona de predomínio dos ventos alísios, resultando em ventos de grande constância e com acentuada ocorrência de direções sudeste e leste. Aos ventos alísios sobrepõem-se a influência sinótica do centro de alta pressão Atlântico e os mecanismos de mesoescala, tais como as brisas marinhas, terrestres e lacustres, brisas montanha-vale e jatos noturnos.

Na região de Macau os ventos mais intensos ocorrem no período que se estende da manhã ao meio da tarde. Já nas regiões de João Câmara e Currais Novos, mais longe da influência oceânica, o vento apresenta maiores velocidades durante o período da noite e início da manhã. O regime de ventos sobre o Estado do Rio Grande do Norte possui uma sazonalidade característica, sendo a ocorrência de ventos mais intensos nos meses de inverno e primavera, agosto a novembro, e mais brandos nos meses do final do verão e outono (fevereiro a maio), como pode ser observado no gráfico a seguir.

Gráfico 54 - Geração Rio Grande do Norte

Gráfico 55 - Comportamento Interanual da Geração Rio Grande do Norte

Da mesma forma que o comportamento do vento ao longo dos meses do ano, o comportamento interanual da geração eólica nas diversas regiões do estado do Rio Grande do Norte segue um mesmo padrão de comportamento, havendo uma pequena variação devido à diferença de intensidade de ventos entre as regiões.

4.9. Resultados Bahia

4.9.1. Pedra do Reino

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Pedra do Reino, Interior Norte da Bahia;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -9.48699, -40.880127;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região ao redor do reservatório da hidroelétrica de Sobradinho é uma região com potencial eólico que tem atraído investidores à região, como pode-se observar na região de Pedra do Reino, que possui alguns parques eólicos em operação e projetos em fase de viabilidade.

Figura 36 – Pedra do Reino BA

A tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes valores foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	7,20	2,26	0,31	15,20	3,52	8,00
60	7,38	2,30	0,31	15,40	3,54	8,19
70	7,54	2,34	0,31	15,50	3,56	8,37
80	7,70	2,34	0,30	15,70	3,65	8,54
90	7,83	2,42	0,31	15,70	3,59	8,69
100	7,97	2,45	0,31	15,80	3,59	8,84
110	8,10	2,49	0,31	15,90	3,60	8,99
120	8,20	2,53	0,31	16,00	3,59	9,10
130	8,30	2,56	0,31	16,00	3,59	9,21
140	8,40	2,59	0,31	16,10	3,58	9,32
150	8,49	2,63	0,31	16,30	3,57	9,42

Tabela 17 - Resumo Dados de Vento Pedra do Reino-BA

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe I, sendo o Fator de forma 3,59 e fator de escala de 9,21. Esta região possui ventos de alta intensidade, sendo em a permanência da velocidade de vento superior ao “*Cut-in*” em 94% do tempo.

Figura 37 - Rosa dos Ventos Pedra do Reino BA (Abril, Outubro e Histórico)

A Região de Pedra do Reino, embora localizada no interior do estado, na região norte, possui regime de vento influenciado principalmente pelos ventos alísios na direção sudeste, havendo uma pequena variação. As variações de direção ocorrem com baixa intensidade, havendo uma predominância de ventos entre Leste-Sudeste ($112,5^\circ$), variando ao longo do ano de Leste (90°) para Sudeste (145°).

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores e também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica, havendo um comportamento periódico e interanual.

Gráfico 56 - Direção do Vento Pedra do Reino-BA

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 57 - Velocidade do Vento Pedra do Reino-BA

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 11m/s e a concentração de ventos na velocidade de 8,5m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 58 - Weibull Pedra do Reino-BA

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o

perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 59 - Perfil Vertical de Vento Pedra do Reino-BA

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 60 - Variação Anual de Geração Pedra do Reino-BA

Conforme concluído anteriormente, através da análise das variações da velocidade de vento, existem anos de bons ventos, como o período de 1998 a 1999, período de alta intensidade de ventos, e também anos de ventos de baixa intensidade, como o período de 2008 e 2009.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. É possível identificar o mês de Março como o de menor geração e o mês de Agosto como o de maior intensidade de vento.

Os meses de Dezembro à Junho são caracterizados pela baixa intensidade de ventos, já no período de Julho a Novembro a geração eólica atinge maiores valores.

Gráfico 61 - Variação da Geração Pedra do Reino-BA

Considerando os meses de dezembro de 1985 e agosto de 2007 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 62 - Geração Abril de 1985 Pedra do Reino BA

Gráfico 63 - Geração Outubro de 2007 Pedra do Reino BA

4.9.2. Morro do Chapéu

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Morro do Chapéu, Interior Central da Bahia;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -11.536543, -41.157532;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Morro do Chapéu está localizada no interior do estado da Bahia, em uma região de orografia montanhosa, sendo uma região na qual investidores em energia eólica tem identificados como de grande potencial para a fonte. Na figura a seguir, pode-se observar o mapa da região e os parques eólicos nela situados.

Figura 38 –Morro do Chapéu BA

A tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes dados foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	7,21	1,79	0,25	15,20	4,53	7,90
60	7,38	1,84	0,25	15,50	4,53	8,08
70	7,52	1,88	0,25	15,70	4,52	8,24
80	7,67	1,88	0,24	15,90	4,61	8,38
90	7,77	1,95	0,25	16,10	4,49	8,51
100	7,87	1,98	0,25	16,20	4,47	8,62
110	7,96	2,02	0,25	16,30	4,45	8,73
120	8,04	2,04	0,25	16,40	4,43	8,82
130	8,12	2,07	0,25	16,50	4,42	8,90
140	8,19	2,09	0,26	16,70	4,40	8,98
150	8,26	2,12	0,26	16,90	4,38	9,06

Tabela 18 - Resumo Dados de Vento Morro do Chapéu-BA

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe I, sendo o Fator de forma 3,43 e fator de escala de 8,82. Esta região possui ventos de alta intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “Cut-in” em 98% do tempo.

Figura 39 - Rosa dos Ventos Morro do Chapéu – BA (Abril, Outubro e Histórico)

A Região de Morro do Chapéu, embora localizada no interior do estado, na região norte, possui regime de vento influenciado principalmente pelos ventos alísios na direção sudeste, havendo uma pequena variação. As variações de direção ocorrem com baixa intensidade havendo uma

predominância de ventos entre Leste-Sudeste ($112,5^\circ$), variando ao longo do ano de Leste (90°) para Sudeste (145°).

No gráfico a seguir, pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores e também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica, havendo um comportamento periódico e interanual.

Gráfico 64 - Direção do Vento Morro do Chapéu-BA

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 65 - Velocidade do Vento Morro do Chapéu-BA

A distribuição de Weibull nos permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 11m/s e a concentração de ventos na velocidade de 8,5m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 66 - Weibull Morro do Chapéu-BA

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 67 - Perfil Vertical de Vento Morro do Chapéu-BA

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 68 - Variação Anual de Geração Morro do Chapéu-BA

Conforme concluído anteriormente, através da análise das variações da velocidade de vento, existem anos de bons ventos, como o período de 1997 e 1998, período de alta intensidade de ventos, e também anos de ventos de baixa intensidade, como o período de 2008 e 2009.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. É possível identificar o mês de Março como o de menor geração e o mês de Agosto como o de maior intensidade de vento.

Os meses de Novembro à Abril são caracterizados pela baixa intensidade de ventos, já no período de Maio a Outubro a geração eólica atinge maiores valores.

Gráfico 69 - Variação da Geração Morro do Chapéu-BA

Considerando os meses de Julho de 1997 e Setembro de 1986 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 70 - Geração Junho de 1997 Morro do Chapéu – BA

Gráfico 71 - Geração Setembro de 1986 Morro do Chapéu – BA

4.9.3. Caetité

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Caetité, Interior Central da Bahia;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -13.986377, -42.639999;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Caetité, localizada no interior central do estado da Bahia, tem se destacado nos últimos anos como uma região com grande potencial para a fonte eólica. Na figura a seguir pode-se observar o mapa da região e os parques eólicos nela situados.

Figura 40 – Caetité BA

A tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes valores foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	7,89	2,89	0,37	16,80	2,98	8,84
60	8,14	3,00	0,37	17,30	2,96	9,11
70	8,35	3,10	0,37	17,70	2,94	9,36
80	8,56	3,10	0,36	18,10	3,02	9,59
90	8,71	3,27	0,38	18,40	2,89	9,77
100	8,86	3,35	0,38	18,70	2,87	9,94
110	9,01	3,43	0,38	19,00	2,85	10,11
120	9,12	3,50	0,38	19,20	2,83	10,24
130	9,23	3,56	0,39	19,40	2,81	10,36
140	9,34	3,63	0,39	19,50	2,79	10,49
150	9,43	3,69	0,39	19,70	2,77	10,59

Tabela 19 - Resumo Dados de Vento Caetit-BA

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrncia de ventos classificados como Classe I, sendo o Fator de forma 2,83 e fator de escala de 10,24. Esta regio possui ventos de alta intensidade, sendo a permanncia da velocidade de vento superior ao “*Cut-in*” em 92% do tempo.

Figura 41 - Rosa dos Ventos Caetit - BA (Abril, Outubro e Histrico)

Embora localizada no interior do estado, na regio central, possui regime de vento influenciado principalmente pelos ventos alsios na direo sudeste, havendo uma pequena variao. As variaes de direo ocorrem com baixa intensidade, havendo uma predominncia de ventos entre Leste

(90°), variando ao longo do ano de Leste-Nordeste (67,5°) para Leste-Sudeste (145°).

No gráfico a seguir, pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que existe uma pequena variação de direção que não afeta a produtividade dos aerogeradores, também é possível afirmar que a variação de direção do vento é cíclica, havendo um comportamento periódico e interanual.

Gráfico 72 - Direção do Vento Caetitê-BA

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 73 - Velocidade do Vento Caetitê-BA

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 11m/s e a concentração de ventos na velocidade de 9 m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 74 - Weibull Caetité-BA

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 75 - Perfil Vertical de Caetité-BA

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 76 - Variação Anual de Caetité -BA

Conforme concluído anteriormente, através da análise das variações da velocidade de vento, existem anos de bons ventos, como o ano de 1986, e anos de ventos de baixa intensidade, como o período de 2008 e 2009.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. É possível identificar o mês de Março como o de menor geração e o mês de agosto como o de maior intensidade de vento.

Os meses de Novembro a Abril são caracterizados pela baixa intensidade de ventos, já no período de Maio a Outubro a geração eólica atinge maiores valores.

Gráfico 77 - Variação da Caetité-BA

Considerando os meses de Abril de 2009 e Julho de 2003 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 78 - Geração Abril de 2009 Caetité-BA

Gráfico 79 - Geração Julho de 2003 Caetité-BA

4.9.4. Resumo Bahia

O Estado da Bahia é o quinto maior estado Brasileiro, possuindo uma área territorial de 567.295 km², situado entre as latitudes 18°20'07"S e 8°32'00"S e entre as longitudes 46°36'59"W e 37°20'37"W, possuindo um extensão litorânea de 1000 km.

Devido a sua distância de 1013 km no sentido Leste-Oeste, o estado se encontra em uma região de transição de ventos, havendo uma predominância de ventos alísios, mais ao norte, os quais convergem para a depressão barométrica equatorial, e mais ao sul, predomina a dinâmica das interações entre o centro de altas pressões Anticiclone Subtropical da Atlântico.

Figura 42- Principais mecanismos sinóticos de influência nos regimes de vento na Bahia.

O estado é marcado por regiões de potencial eólico localizadas principalmente no interior. Para o estudo aprofundado das características de vento do estado da Bahia foram selecionados três pontos, nos quais existe uma maior concentração de projetos eólicos: Pedra do Reino, centro norte do estado; Morro do Chapéu, centro do estado; e Caetité, região serrana ao sul da Bahia.

Por meio da análise do comportamento do vento das três regiões foram identificados perfis de vento diferentes, Conforme descrito no Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia, Projeto P&D COELBA - ANEEL, 2002.

[...] Pode-se considerar que os regimes de vento resultam as sobreposição de mecanismos atmosféricos sinóticos (globais) e de mesoescala (regionais). Quanto aos regimes sinóticos, a Bahia se encontra na latitude de sobreposição de dois mecanismos: ao sul predomina a influência do Anticiclone Subtropical do Atlântico, perturbado pela dinâmica intermitente das ondas de massas polares; ao norte, se intensifica a influência dos alísios, mais constantes. Estes mecanismos convergem quanto a direção, predominante entre Nordeste e Sudeste.

Na região de Pedra do Reino, próxima ao lago de Sobradinho, os ventos mais intensos ocorrem no período que se estende da manhã ao meio da tarde. Já na região de Caetité, mais longe da influência oceânica, o vento apresenta maiores velocidades durante o período da noite e início da manhã. Na região de Morro do Chapéu temos um comportamento intermediário entre Pedra do Reino e Caetité sendo o comportamento do vento mais distribuído ao longo do dia.

O regime de ventos sobre o Estado da Bahia possui uma sazonalidade característica, sendo a ocorrência de ventos mais intensos nos meses de inverno e primavera, agosto a novembro, e mais brandos nos meses do final do verão e outono (fevereiro a maio), como pode ser observado no gráfico a seguir.

Gráfico 80- Geração Bahia

Gráfico 81- Comportamento Interanual da Geração Bahia

Da mesma forma que o comportamento do vento ao longo dos meses do ano, o comportamento interanual da geração eólica nas diversas regiões do estado do Rio Grande do Norte segue um mesmo padrão de comportamento, havendo uma pequena variação devido a diferença de intensidade de ventos entre as regiões.

4.10. Resultados Rio Grande do Sul

4.10.1. Tramandaí

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Tramandaí, Litoral do Rio Grande do Sul;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -30.008463, -50.149498;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;

- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Tramandaí, localizada no litoral do Rio Grande do Sul, é pioneira na exploração dos recursos eólicos, possuindo uma grande quantidade de parques do POINFA localizados na circunvizinhança na cidade de Ozorio. Na figura a seguir pode-se observar o mapa da região e os parques eólicos nela situados.

Figura 43 – Tramandaí RS

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes valores foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	6,85	3,21	0,47	26,00	2,28	7,73
60	7,04	3,27	0,46	26,60	2,30	7,95
70	7,23	3,33	0,46	27,30	2,32	8,16
80	7,41	3,33	0,45	27,90	2,38	8,36
90	7,54	3,46	0,46	28,40	2,33	8,51
100	7,67	3,53	0,46	28,90	2,32	8,66
110	7,80	3,60	0,46	29,40	2,32	8,81
120	7,89	3,66	0,46	29,80	2,30	8,91
130	7,98	3,72	0,47	30,20	2,29	9,01
140	8,07	3,79	0,47	30,60	2,27	9,11
150	8,14	3,84	0,47	31,00	2,26	9,20

Tabela 20 - Resumo Dados de Vento Tramandaí RS

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe II, sendo o Fator de forma 2,19 e fator de escala de 8,91. Esta região possui ventos de alta intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “Cut-in” em 88% do tempo.

Figura 44 - Rosa dos Ventos Tramandaí RS (Abril, Outubro e Histórico)

As variações de direção na velocidade de vento ocorrem com maior intensidade havendo uma predominância de ventos de ventos na direção nordeste (45°) havendo variações de 360°.

No gráfico a seguir, pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste, destaca-se que existe variações significativas, porém que não afetam a produtividade do aerogerador.

Gráfico 82 - Direção do Vento Tramandaí RS

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 83 - Velocidade do Vento Tramandaí RS

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 11m/s e a concentração de ventos

na velocidade de 9 m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 84 - Weibull Tramandaí RS

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 85 - Perfil Vertical de Tramandaí RS

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 86 - Variação Anual de Tramandaí RS

A região sul do País possui como característica marcante a estabilidade de seus ventos, que resulta em uma menor amplitude de variações anuais de geração, como observado no gráfico apresentado.

Embora a região apresente maior estabilidade, se comparados com regiões no nordeste do País, é possível observar anos como 1998, com excelente geração, e anos como 1991, com geração bem a seguir da média do histórico.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. Os meses de Fevereiro a Junho são caracterizados pela baixa intensidade de ventos e produção de energia inferior à média do histórico, já no período de Julho à Janeiro a geração eólica atinge seus maiores valores.

Gráfico 87 - Variação da Tramandaí RS

Considerando os meses de Março de 1983 e Outubro de 1998 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia

eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 88 - Geração Março de 1983 Tramandaí RS

Gráfico 89 - Geração Outubro de 1998 Tramandaí RS

4.10.2. Estrada Senandes

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Estrada Senandes, Litoral do Rio Grande do Sul;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -32.249974, -52.244110;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Corredor Senandes está localizada no litoral sul do estado do Rio Grande do Sul, região repleta de lagos e com potencial eólico interessante, principalmente pela proximidade a regiões de alto consumo de

energia. Na figura a seguir pode-se observar o mapa da região e os parques eólicos nela situados.

Figura 45 – Estrada Senandes RS

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes dados foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	6,64	2,60	0,39	22,10	2,77	7,46
60	6,86	2,66	0,39	22,70	2,80	7,71
70	7,07	2,72	0,39	23,30	2,82	7,93
80	7,27	2,72	0,37	23,80	2,91	8,16
90	7,42	2,87	0,39	24,30	2,81	8,33
100	7,56	2,94	0,39	24,70	2,79	8,50
110	7,71	3,02	0,39	25,10	2,77	8,67
120	7,82	3,09	0,40	25,50	2,74	8,79
130	7,92	3,16	0,40	25,80	2,71	8,90
140	8,02	3,24	0,40	26,10	2,68	9,03
150	8,11	3,31	0,41	26,40	2,65	9,13

Tabela 21 - Resumo Dados de Vento Estrada Senandes RS

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe II, sendo o Fator de forma 2,74e fator de escala de 8,79. Esta região possui ventos de alta intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “*Cut-in*” em 91,33% do tempo.

Figura 46 - Rosa dos Ventos Estrada Senandes RS (Abril, Outubro e Histórico)

As variações de direção na velocidade de vento ocorrem com maior intensidade havendo uma predominância de ventos de ventos na direção nordeste (45°) e leste-nordeste ($67,5^\circ$), com variações de 360° .

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que existe variações significativas, porém que não afetam a produtividade do aerogerador.

Gráfico 90 - Direção do Vento Estrada Senandes RS

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Gráficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 91 - Velocidade do Vento Estrada Senandes RS

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 10m/s e a concentração de ventos na velocidade de 8 m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 92 - Weibull Estrada Senandes RS

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 93 - Perfil Vertical de Estrada Senandes RS

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 94 - Variação Anual de Estrada Senandes RS

A região sul do País possui como característica marcante a estabilidade de seus ventos, que resulta em uma menor amplitude de variações anuais de geração, como observado no gráfico apresentado.

Embora a região apresente maior estabilidade, se comparados com regiões no nordeste do País, é possível observar anos como 1998, com excelente geração, e anos como 1991, com geração bem a seguir da média do histórico.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. Os meses de Fevereiro a Junho são caracterizados pela baixa intensidade de ventos e produção de energia inferior à média do histórico, já no período de Julho à Janeiro a geração eólica atinge seus maiores valores.

Gráfico 95 - Variação da Estrada Senandes RS

Considerando os meses de Julho de 2013 e Outubro de 1998 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 96 - Geração Junho de 2013 Estrada Senandes RS

Gráfico 97 - Geração Outubro de 1998 Estrada Senandes RS

4.10.3. Coxilha Negra

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Coxilha Negra, Interior do Rio Grande do Sul;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -30.864510, -55.725403;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Coxilha Negra está localizada no interior do Rio Grande do Sul, próxima à fronteira entre Brasil e Uruguai. Na figura a seguir pode-se observar o mapa da região e os parques eólicos nela situados.

Figura 47 – Coxilha Negra RS

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes valores foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	6,34	2,33	0,37	17,90	2,97	7,10
60	6,60	2,44	0,37	18,40	2,95	7,40
70	6,85	2,56	0,37	18,80	2,92	7,67
80	7,09	2,56	0,36	19,30	3,03	7,94
90	7,27	2,79	0,38	19,50	2,83	8,16
100	7,45	2,91	0,39	19,80	2,78	8,37
110	7,64	3,04	0,40	20,20	2,72	8,59
120	7,77	3,13	0,40	20,50	2,68	8,73
130	7,89	3,23	0,41	20,80	2,63	8,88
140	8,01	3,34	0,42	21,10	2,59	9,02
150	8,12	3,43	0,42	21,40	2,55	9,15

Tabela 22 - Resumo Dados de Coxilha Negra - RS

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe II, sendo o Fator de forma 2,63 e fator de escala de 8,88. Essa região possui ventos de alta intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “Cut-in” em 90,15% do tempo.

Figura 48 - Rosa dos Ventos Coxilha Negra RS (Abril, Outubro e Histórico)

As variações de direção na velocidade de vento ocorrem com maior intensidade havendo uma predominância de ventos de ventos na direção leste-nordeste ($67,5^\circ$) a sudeste (145°) havendo variações de 360° .

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste destaca-se que existem variações significativas, porém que não afetam a produtividade do aerogerador.

Gráfico 98 - Direção do Vento Coxilha Negra RS

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 99 - Velocidade do Vento Coxilha Negra RS

A distribuição de Weibull nos permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 10m/s e a concentração de ventos na velocidade de 8 m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 100 - Weibull Coxilha Negra - RS

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 101 - Perfil Vertical de Coxilha Negra RS

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 102 - Variação Anual de Coxilha Negra RS

A região sul do País possui como característica marcante a estabilidade de seus ventos que resulta em uma menor amplitude de variações anuais de geração, como observado no gráfico apresentado.

Embora a região apresente maior estabilidade, se comparado com regiões no nordeste do País, é possível observar anos como 1993, com excelente geração, e anos como 1988, com geração bem a seguir da média do histórico.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. Os meses de Dezembro a Maio são caracterizados pela baixa intensidade de ventos e produção de energia inferior à média do histórico; já no período de Junho a Novembro a geração eólica atinge seus maiores valores.

Gráfico 103 - Variação da Coxilha Negra RS

Considerando os meses de Janeiro de 1987 e Outubro de 2007 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de

energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 104 - Geração Janeiro de 1987 Coxilha Negra RS

Gráfico 105 - Geração Outubro de 2007 Coxilha Negra RS

4.10.4. Resumo Rio Grande do Sul

Possuindo uma área territorial de 282.062 km², equivalente a 3,3% de todo o território nacional, o Estado do Rio Grande do Sul ocupa o extremo meridional do Brasil delimitando-se com o Estado de Santa Catarina a Norte-Nordeste, Republica da Argentina a Oeste-Noroeste, Republica do Uruguai a Sul-Sudoeste e no extremo oriental é banhado pelo oceano atlântico. Seus limites geográficos se estendem entre as longitudes de 57°36'14" W 49°42'00" W e as latitudes 33°45'47" S 27°05'20" S.

Devido a sua localização na extremidade meridional do Brasil, o Rio Grande do Sul apresenta as maiores amplitudes térmicas anuais atingindo valores negativos no inverno e superiores a 30°C no verão. Esta magnitude das flutuações da temperatura e umidade do ar ao longo do ano implicam em variações superiores a 10% na densidade do ar, com consequência na geração de energia eólica.

Para o estudo aprofundado das características de vento do estado do Rio Grande do Sul foram selecionados três pontos nos quais existe uma maior concentração de projetos eólicos:

- Tramandaí: Região localizada na costa ao longo da Lagoa de Patos, sendo uma área bastante plana com vegetação predominante de restinga baixa e atividades agrícolas, possui uma extensa região de areia e dunas ao longo da costa, possuindo ventos médios anuais de 7.0 a 8.0 m/s.
- Estrada Senandes: Região localizada no litoral sul do estado, caracterizada pela extensa área da planície costeira, coberta de restinga baixa, dunas e atividades agrícolas de baixa rugosidade, predominando a cultura de arroz e pastagens. Possui grandes extensões com ventos médios anuais entre 7.0 e 8.0 m/s.
- Coxilha Negra: Localizada na Coxilha de Santana é marcada pela extensa área de coxilha da campanha gaúcha (vegetação graminho-lenhosa), com ventos médios anuais de 7.0 a 7.5 m/s nas maiores elevações.

Por meio da análise do comportamento do vento das três regiões foram identificados perfis de vento parecidos conforme descrito no Atlas eólico: Rio Grande do Sul / elaborado por Odilon A. Camargo ... [et al.] e editado pela Secretaria de Energia Minas e Comunicações. Porto Alegre: SEMC, 2002.

[...] No escoamento atmosférico sobre o Rio Grande do Sul prevalecem os efeitos ditados pela dinâmica entre o anticiclone

subtropical Atlântico, os intermitentes deslocamentos de massas polares e a depressão barométrica do nordeste da Argentina.

[...] Até aqui foram ressaltados os regimes predominantes de vento, mas é muito importante que se ressalte o caráter dinâmico das circulações sobre o Rio Grande do Sul, em especial as intermitentes passagens de frentes frias – que se intensificam no inverno e primavera, trazendo o celebre Minuano – vento forte, frio e cortante, que sopra de SW sobre a campanha, com duração aproximada de três dias a cada passagem de massa polar.

Figura 49 - Dinâmica dos Ventos RS

Através da análise gráfica do comportamento médio da geração eólica ao longo dos meses do ano, fica claro o comportamento sazonal bem definido do vento em todo o Rio Grande do Sul, sobressaindo os ventos mais intensos na segunda metade do ano, ocorrendo em todas as regiões, havendo pequenas defasagens na ocorrência de picos entre as regiões.

As regiões de Tramandaí e Estrada de Senandes apresentam uma intensidade de ventos superior que as das regiões localizadas no interior do estado. Este fato se deve à influência de ventos predominantes de leste-nordeste, acentuados pela ação diurna das brisas marinhas ao longo dos meses de primavera, verão e início de outono.

Gráfico 106- Comportamento Mensal Geração RS

Gráfico 107- Comportamento Interanual da Geração RS

4.11. Resultados São Paulo

4.11.1. Chavantes

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Chavantes, interior do estado de São Paulo;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -23.230891, -49.612756;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Chavantes localizada nas proximidades da Usina Hidroelétrica de Chavantes está localizada no interior no estado de São

Paulo, no Oeste Paulista. Na figura a seguir pode-se observar o mapa da região.

Figura 50 – Chavantes SP

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull . Estes valores foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	κ	λ
50	5,00	2,28	0,46	14,60	2,34	5,64
60	5,22	2,39	0,46	15,20	2,33	5,89
70	5,43	2,50	0,46	15,70	2,32	6,13
80	5,64	2,50	0,44	16,20	2,42	6,36
90	5,79	2,70	0,47	16,50	2,29	6,53
100	5,94	2,80	0,47	16,90	2,27	6,71
110	6,09	2,90	0,48	17,30	2,24	6,88
120	6,21	2,98	0,48	17,80	2,22	7,02
130	6,33	3,06	0,48	18,30	2,20	7,15
140	6,44	3,15	0,49	18,80	2,18	7,28
150	6,54	3,22	0,49	19,10	2,16	7,39

Tabela 23- Resumo Dados de Chavantes - SP

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe II, sendo o Fator de forma 2,22 e fator de escala de 7,02. Esta região possui ventos de alta intensidade, sendo em a permanência da velocidade de vento superior ao “*Cut-in*” em 78,12% do tempo.

Figura 51 - Rosa dos Ventos Chavantes SP (Abril, Outubro e Histórico)

As variações de direção na velocidade de vento ocorrem com maior intensidade havendo uma predominância de ventos na direção leste-nordeste ($67,5^\circ$) a sudeste (145°), com variações de 360° .

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico. Neste, destaca-se que existem variações significativas, porém que não afetam a produtividade do aerogerador.

Gráfico 108 - Direção do Vento Chavantes SP

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 109 - Velocidade do Vento Chavantes SP

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 5 m/s e 10m/s e a concentração de ventos na velocidade de 8 m/s, o que confirma a qualidade do recurso eólico da região.

Gráfico 110 - Weibull Chavantes - SP

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 111 - Perfil Vertical de Chavantes SP

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 112 - Variação Anual Chavantes SP

A região sudeste do País possui como característica marcante a estabilidade de seus ventos que resulta em uma menor amplitude de variações anuais de geração, como observado no gráfico apresentado.

Embora a região apresente maior estabilidade, se comparado com regiões no nordeste do País, é possível observar anos como 1993, com excelente geração, e anos como 1988, com geração bem a seguir da média do histórico.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. Os meses de Dezembro a Maio são caracterizados pela baixa intensidade de ventos e produção de energia inferior à média do histórico, já no período de Junho a Novembro a geração eólica atinge seus maiores valores.

Gráfico 113 - Variação da Chavantes SP

Considerando os meses de Janeiro de 1987 e Outubro de 2007 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 114 - Geração Abril de 1982 Chavantes SP

Gráfico 115 - Geração Outubro de 2005 Chavantes SP

4.11.2. Porto Primavera

Dados técnicos da região:

- ✓ Local de estudo: Porto Primavera, interior do estado de São Paulo;
- ✓ Coordenadas Geográficas: -22.345188, -52.805985;
- ✓ Resolução dos dados de Mesoescala: 3 km X 3 km;
- ✓ Alturas de estudo: 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120, 130, 140 e 150m;

A região de Porto Primavera está localizada no pontal do Paranapanema, região de grande potencial hidroenergético, sendo o ponto de estudo localizado no reservatório da UHE Porto Primavera. Na figura a seguir, pode-se observar o mapa da região.

Figura 52 – Porto Primavera SP

A Tabela a seguir resume as características de velocidade média, desvio padrão da média, intensidade de turbulência, velocidade máxima do período, fator de forma e fator de escala da distribuição de Weibull. Estes valores foram calculados com base no histórico de dados de ventos dos últimos 30 (trinta) anos.

Altura [m]	V média [m/s]	Desvio Padrão	IT	V Max [m/s]	K	λ
50	3,98	1,66	0,42	12,40	2,58	4,48
60	4,18	1,75	0,42	12,70	2,58	4,71
70	4,38	1,83	0,42	12,90	2,57	4,93
80	4,57	1,83	0,40	13,30	2,70	5,14
90	4,73	2,01	0,43	13,50	2,53	5,33
100	4,90	2,11	0,43	13,70	2,50	5,52
110	5,07	2,20	0,44	14,50	2,47	5,71
120	5,21	2,29	0,44	15,10	2,44	5,88
130	5,35	2,39	0,45	15,70	2,41	6,04
140	5,50	2,48	0,45	16,30	2,37	6,21
150	5,63	2,58	0,46	16,90	2,34	6,35

Tabela 24 - Resumo Dados de Porto Primavera SP

Na altura de 120m, destaca-se a ocorrência de ventos classificados como Classe III, sendo o Fator de forma 2,44 e fator de escala de 6,04. Essa região possui ventos de média intensidade, sendo a permanência da velocidade de vento superior ao “*Cut-in*” em 73,77% do tempo.

Figura 53 - Rosa dos Ventos Porto Primavera SP (Abril, Outubro e Histórico)

As variações de direção na velocidade de vento ocorrem principalmente entre as direções Nordeste (45°) e Leste (90°), havendo pouca variação de direção ao longo do ano

No gráfico a seguir pode-se observar o comportamento da variação de direção do vento ao longo de todo o histórico.

Gráfico 116 - Direção do Vento Porto Primavera SP

Os ventos variam de intensidade de maneira cíclica. Graficamente é possível observar a variação da velocidade do vento durante os anos do Histórico, sendo a ocorrência de ventos de maior intensidade no período de Junho a Dezembro.

Gráfico 117 - Velocidade do Vento Porto Primavera SP

A distribuição de Weibull permite entender o comportamento estatístico do vento ao longo do período de estudo. A curva mostra a predominância de ventos entre 4 m/s e 6m/s e a concentração de ventos na velocidade de 5 m/s.

Gráfico 118 - Weibull Porto Primavera SP

O gráfico a seguir foi construído com base nas velocidades de vento para as diversas alturas. A equação exponencial apresentada representa o perfil vertical do vento, utilizado para extrapolação vertical de velocidades de vento.

Gráfico 119 - Perfil Vertical de Porto Primavera SP

O gráfico apresentado a seguir mostra a variação do comportamento da geração anual durante todo o histórico:

Gráfico 120 - Variação Anual Porto Primavera SP

Assim como a região sul do País, a região sudeste possui como característica marcante a estabilidade de seus ventos, que resulta em uma menor amplitude de variações anuais de geração, como observado no gráfico apresentado.

Embora a região apresente maior estabilidade, se comparado com regiões no nordeste do País, é possível observar anos como 1995, com excelente geração, e anos como 2001, com geração bem a seguir da média do histórico.

O gráfico a seguir apresenta o perfil anual da geração na região. Os meses de Dezembro a Maio são caracterizados pela baixa intensidade de ventos e produção de energia inferior à média do histórico, já no período de Junho a Novembro a geração eólica atinge seus maiores valores.

Gráfico 121 - Variação da Porto Primavera SP

Considerando os meses de Março de 1995 e agosto de 2001 como os dois extremos do histórico, meses de menor e maior geração de energia eólica respectivamente, são apresentadas a seguir as curvas com os valores de velocidade de vento e geração eólica.

Gráfico 122 - Geração Março de 1995 Porto Primavera SP

Gráfico 123 - Geração Agosto de 2001 Porto Primavera SP

4.11.3. Resumo São Paulo

O estado de São Paulo está situado na Região Sudeste e tem por limites os estados de Minas Gerais a norte e nordeste, Paraná a sul, Rio de Janeiro a leste e Mato Grosso do Sul a oeste, além do Oceano Atlântico a sudeste. É dividido em 645 municípios e sua área total é de 248 222,801 km², o que equivale a 2,9% da superfície do Brasil.

Conforme SÃO PAULO (ESTADO). SECRETARIA DE ENERGIA
Atlas Eólico do Estado de São Paulo / SECRETARIA DE ENERGIA:

[..] O estado de São Paulo caracteriza-se predominantemente pelo clima denominado Tropical Brasil Central. Dentro desse domínio macroclimático ocorrem algumas oscilações de umidade e temperatura.

A região central do estado revela-se subquente e úmido, variando para superúmido na região sudoeste. Na porção noroeste, as características são quentes e úmidas, chegando a quente e semiúmido no setor norte/nordeste.

A altitude elevada da Serra do Mar e da Serra da Mantiqueira diminui a temperatura média, caracterizando as áreas de serra como mesotérmica branda e superúmida, que associadas à influência oceânica e ao efeito orográfico, implicam nas regiões com os maiores índices de precipitação do estado. O extremo sul do estado encontra-se no macrodomínio temperado, com variação de subquente a mesotérmico brando. Mostra-se, a seguir, um mapa do estado de São Paulo com suas regiões climáticas.

Grandes variações de altimetria no estado se devem aos distintos compartimentos geomorfológicos. Na planície litorânea as cotas variam de 0 - 100 metros e nas áreas de serras e cuevas encontram-se acima de 710 metros, chegando às maiores altitudes do estado localizadas na Serra da Mantiqueira. A Pedra da Mina, local conhecido como Serra Fina na divisa entre Queluz (SP) e Passa Quatro (MG), é o ponto mais elevado do estado de São Paulo com 2.796 metros (segundo a Divisão de Geografia da Secretaria de Planejamento do Estado de São Paulo). Na Depressão Periférica e no Planalto Ocidental, seguindo o curso do Rio Tietê em direção ao extremo oeste paulista, as altitudes variam entre 700 - 150 metros.

O estado de São Paulo tem uso intensivo do solo para atividades econômicas. Segundo dados de 2009 do Instituto Florestal, as áreas com vegetação nativa ocupam 17,5% da área total do estado. Portanto, mais de 80% do território paulista é

ocupado para agricultura, pecuária, urbanização e reservatórios artificiais.

Para o estudo aprofundado das características de vento do estado de São Paulo foram selecionados dois pontos:

- Xavantes: Localizada no Médio Paranapanema.
- Porto Primavera: Localizada no Pontal do Paranapanema;

Através da análise gráfica do comportamento médio da geração eólica ao longo dos meses do ano é claro o comportamento sazonal bem definido do vento, sobressaindo os ventos mais intensos na segunda metade do ano, ocorrendo em todas as regiões havendo pequenas defasagens na ocorrência de picos entre as regiões. Verifica-se que o potencial eólico maior nos meses de Junho a Novembro.

As séries de velocidades de vento mostraram que em todos os locais o regime de ventos fortes é noturno, isto é, existe um ciclo diário bem definido em que a velocidade do vento é marcadamente alta durante a noite e diminui durante as horas em que a Terra recebe a luz do sol.

Gráfico 124 - Comportamento Mensal Geração SP

Gráfico 125 - Comportamento Interanual da Geração SP

4.12. Séries Reconstruídas ENAe

Após o tratamento dos dados eólicos, conforme modelo apresentado, foram obtidas séries de dados de vento de 1948 a 2010 à 120m.

O gráfico a seguir apresenta o perfil das séries do NOAA tratados conforme metodologia apresentada anteriormente:

Gráfico 126 - Perfil Mensal ENAe

4.13. Análise da Complementariedade ENAe

Após a reconstrução das séries históricas de vento, foram calculados os coeficiente de correlação entre as séries, que representa a similaridade de comportamento entre duas séries de dados.

Através da análise da correlação é possível identificar a complementariedade energética entre regiões. Quanto mais próximo de 1 (um) o fator de correlação, maior é a similaridade entre as séries, e quanto mais próximo de -1 (menos um) maior a complementariedade (diversidade) entre as séries.

Para o melhor entendimento da complementariedade energética entre as ENAe das 14 regiões, foram calculados os coeficientes de correlação para os seguintes casos:

- Coeficiente de correlação do perfil médio anual da geração em relação à média do histórico, análise da complementariedade anual;

Gráfico 127 - Perfil médio anual da geração

- Coeficiente de correlação da geração média anual, análise da complementariedade interanual;

Gráfico 128 - Geração média anual

As tabelas a seguir apresentam os coeficientes de correlação entre as regiões de estudo.

Matriz de Correlação: Média Mensal														
	1 CE	2 CE	3 CE	4 RN	5 RN	6 BA	7 BA	8 BA	9 RN	10 RS	11 RS	12 RS	13 SP	14 SP
1 CE	100%	99%	96%	94%	99%	45%	42%	43%	87%	87%	96%	72%	80%	72%
2 CE	99%	100%	98%	90%	100%	36%	33%	35%	82%	91%	97%	65%	79%	65%
3 CE	96%	98%	100%	82%	99%	20%	16%	19%	72%	92%	98%	51%	69%	51%
4 RN	94%	90%	82%	100%	89%	72%	69%	69%	97%	71%	84%	89%	82%	91%
5 RN	99%	100%	99%	89%	100%	33%	29%	30%	81%	90%	98%	62%	73%	62%
6 BA	45%	36%	20%	72%	33%	100%	98%	95%	79%	10%	26%	91%	57%	93%
7 BA	42%	33%	16%	69%	29%	98%	100%	98%	73%	7%	24%	88%	56%	90%
8 BA	43%	35%	19%	69%	30%	95%	98%	100%	69%	13%	26%	85%	63%	88%
9 RN	87%	82%	72%	97%	81%	79%	73%	69%	100%	59%	75%	92%	73%	93%
10 RS	87%	91%	92%	71%	90%	10%	7%	13%	59%	100%	94%	42%	76%	42%
11 RS	96%	97%	98%	84%	98%	26%	24%	26%	75%	94%	100%	58%	75%	57%
12 RS	72%	65%	51%	89%	62%	91%	88%	85%	92%	42%	58%	100%	78%	98%
13 SP	80%	79%	69%	82%	73%	57%	56%	63%	73%	76%	75%	78%	100%	76%
14 SP	72%	65%	51%	91%	62%	93%	90%	88%	93%	42%	57%	98%	76%	100%

Tabela 25 - Matriz de Correlação, perfil médio anual da geração

Matriz de Correlação: Média Anual														
	1 CE	2 CE	3 CE	4 RN	5 RN	6 BA	7 BA	8 BA	9 RN	10 RS	11 RS	12 RS	13 SP	14 SP
1 CE	100%	97%	97%	87%	88%	54%	23%	21%	84%	2%	14%	8%	-13%	-12%
2 CE	97%	100%	92%	78%	85%	48%	17%	15%	76%	2%	16%	15%	-16%	-17%
3 CE	97%	92%	100%	90%	91%	51%	22%	24%	91%	6%	14%	1%	-11%	-10%
4 RN	87%	78%	90%	100%	90%	65%	41%	31%	90%	17%	21%	9%	0%	-4%
5 RN	88%	85%	91%	90%	100%	52%	22%	21%	82%	2%	7%	9%	-25%	-31%
6 BA	54%	48%	51%	65%	52%	100%	84%	73%	63%	17%	1%	18%	-6%	4%
7 BA	23%	17%	22%	41%	22%	84%	100%	81%	41%	23%	10%	9%	11%	16%
8 BA	21%	15%	24%	31%	21%	73%	81%	100%	45%	12%	-7%	-12%	3%	11%
9 RN	84%	76%	91%	90%	82%	63%	41%	45%	100%	15%	15%	2%	2%	3%
10 RS	2%	2%	6%	17%	2%	17%	23%	12%	15%	100%	66%	26%	17%	21%
11 RS	14%	16%	14%	21%	7%	1%	10%	-7%	15%	66%	100%	50%	42%	33%
12 RS	8%	15%	1%	9%	9%	18%	9%	-12%	2%	26%	50%	100%	-3%	-9%
13 SP	-13%	-16%	-11%	0%	-25%	-6%	11%	3%	2%	17%	42%	-3%	100%	87%
14 SP	-12%	-17%	-10%	-4%	-31%	4%	16%	11%	3%	21%	33%	-9%	87%	100%

Tabela 26 - Matriz de Correlação, geração média anual

Através da matriz de correlação é possível identificar o comportamento da geração eólica entre as diversas regiões do País. A Tabela 25 - Matriz de Correlação, perfil médio anual da geração permite identificar se existe uma complementariedade energética mensal dentro de um ano, por meio do cálculo do coeficiente de correlação entre os perfis médios anuais de geração.

Já a Tabela 26 - Matriz de Correlação, geração média anual permite identificar a complementariedade entre os anos, ou seja, compreender se um ano de baixa intensidade de vento no nordeste também significa baixa intensidade no Sul.

Analisando a matriz apresentada na Tabela 26 conclui-se que:

- No estado do Ceará os parques possuem um comportamento muito parecido, não havendo diferença de perfil de geração entre sites localizados no interior e litoral.

- Da mesma forma que os sites cearenses, os parques no Rio Grande do Norte não apresentam variações significativas nos perfis de geração, não havendo diferenças entre sites localizados no interior e litoral.
- Os sites baianos possuem um perfil anual de geração muito parecidos, não havendo variação expressivas entre parques.
- No estado do Rio Grande do Sul existe uma diferença de perfil de geração entre as regiões costeiras (Tramandaí e Senandes) com a região interiorana (Coxilha Negra). Esta diferença se deve a influência mais intensa da brisa marinha nos parques eólicos localizados no litoral em relação aos parques interioranos.
- Assim como no Sul do País os parques localizados no estado de São Paulo apresentam perfis de geração diferenciados havendo uma diferença de 24% entre os coeficientes de correlação.
- O comportamento da geração eólica nos sites do Ceará e Rio Grande do Norte apresentam perfis muito similares, não havendo complementariedade energética entre parques localizados nestes estados.
- O coeficiente de correlação médio entre sites na Bahia com sites localizados no Ceará e Rio Grande do norte é 39% o que evidencia que embora os perfis sejam parecidos existe uma diferença de comportamento entre as regiões. Esta diferença se deve ao deslocamento da curva de perfil de geração dos parques dos parques baianos se comparados aos cearenses e potiguar.
- Os parques baianos possuem uma complementariedade de maior intensidade com os parques gaúchos, sendo o coeficiente de correlação média entre as regiões de 41%.

- Todos os parques localizados na região Nordeste e Sudeste apresentaram um coeficiente de correlação baixo com os parques gaúchos. A estabilidade dos ventos no Rio Grande do Sul faz com que os perfis de geração eólicos sejam “bem comportados” o que gera benefícios a um portfólio composto com parques nordestinos.

Conclui-se, por conseguinte, que embora não existam grandes diferenças entre os perfis médios de geração, é possível capturar o ganho energético existente na composição de um portfólio composto por parques de regiões diferentes.

Através da análise detalhada da matriz apresentada na tabela 27 conclui-se

- Os sites no estado do Ceará e Rio Grande do Norte apresentam um comportamento interanual semelhante, isso significa que quando a geração eólica é alta no Ceará também é no Rio Grande do Norte, sendo o contrário verdadeiro.
- Parques baianos possuem um coeficiente de correlação médio de 36% com os sites localizados no Ceará e Rio Grande do Norte, havendo uma complementariedade possível de ser capturada.
- Os parques gaúchos apresentam um coeficiente de correlação praticamente nulo quando comparados com os sites do Nordeste. Este fato nos permite concluir que embora na análise da complementariedade mensal entre as regiões a correlação não é tão expressiva, quando se analisa a correlação entre anos existe uma complementariedade muito expressiva, que pode gerar benefícios a um investidor que possua parques em ambas as regiões;
- Os parques paulistas apresentarem um coeficiente de correlação médio de – 5% com os parques nordestinos, o que mostra a complementariedade energética anual entre as regiões.

As matrizes de correlação apresentadas permitem concluir que existe uma complementariedade a ser explorada entre as diversas regiões de estudo. Embora os perfis anuais da geração nas regiões não sejam inversos, isto é, totalmente complementares, a diferença existente entre a geração anual de cada região pode trazer um benefício financeiro para investidores que venham compor um portfólio com parques eólicos localizados em regiões complementares.

4.14. Análise da Complementariedade ENAe X ENAh

A reconstrução das séries históricas de vento permitiu o entendimento do comportamento sazonal e intermitente da geração eólica nas diferentes regiões de estudo. Por meio da análise do coeficiente de correlação entre as séries de ENAe e ENAh, esta última fornecida pelo operador nacional do sistema, é possível compreender se existe uma complementariedade entre as fontes de energia.

O gráfico a seguir apresenta o perfil médio da ENAe e ENAh:

Gráfico 129 - Perfil médio mensal ENAe e ENAh por estado.

Graficamente pode-se afirmar que nos meses em que a ENAe é inferior a média de longo prazo, a ENAh nas regiões Sudeste, Nordeste e Norte permanecem em níveis elevados. Isso mostra que durante o período húmido, Dezembro a Abril, temos uma baixa intensidade dos ventos, sendo o contrário válido no período seco; Maio a Novembro.

A Tabela a seguir apresenta os coeficientes de correlação entre as séries de ENAe e ENAh, que foram calculadas com base no perfil médio de cada região.

Matriz de Correlação: Média Mensal																		
	ENAe 1 CE	ENAe 2 CE	ENAe 3 CE	ENAe 4 RN	ENAe 5 RN	ENAe 6 BA	ENAe 7 BA	ENAe 8 BA	ENAe 9 RN	ENAe 10 RS	ENAe 11 RS	ENAe 12 RS	ENAe 13 SP	ENAe 14 SP	ENAh SE	ENAh S	ENAh NE	ENAh N
ENAe 1 CE	100%	99%	96%	94%	99%	45%	42%	43%	87%	87%	96%	72%	80%	72%	-70%	79%	-76%	-91%
ENAe 2 CE	99%	100%	98%	90%	100%	36%	33%	35%	82%	91%	97%	65%	79%	65%	-64%	76%	-70%	-88%
ENAe 3 CE	96%	98%	100%	82%	99%	20%	16%	19%	72%	92%	98%	51%	69%	51%	-50%	67%	-58%	-82%
ENAe 4 RN	94%	90%	82%	100%	89%	72%	69%	69%	97%	71%	84%	89%	82%	91%	-85%	86%	-89%	-95%
ENAe 5 RN	99%	100%	99%	89%	100%	33%	29%	30%	81%	90%	98%	62%	73%	62%	-60%	73%	-68%	-88%
ENAe 6 BA	45%	36%	20%	72%	33%	100%	98%	95%	79%	10%	26%	91%	57%	93%	-86%	69%	-84%	-65%
ENAe 7 BA	42%	33%	16%	69%	29%	98%	100%	98%	73%	7%	24%	88%	56%	90%	-79%	69%	-77%	-57%
ENAe 8 BA	43%	35%	19%	69%	30%	95%	98%	100%	69%	13%	26%	85%	63%	88%	-77%	70%	-75%	-53%
ENAe 9 RN	87%	82%	72%	97%	81%	79%	73%	69%	100%	59%	75%	92%	73%	93%	-91%	84%	-95%	-98%
ENAe 10 RS	87%	91%	92%	71%	90%	10%	7%	13%	59%	100%	94%	42%	76%	42%	-46%	57%	-50%	-69%
ENAe 11 RS	96%	97%	98%	84%	98%	26%	24%	26%	75%	94%	100%	58%	75%	57%	-53%	67%	-60%	-83%
ENAe 12 RS	72%	65%	51%	89%	62%	91%	88%	85%	92%	42%	58%	100%	78%	98%	-93%	80%	-93%	-85%
ENAe 13 SP	80%	79%	69%	82%	73%	57%	56%	63%	73%	76%	75%	78%	100%	76%	-78%	76%	-77%	-71%
ENAe 14 SP	72%	65%	51%	91%	62%	93%	90%	88%	93%	42%	57%	98%	76%	100%	-93%	77%	-92%	-83%
ENAh SE	-70%	-64%	-50%	-85%	-60%	-86%	-79%	-77%	-91%	-46%	-53%	-93%	-78%	-93%	100%	-80%	99%	85%
ENAh S	79%	76%	67%	86%	73%	69%	69%	70%	84%	57%	67%	80%	76%	77%	-80%	100%	-85%	-82%
ENAh NE	-76%	-70%	-58%	-89%	-68%	-84%	-77%	-75%	-95%	-50%	-60%	-93%	-77%	-92%	99%	-85%	100%	91%
ENAh N	-91%	-88%	-82%	-95%	-88%	-65%	-57%	-53%	-98%	-69%	-83%	-85%	-71%	-83%	85%	-82%	91%	100%

Tabela 27 - Matriz de Correlação ENAe x ENAh Média Mensal

É possível concluir através da análise dos coeficientes de correlação da matriz que:

- Existe um regime complementar entre o perfil médio anual de todas as regiões eólicas com o perfil da hidrologia das regiões Sudeste, Nordeste e Norte.
- É possível afirmar que o ditado popular “quando venta não chove e quando chove não venta” é verdadeiro para as regiões Norte, Nordeste e Sudeste.
- Já o comportamento da ENAh da região Sul segue o mesmo perfil médio anual da ENAe de todas as regiões.

Outra análise importante a ser feita é a complementariedade interanual da ENAe e ENAh, ou seja, como o vento se comporta em um ano hidrológico ruim.

Graficamente pode-se identificar picos e vales e que existem momentos em que a ENAh está com níveis elevados, em relação à média, e a ENAe apresentou valores baixos. Isso evidencia que existe uma complementariedade que pode ser benéfica para o sistema elétrico, e

também para o empreendedor que investe em um portfólio composto por variadas fontes em regiões diferentes.

Gráfico 130 – Média anual ENAe e ENAh por estado.

A matriz de coeficiente de correlação apresentada a seguir mostra matematicamente o comportamento interanual da geração ENAe com a ENAh.

Matriz de Correlação: Média Anual															
	1 CE	2 CE	3 CE	4 RN	5 RN	6 BA	7 BA	8 BA	9 RN	10 RS	11 RS	12 RS	13 SP	14 SP	ENAh SE
1 CE	100%	97%	97%	87%	88%	54%	23%	21%	84%	2%	14%	8%	-13%	-12%	32%
2 CE	97%	100%	92%	78%	85%	48%	17%	15%	76%	2%	16%	15%	-16%	-17%	37%
3 CE	97%	92%	100%	90%	91%	51%	22%	24%	91%	6%	14%	1%	-11%	-10%	29%
4 RN	87%	78%	90%	100%	90%	65%	41%	31%	90%	17%	21%	9%	0%	-4%	14%
5 RN	88%	85%	91%	90%	100%	52%	22%	21%	82%	2%	7%	9%	-25%	-31%	25%
6 BA	54%	48%	51%	65%	52%	100%	84%	73%	63%	17%	1%	18%	-6%	4%	-29%
7 BA	23%	17%	22%	41%	22%	84%	100%	81%	41%	23%	10%	9%	11%	16%	-45%
8 BA	21%	15%	24%	31%	21%	73%	81%	100%	45%	12%	-7%	-12%	3%	11%	-24%
9 RN	84%	76%	91%	90%	82%	63%	41%	45%	100%	15%	15%	2%	2%	3%	15%
10 RS	2%	2%	6%	17%	2%	17%	23%	12%	15%	100%	66%	26%	17%	21%	-30%
11 RS	14%	16%	14%	21%	7%	1%	10%	-7%	15%	66%	100%	50%	42%	33%	-2%
12 RS	8%	15%	1%	9%	9%	18%	9%	-12%	2%	26%	50%	100%	-3%	-9%	-6%
13 SP	-13%	-16%	-11%	0%	-25%	-6%	11%	3%	2%	17%	42%	-3%	100%	87%	-10%
14 SP	-12%	-17%	-10%	-4%	-31%	4%	16%	11%	3%	21%	33%	-9%	87%	100%	-18%
ENAh SE	32%	37%	29%	14%	25%	-29%	-45%	-24%	15%	-30%	-2%	-6%	-10%	-18%	100%
ENAh S	54%	56%	59%	42%	52%	1%	-15%	6%	50%	17%	34%	11%	8%	-4%	53%
ENAh NE	5%	10%	1%	-14%	-9%	-24%	-31%	1%	-6%	-20%	-12%	-12%	-28%	-4%	76%
ENAh N	-45%	-42%	-49%	-60%	-55%	-46%	-54%	-29%	-46%	-34%	-36%	1%	-19%	-1%	23%

Tabela 28 - Matriz de Correlação ENAe x ENAh Média Anual

pode-se concluir que:

- A ENAh nas regiões norte e nordeste são complementares com todas as ENAe. Isso significa que em um ano com ventos

ruins em todas as regiões é acompanhado de chuvas nas regiões norte e nordeste;

- Também existe um comportamento complementar entre a ENAh do Sudeste com a ENAe dos estados de São Paulo, Rio Grande do Sul e Bahia;
- A ENAh da região Sul também possui um regime complementar com os estados da Bahia e São Paulo, porém este comportamento é de menor intensidade que os mencionados anteriormente.

É sabido que o MRE entre as hidroelétricas captura o benefício da complementariedade entre bacias e regiões. As tabelas e gráficos apresentados mostram que existe uma diferença de comportamento entre as ENAh das diversas regiões, diferença que quando contabilizada gera um benefício expressivo para o grupo.

Não obstante, analisando os coeficientes de correlação entre as ENAh e entre as ENAh e as ENAe, é possível afirmar que a complementariedade hidro-eólica é de maior intensidade que a complementariedade hídrica.

Assim como a diversidade hidrológica é capturada através do MRE, gerando benefícios para o sistema, como um todo, é plausível imaginar que a partir de um estudo aprofundado se possa obter a formulação de um mecanismo que capture o benefício existente na formação de um portfólio composto por hidroelétricas e eólicas.

CAPÍTULO 5: Fenômenos Climáticos

5.1. El Niño

Um componente do sistema climático da terra é representado pela interação entre a superfície dos oceanos e a baixa atmosfera adjacente a este. Os processos de troca de energia e umidade entre esses sistemas determinam o comportamento do clima, sendo que alterações destes processos podem afetar tanto o clima regional como o global, consequentemente alterando a dinâmica dos ventos.

O El Niño representa o aquecimento anormal das águas superficiais e sub-superficiais do Oceano Pacífico Equatorial. A palavra El Niño é derivada do espanhol, refere-se à presença de águas quentes que todos os anos aparecem na costa norte de Peru na época de Natal. Os pescadores do Peru e Equador chamaram esta presença de águas mais quentes de *Corriente* de El Niño, em referência ao Niño Jesus ou Menino Jesus.

Na atualidade, as anomalias do sistema climático que são mundialmente conhecidas como El Niño e La Niña representam uma alteração do sistema oceano-atmosfera no Oceano Pacífico tropical, e que tem consequências no clima em todo o planeta.

Nesta definição, considera-se não somente a presença das águas quentes da Corriente El Niño mas também as mudanças na atmosfera próxima à superfície do oceano, como o enfraquecimento dos ventos alísios (que sopram de leste para oeste) na região equatorial. Com esse aquecimento do oceano e com o enfraquecimento dos ventos, começam a ser observadas mudanças da circulação da atmosfera nos níveis baixos e altos, determinando mudanças nos padrões de transporte de umidade e, portanto, variações na distribuição das chuvas em regiões tropicais e de latitudes médias e altas. Em algumas regiões do globo também são observados aumento ou queda de temperatura. A figura a seguir mostra a situação observada em dezembro de 1997, no pico do fenômeno El Niño.

Figura 54 - Anomalia de Temperatura da Superfície do mar Dezembro de 1997

Os tons avermelhados indicam regiões com valores acima da média e os tons azulados as regiões com valores a seguir da média climatológica. Pode-se notar a região no Pacífico Central e Oriental com valores positivos, indicando a presença do El Niño.

Talvez a melhor maneira de se referir ao fenômeno El Niño seja pelo uso da terminologia mais técnica, que inclui as características oceanicas-atmosféricas, associadas ao aquecimento anormal do oceano Pacífico tropical.

O ENOS, ou El Niño Oscilação Sul representa de forma mais genérica um fenômeno de interação atmosfera-oceano, associado a alterações dos padrões normais da Temperatura da Superfície do Mar (TSM) e dos ventos alísios na região do Pacífico Equatorial, entre a Costa Peruana e no Pacífico oeste próximo à Austrália. Além de índices baseados nos valores da temperatura da superfície do mar no Oceano Pacífico equatorial, o fenômeno ENOS pode ser também quantificado pelo Índice de Oscilação Sul (IOS). Este índice representa a diferença entre a pressão ao nível do mar entre o Pacífico Central (Taiti) e o Pacífico do Oeste (Darwin/Austrália). Esse índice está relacionado com as mudanças na circulação atmosférica nos níveis baixos da atmosfera, consequência do aquecimento/resfriamento das águas superficiais na região. Valores

negativos e positivos da IOS são indicadores da ocorrência do El Niño e La Niña respectivamente.

O evento de El Niño e La Niña tem uma tendência a se alternar cada 3-7 anos. Porém, de um evento ao seguinte, o intervalo pode mudar de 1 a 10 anos. As intensidades dos eventos variam bastante de caso a caso. O El Niño mais intenso desde a existência de "observações" de TSM ocorreu em 1982-83 e 1997-98. Algumas vezes, os eventos El Niño e La Niña tendem a ser intercalado por condições normais.

5.2. La Niña

O fenômeno La Niña, que é oposto ao El Niño, corresponde ao resfriamento anômalo das águas superficiais do Oceano Pacífico Equatorial Central e Oriental formando uma “piscina de águas frias” nesse oceano.

Figura 55 -Anomalia de Temperatura da Superfície do mar El Niña

À semelhança do El Niño, porém apresentando uma maior variabilidade do que este, trata-se de um fenômeno natural que produz fortes mudanças na dinâmica geral da atmosfera, alterando o comportamento climático. Nele, os ventos alísios mostram-se mais intensos que o habitual (média climatológica) e as águas mais frias, que caracterizam o fenômeno, estendem-se numa faixa de largura de cerca de 10 graus de latitude ao longo do Equador desde a costa peruana até aproximadamente 180 graus de longitude no Pacífico Central. Observa-se,

ainda, uma intensificação da pressão atmosférica no Pacífico Central e Oriental em relação à pressão no Pacífico Ocidental.

A velocidade dos ventos aumenta a intensidade da Célula de Walker, isto provoca mais chuva no Sudeste Asiático e no norte da Oceania e secas na costa oeste da América do Sul, pois impede a convecção do ar.

Outros nomes como "*El Viejo*" ou "*anti-El Niño*" também foram usados para se referir a este resfriamento, mas o termo La Niña ganhou mais popularidade. Os principais efeitos de episódios do La Niña observados sobre o Brasil são:

- Passagens rápidas de frentes frias sobre a Região Sul;
- Temperaturas próximas da média climatológica ou ligeiramente a seguir da média sobre a Região Sudeste, durante o inverno;
- Chegada das frentes frias até a Região Nordeste, principalmente no litoral da Bahia, Sergipe e Alagoas;
- Tendência às chuvas abundantes no norte e leste da Amazônia; Possibilidade de chuvas acima da média sobre a região semi-árida do Nordeste do Brasil;
- Chuvas muito acima da média no leste dos estados da Região Sul, estiagem no Oeste destes estados e no Paraguai.
- Entre os meses de Dezembro e Fevereiro:
- Aumento das chuvas na região nordeste do Brasil; principalmente no setor norte, a qual corresponde os estados do Maranhão, Piauí, Ceará e oeste do Rio Grande do Norte;
- Temperaturas abaixo do normal para o verão, na região sudeste do Brasil;
- Entre os meses de Junho e Agosto: Inverno árido na região sul e sudeste do Brasil; Aumento do calor na costa oeste da América do Sul;

Em geral, um episódio La Niña começa a desenvolver-se em um certo ano, atinge sua intensidade máxima no final daquele ano, vindo a dissipar-se em meados do ano seguinte. Uma ocorrência de La Niña pode, no entanto, durar até dois anos. Sua intensidade é tão forte que os episódios La Niña permitem, algumas vezes, a chegada de frentes frias até à Região Nordeste notadamente no litoral da Bahia, Sergipe e Alagoas, e na Região Norte principalmente Rondônia e Acre.

5.3. Dados Históricos El Niño e La Niña

Para o estudo dos efeitos do El Niño e La Niña na geração de energia eólica e hidráulica no Brasil utiliza-se o histórico de dados do Multivariate ENSO Index (MEI), fornecidos pelo Earth and System Research Laboratory do National Oceanic & Administration (NOAA).

O El Niño/Southern Oscillation (ENSO) é o mais importante fenômeno de interação entre o oceano e a atmosfera que juntos podem causar variabilidade climática global em escalas de tempo interanuais.

Com o intuito de monitorar o ENSO o NOAA, foi desenvolvido pelo NOAA um índice denominado Multivariate ENSO Index (MEI), índice que se baseia em seis variáveis principais:

- Pressão ao nível do mar;
- Componente de velocidade de vento de superfície: zonal (U) e meridional (V);
- Temperatura oceânica de superfície;
- Temperatura do ar na superfície;
- Fração de nebulosidade do céu.

Estas variáveis têm sido monitoradas e analisadas pelo ICOADS durante muito anos. O MEI é computado separadamente para cada dois meses baseado em uma “janela móvel” dos últimos doze meses.

Depois da filtragem e agrupamento (Wolter, 1987), o MEI é calculado como o primeiro Componente Principal (PC), baseado em todos os seis campos observados combinados. O Índice é decorrente da normalização da

variância total de cada campo, e, em seguida, da extração do primeiro PC da matriz de co-variância dos campos combinados (Wolter e Timlin, 1993). A fim de manter o MEI comparável, todos os valores sazonais são normalizados com respeito a cada período, e também para o período de referência de 1950-1993.

Hoje tem-se acesso ao índice do período de 1950 a 2012, conforme gráfico de valores a seguir:

Figura 56 - MEI

Por meio da análise do índice MEI, pode-se identificar a ocorrência dos fenômenos La Niña e El Niño. Fazendo o uso de percentis para definir a ocorrência de La Niña e El Niño, define-se que quando temos o MEI variando de 1-19 identificamos a fraca ocorrência de El Niño e fortes condições de La Niña, enquanto 44-62 (45-63) denotam fortes condições de El Niño. Na tabela a seguir temos a análise dos anos com ocorrência dos fenômenos e sua intensidade.

Tabela 29 - Ocorrência El Niño La Niña²⁷

Ocorrência de El Niño		Ocorrência do La Niña	
1877 - 1878	1888 - 1889	1886	1903 - 1904
1896 - 1897	1899	1906 - 1908	1909 - 1910
1902 - 1903	1905 - 1906	1916 - 1918	1924 - 1925
1911 - 1912	1913 - 1914	1928 - 1929	1938 - 1939
1918 - 1919	1923	1949 - 1951	1954 - 1956
1925 - 1926	1932	1964 - 1965	1970 - 1971
1939 - 1941	1946 - 1947	1973 - 1976	1983 - 1984
1951	1953	1984 - 1985	1988 - 1989
1957 - 1959	1963	1995 - 1996	1998 - 2001
1965 - 1966	1968 - 1970	2007 - 2008	-
1972 - 1973	1976 - 1977	Legenda:	Forte Moderada Fraco
1977 - 1978	1979 - 1980		
1982 - 1983	1986 - 1988		
1990 - 1993	1994 - 1995		
1997 - 1998	2002 - 2003		
2004 - 2005	2006 - 2007		
2009 - 2010	-		
Legenda:	Forte Moderada Fraco		

5.4. Influência do El Niño e La Niña na geração Eólica e Hídrica

Para a análise comparativa do índice MEI com o comportamento sazonal de geração eólica e hídrica, utiliza-se as seguintes séries de dados:

- ENAe – Série de Energia Natural Afluente Eólica de diversas regiões;
- ENAh – Série de Energia Natural Afluente Hídrica para os diversos submercados;
- MEI em p.u. – Com o objetivo de facilitar a identificação do comportamento do índice MEI ao longo do período, as séries de dados no MEI foram transformadas em p.u., sendo -1 a forte ocorrência de La Niña e +1 a forte ocorrência de El Niño.

Os gráficos a seguir apresentam a influência do El Niño e La Niña na ENA eólica e hídrica, representados pelos respectivos eventos ente 1997 e 1998, 2008 e 2209.

²⁷ Rasmusson e Carpenter 1983, Monthly Weather Review, Ropelewski e Halpert 1987, Monthly Weather Review. Cold episode sources Ropelewski e Halpert 1989, Journal of Climate. Climate Diagnostics Bulletin. A intensidade dos ventos é baseada no padrão e magnitude das anomalias da TSM do Pacífico Tropical.

Gráfico 131 – Efeito El Niño 97/98 ENAh

Gráfico 132 – Efeito El Niño 97/98 ENAE

Gráfico 133 – Efeito La Niña 08/09 ENAh

Gráfico 134 – Efeito La Niña 08/09 ENAe

Após a análise da correlação do MEI com a ENAe e ENAe é possível concluir que o El Niño influencia as regiões da seguinte forma:

- Região Sudeste: Ocasional moderado aumento das temperaturas médias. Ocorreu substancial aumento das temperaturas no inverno de 2010. Não há padrão característico de mudanças de chuvas. Leve aumento da ENAh;
- Região Sul: Precipitações abundantes, principalmente na primavera e chuvas intensas de maio a Julho. Aumento da temperatura média. Aumento da ENAh. Leve diminuição da ENAe;
- Região Nordeste: Secas severas. Diminuição da ENAh. Diminuição da ENAe;
- Região Norte: Diminuição da precipitação e secas, aumento do risco de incêndios florestais e diminuição ENAh.

O El Niño causa o enfraquecimento dos ventos alísios (que sopram de leste para oeste) impactando negativamente a geração eólica, gerando secas no interior da região nordeste afetando levemente a ENAh nordeste.

A La Niña por sua vez apresenta o seguinte comportamento:

- Região Sudeste: Área de baixa previsibilidade;
- Região Sul: Secas severas. Efeito negativo da ENAh e aumento da ENAe.

- Região Nordeste: Aumento de precipitação e vazões dos rios. Efeito positivo na ENAh e ENAe.
- Região Norte: Aumento de precipitação e vazões dos rios. Aumento da ENAh.

A La Niña tem como característica o aumento da intensidade dos ventos alísios, colaborando para o aumento da intensidade dos ventos nas regiões de parque eólicos.

CONCLUSÃO

Este trabalho traz como principal colaboração científica a metodologia para reconstrução de séries históricas de vento, permitindo o estudo aprofundado do comportamento da Energia Natural Afluente Eólica de 1948 a 2010.

Através da análise das séries de vento de longo prazo foi possível compreender o comportamento do regime de vento nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Bahia, São Paulo e Rio Grande do SUL.

Esta dissertação, por meio da reconstrução das séries de vento das principais regiões Brasileiras, possibilitou avaliar a complementariedade energética entre os recursos eólicos e hídricos. Consultando o coeficiente de correlação entre séries de geração de energia eólica e hídrica foi possível identificar a viabilidade do potencial desenvolvimento de um mecanismo que captura o benefício existente na complementariedade eólica e hidro-eólica, incentivando proprietários de parques eólicos a enfrentar o desafio da comercialização no mercado livre de energia, atingindo uma posição de mercado mais eficiente e competitiva.

Os resultados demonstram que existe um comportamento complementar entre as regiões eólicas e entre a ENAe e ENAh de forma que a composição de um portfólio formado por geradores eólicos e hídricos permite mitigar de forma significativa o risco das geradoras. Esta complementariedade entre a energia eólica e hidráulica possibilita que os geradores de um mesmo portfólio compartilhem a exposição dos riscos relacionados à sazonalidade dos ventos, beneficiando diretamente o mercado consumidor com diminuição dos custos na geração, alavancado pela maior competição, decorrente da participação da energia eólica em todos os segmentos de comercialização.

É sabido que o MRE entre as hidroelétricas captura o benefício da complementariedade entre bacias e regiões. As tabelas e gráficos apresentadas mostram que existe uma diferença de comportamento entre as ENAh das diversas regiões, diferença que quando contabilizada gera um benefício expressivo para o grupo. Porém analisando os coeficientes de

correlação somente entre as ENAh e comparando com os calculados entre as ENAe e ENAh é possível afirmar que a complementariedade hidro-eólica é de maior intensidade que hídrica, ou seja os coeficientes de correlação calculados entre as séries de ENAh são maiores que os calculados entre ENAe e ENAh. Desta forma, assim como a diversidade hidrológica é capturada através do MRE gerando benefícios para o sistema, como um todo, é plausível de estudo aprofundado a formulação de um sistema que capture o benefício existente na formação de um portfólio ou mecanismo similar ao MRE composto por hidroelétricas e eólicas.

Embora não exista um perfil anual complementar entre as ENAe, quando é analisada a correlação entre os valores de geração anual para as regiões de estudo foi identificado comportamento complementar, o que mostra que um ano com geração eólica baixa em uma dada região pode ser compensado com uma geração acima da média em outra região, assim como a estabilidade do comportamento das eólicas no Rio Grande do Sul pode beneficiar o perfil sazonal intenso das eólicas do nordeste.

Conforme [22] [23] [24] existe um benefício financeiro e sistêmico, devido a mitigação de riscos na geração, na formação de portfólios de projetos de geração compostos por parques eólicos e hidroelétricas.

Outro ponto relevante identificado neste estudo foi o efeito dos fenômenos climatológicos como El Niño e La Niña na geração de energia em parques eólicos, sendo a energia anual afluyente afetada significativamente por estes fenômenos. Este entendimento possibilita ao operador do sistema a realização de previsões de geração com base em variáveis meteorológicas.

Para trabalhos futuros sugere-se a utilização das séries de ENAe reconstruídas no desenvolvimento de um modelo econômico financeiro que calcule o benefício existente na formação de um portfólio Eólico e hidro-eólico.

REFERÊNCIAS

- [1] Anais - Brasil Energy Frontiers 2011 _ <http://www.brazilenergyfrontiers.com/> 01/12/2014
- [2] Fonte de Informação: Livro - O El Niño e Você - o fenômeno climático Autor - Gilvan Sampaio de Oliveira
- [3] Fonte: O El Niño e Você - o fenômeno climático - Gilvan Sampaio de Oliveira Editora Transtec - São José dos Campos (SP), Março de 2001.
- [4] Wind Energy Handbook / Tony Burton- 2ª Edição.
- [5] EPE: BEN 2012
- [6] BOYLE, G. "Renewable energy: power for a sustainable future". Oxford University Press, United Kingdom, 1996, 478p.
- [7] FADIGAS, E. "Energia Eólica". Editora Manole, São Paulo, 2011, 282p.
- [8] Pereira, B.; País, M; Sales, P, Análise espectral de Séries temporais – Uma Introdução para engenharia, economia e estatística, 1ª Edição, Editora Arte Final, Eletrobrás 1986.
- [9] Chatfield, C., The Analyses of Time Series – Na Introduction, 6ª Edição Editora LLC, Florida, Estados Unidos, 2000.
- [10] Spiegel, M., Estatística, 3ª edição, Editora McGrawHill, 1998.
- [11] IEC. International Standard 61400-12-1. Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. First edition 2005-12
- [12] MANWELL, J.F. et al. "Wind Energy Explained: Theory, design and applications". Ed. John Wiley & Sons, LTD, London, 2004, 577p.
- [13] PATEL, M.R. "Wind and solar power systems". Ed CRC Press, second edition , NY, 2006, 433p.
- [14] SILVA, G. R. "Características de vento da região nordeste. Análise, modelagem e aplicações para projetos de centrais eólicas". Dissertação de mestrado. Universidade Federal de Pernambuco. Recife, 2003, 131p.
- [14] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL "Panorama do Potencial Eólico no Brasil". Elaborado pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica, Brasília, 2002.
- [15] EPE: Normas de realização de leilões de Energia.
- [16] Relatórios da ABEEÓLICA.
- [17] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. CCEE. "Visão Geral das Operações na CCEE" – RR Donnelley Moore

- [18] RAMOS, D.S. Notas de Aula da disciplina de pós-graduação PEA5916: Formação de Preços e Comercialização no Mercado de Energia Elétrica - EPUSP. São Paulo : s.n.
- [18] <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa> 12/01/2015
- [19] Ricosti, Juliana Ferrari Chade. “Inserção da energia eólica no sistema hidrotérmico Brasileiro” Dissertação de mestrado, São Paulo 2011.
- [20] The Wind Power: Wind Turbines and Wind Farms database.
- [21] ANEEL, “Atlas da Energia Elétrica do Brasil”, 2ª Edição Brasília, 20
- [22] L. A. S. Camargo, E. Guarnier, L. T. Witzler and D. S. Ramos, 2013. “A Business Model to Incentivize Hydro Companies Inversions in Wind and Biomass Power Plants”. In: IYCE 13, Ungria.
- [23] E. GUARNIER¹, L. A. S. CAMARGO, L. T. WITZLER; D. S. RAMOS, V. L. de MATOS, E. C. FINARDI, 2014. “Análise Estruturada de Mecanismos para Mitigação dos Riscos de Comercialização de Usinas Eólicas Alocadas no Mercado Livre” In: XIII SEPOPE , Brazil.
- [24] D. S. Ramos, L. A. S. Camargo, E. Guarnier and L. T. Witzler, 2013 “Minimizing Market Risk by Trading Hydro-Wind Portfolio: A Complementarity Approach” In: EEM13, Sweden.
- [25] José A. Carta , Sergio Velázquez, Pedro Cabrera, 2013 “A review of measure-correlate-predict(MCP) methods used to estimate long-term wind characteristics at a target site” In: Renewable and Sustainable Energy Reviews