



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL**

ALESSANDRA MACIEL DE LIMA BARROS

**AVALIAÇÃO DA PRECIPITAÇÃO COMO VARIÁVEL EXÓGENA NA PREVISÃO DE GERAÇÃO
EÓLICA DE CURTO PRAZO DE UMA CENTRAL EÓLICA NO CEARÁ**

**RECIFE
2017**

ALESSANDRA MACIEL DE LIMA BARROS

**AVALIAÇÃO DA PRECIPITAÇÃO COMO VARIÁVEL EXÓGENA NA PREVISÃO DE GERAÇÃO
EÓLICA DE CURTO PRAZO DE UMA CENTRAL EÓLICA NO CEARÁ**

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutora em Engenharia Civil.

Orientadora: Profa. Dra. Maria do Carmo Martins Sobral.

Coorientador: Prof. Dr. Mêuser Jorge Valença.

Área de Concentração: Tecnologia Ambiental e Recursos Hídricos.

**RECIFE
2017**

Catálogo na fonte
Bibliotecária Margareth Malta, CRB-4 / 1198

B277a Barros, Alessandra Maciel de Lima.
Avaliação da precipitação como variável exógena na previsão de geração eólica de curto prazo de uma central eólica no Ceará /Alessandra Maciel de Lima Barros. – 2017.
192 folhas, il., gráfs., tabs.

Orientadora: Profa. Dra. Maria do Carmo Martins Sobral.
Coorientador: Prof. Dr. Mêuser Jorge Valença.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, 2017.
Inclui Referências e Apêndices.

1. Engenharia civil. 2. Energia eólica. 3. Índices climáticos. 4. Redes neurais. I. Sobral, Maria do Carmo Martins. (Orientador). II. Valença, Mêuser Jorge. (Coorientador). III. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.) BCTG/2018-169

ALESSANDRA MACIEL DE LIMA BARROS

**AVALIAÇÃO DA PRECIPITAÇÃO COMO VARIÁVEL EXÓGENA NA PREVISÃO DE
GERAÇÃO EÓLICA DE CURTO PRAZO DE UMA CENTRAL EÓLICA NO CEARÁ**

Recife, 31 de janeiro de 2017

BANCA EXAMINADORA

Prof.^a Dra. Maria do Carmo Martins Sobral
Orientadora - UFPE

Prof. Dr. Mêuser Jorge Valença
Coorientador - UFPE

Prof.^a Dra. Werônica Meira de Souza
Examinadora Externa – UFRPE / UAG

Prof.^a Dr. Alexandre Carlos de Araújo Costa
Examinador externo - UFPE

Prof.^a Dr. Ivan Vieira de Melo
Examinador externo – UFPE

Prof.^a Dra. Suzana Maria Gico Lima Montenegro
Examinadora interna - UFPE

*Ao meu esposo Rodrigo, e aos meus filhos,
Lívia e Miguel, pelo amor que sinto por eles e
pelos momentos que passamos juntos.*

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela bênção da vida, e por permitir a conclusão de mais um trabalho nesta existência.

Aos meus pais Maria do Socorro (*in memoriam*) e Antônio Eraldo, pela minha existência e ensinamentos.

À minha avó Elvira, minha mãe Maria do Socorro e minha tia Anita, todas *in memoriam*, mulheres de fibra e admiráveis pelo generoso coração. Agradeço todo o amor, carinho, ensinamentos e exemplo de vida que cada uma foi para mim.

À Prof. Maria do Carmo Sobral, orientadora e amiga, por compartilhar suas experiências profissionais e ensinamentos. Agradeço toda a sua contribuição no meu desenvolvimento profissional e pessoal. Graças ao seu apoio e incentivo realizo este sonho.

Ao meu esposo Rodrigo, companheiro de todas as horas, pelos nossos dois filhos, pelo amor que nos une e por estar sempre ao meu lado apoiando as decisões importantes de minha vida.

À minha filha Lívia, o cristal que Deus me confiou, que se destaca pela sua delicadeza. Ao meu filho Miguel por me lembrar todos os dias que a felicidade está nas coisas mais simples da vida.

À minha irmã Adriana e ao meu cunhado Roberto, pela apoio, incentivo e disponibilidade em ajudar com os pequenos nos momentos que mais precisei. Ao meu irmão Alex, companheiro das brincadeiras de infância, pelas conversas de apoio e incentivo.

Aos meus sogros Aubry e Célia, por me acolherem como filha, pelos conselhos, incentivo e apoio ao longo de todos esses anos de convívio.

À minha auxiliar Rafaela, pelo cuidado, atenção e carinho com os pequenos.

Ao coorientador Prof. Dr. Mêuser Valença e aos professores que participaram da minha banca de qualificação, pelas sugestões e contribuições para aprimoramento deste trabalho.

Ao gerente do ONS, Giovanni Coimbra, incentivador e motivador deste trabalho, pela contribuição no meu desenvolvimento profissional. Ao gerente executivo do ONS, Saulo Cisneiros, por apoiar este trabalho.

Ao Prof^o. Dr. Márcio Cataldi e a Prof^a Dra. Werônica Meira, especialistas em meteorologia, que me auxiliaram nesta pesquisa, agradeço os ensinamentos, discussões e contribuições técnicas.

À equipe de meteorologistas do ONS, em especial, a Christiane Osório e Hélio Camargo pelas discussões, contribuições técnicas, esclarecimentos, cooperação, presteza no fornecimento de dados e informações.

Aos amigos e colegas de trabalho do ONS, em especial a minha equipe, pela troca de ideias, aprendizado e convívio diário.

As amigas Luana Gomes e Conceição Alcoforado, pelos ensinamentos, troca de experiência e aprendizado ao longo desses anos de convívio.

Aos colegas, Paulo Nascimento e Flávio Rosa, pelo auxílio no fornecimento de dados e informações.

As minhas sobrinhas Eduarda Maciel e Bruna Beltrão, aos colegas João Baptista e Fábio Henrique. Aos colegas do doutorado: Janaína, Gilberto, Cláudia, Gérsica, Rita de Cássia e André Delgado, pelas conversas e auxílio nos momentos que precisei.

À Dra. Silvia Rodrigues e à Natália Campos, pelos conhecimentos e ensinamentos partilhados, que me auxiliaram bastante para a conclusão deste trabalho.

Aos professores do curso de Graduação e Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, pelos ensinamentos que tanto contribuem para minha formação profissional.

Às Secretárias da Pós-Graduação Andréa, Cleide e Claudiana pela eficiência e presteza.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES, pela bolsa de estudos concedida no primeiro ano da pesquisa de doutorado.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE pela disponibilização dos dados utilizados nesta pesquisa.

À Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos - Funceme pela presteza na disponibilização das informações pluviométricas do estado do Ceará.

A todas as pessoas e instituições que colaboraram para o desenvolvimento dessa pesquisa e a todos que, direta ou indiretamente, cooperaram para o fechamento desta tese de doutorado, minha profunda gratidão.

RESUMO

A energia eólica vem despontando como uma das principais fontes renováveis de energia no Nordeste do Brasil, especialmente nos últimos anos, devido à escassez hídrica e a sua complementariedade energética sazonal à geração hidráulica. Desde 2014, o Brasil está entre os dez países do mundo com maior capacidade instalada de energia eólica. Em 2016, a capacidade instalada era de cerca de 10 GW com previsão de alcançar 16 GW, em 2021. O Nordeste concentra 85% deste total. O objetivo do trabalho foi avaliar a inclusão da variável exógena precipitação na previsão de geração eólica de curto prazo de uma central eólica no estado do Ceará. Foram utilizados dados diários de: geração eólica verificada do Operador Nacional do Sistema Elétrico; velocidade do vento verificada do Sistema de Medições Anemométricas da Empresa de Pesquisa Energética; precipitação pluviométrica diária da Agência Nacional de Águas e da Funceme; índices climáticos do NCEP; previsão da velocidade do vento do modelo ETA (15 km). Neste trabalho foram utilizados os seguintes softwares/métodos: RCLimindex para cálculo dos índices de extremos climáticos; WRPLOT para caracterização do regime de ventos; SPSS para análise da correlação de Pearson; cálculo do Índice de Anomalia de Chuva e utilização do software NeuroHidro. Dentre os principais resultados, destacam-se: predominância de tendências negativas de diminuição da precipitação total com chuvas distribuídas e concentradas em curto período de tempo; existência de uma relação inversamente proporcional entre o Índice de Anomalia de Chuva e o Fator de Capacidade da geração eólica; as correlações obtidas evidenciaram que o regime de ventos e precipitação das estações analisadas é influenciado pelas variações de temperatura do Oceano Atlântico e Oceano Pacífico, com uma maior correlação positiva do Atlântico Norte. O aumento da temperatura da superfície do mar dos oceanos Atlântico Norte e Pacífico equatorial, especificamente, nas regiões Niño 1+2 e Niño 3 provoca uma redução da precipitação e uma intensificação na velocidade dos ventos nas estações estudadas da região litorânea dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte. As correlações obtidas com o Atlântico Sul não apresentaram significância estatística. Em relação ao regime de ventos, constatou-se uma maior intensidade dos ventos no período seco e uma menor intensidade no período úmido, sendo os ventos mais intensos no segundo semestre do ano. As previsões da velocidade do vento do modelo ETA (15 km) apresentaram uma tendência em superestimar a velocidade do vento prevista com maiores desvios no período úmido. Os desvios da previsão de vento são mais elevados para velocidades de 4 a 6 m/s, enquanto que, os desvios são reduzidos para velocidades de 8 a 10 m/s. A inserção da variável exógena precipitação melhorou o desempenho do modelo de previsão de geração eólica no período úmido analisado, especificamente, para os dias com precipitação superior a 40 mm. Os resultados apresentados nesta pesquisa não podem ser generalizados para todo o Nordeste. Os resultados obtidos contribuirão para o aprimoramento dos modelos de previsão de geração eólica e podem subsidiar o planejamento energético do Sistema Interligado Nacional.

Palavras-chave: Energia eólica. Índices climáticos. Redes neurais.

ABSTRACT

Wind energy is the fastest growing renewable energy source for electricity generation in the Northeast of Brazil, especially in recent years, due to the water scarcity and its seasonal energy complementarity to hydroelectric power. Since 2014, Brazil has been among the ten countries with the largest installed capacity of wind power. In 2016, the installed capacity was about 10 GW, with forecast to reach 16 GW in 2021. The Northeast concentrates 85% of this total installed capacity. The aim of this work was to evaluate the inclusion of the exogenous precipitation variable in the forecast of short-term wind generation of a wind farm in the state of Ceará. The main data used were: wind generation verified of the National Electric System Operator (2012 to 2014); wind speed verified in the Anemometric Measurement System of the Energy Research Company rainfall of the National Water Agency and Funceme; climate indices of the NCEP; wind speed prediction of the ETA model (15 km). The following methodology was used: RClindex to calculate the climate extremes indices; WRPLOT for characterization of wind regime; SPSS for analysis of the Pearson correlation; calculation of Rainfall Anomaly Index and software tools as NeuroHidro and others. Among the main results, it stands out the predominance of negative trends and decrease in the total precipitation with more sporadic rains and concentrated in a short period. In addition, there was an inversely proportional relationship between the Rain Anomaly Index and the Wind Power Capacity Factor. The increase of the Pacific and North Atlantic Oceans' surface temperature causes a reduction of precipitation and an intensification of the wind velocities in the studied points of the coastal region of the states of Ceará and Rio Grande do Norte. The wind speed predictions of the ETA model (15 km) showed a tendency to overestimate the predicted wind velocity with larger deviations in the rainy period. Deviations from the wind forecast were higher at speeds of 4 to 6 m/s, while deviations were reduced at speeds of 8 to 10 m/s. The insertion of the exogenous precipitation variable improved the performance of the wind generation prediction model in the rainy period analyzed, specifically for the days with precipitation over 40 mm. The results presented in this research should not be generalized throughout the Northeast. It is recommended to carry out new analyzes with a greater history of precipitation and wind generation data for wind farms analyzed and located in different geographic regions and complex terrains, as well as evaluation of other models of meteorological forecast such as the HRES models of the Center (ECMWF) and GFS (NCEP). The results obtained will contribute to the improvement of wind power forecasting models and may support the energy planning of the National Interconnected System.

Keywords: Wind power. Climate indices. Neural networks.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Capacidade instalada anual acumulada global de eólica 2001 - 2016	27
Figura 2	Países com maior capacidade eólica instalada no mundo - dezembro/2016	27
Figura 3	Países com maior crescimento de capacidade eólica instalada em 2016	28
Figura 4	Velocidade média anual do vento a 50 m de altura	32
Figura 5	Localização geográfica das usinas eólicas	33
Figura 6	Geração eólica do SIN nos últimos 3 anos e fator de capacidade médio mensal	34
Figura 7	Fator de capacidade mensal da geração eólica do SIN nos últimos 3 anos	35
Figura 8	Geração eólica média mensal (MWmed) por estado em 2016	35
Figura 9	Atendimento à carga do Subsistema Nordeste por fonte de geração	36
Figura 10	Atendimento à carga do Subsistema Nordeste em 2016 por fonte de geração	37
Figura 11	Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas no Subsistema Nordeste	38
Figura 12	Balanco energético do Carga do Subsistema Nordeste em 02/10/2016	39
Figura 13	Representação da geração eólica para diferentes agregações	40
Figura 14	Modelo conceitual de circulação global atmosférica	42
Figura 15	Neurônio artificial	60
Figura 16	Arquitetura de um bloco polinomial	70
Figura 17	Localização das estações meteorológicas/pluviométricas e eólicas do Ceará	76
Figura 18	Mapa de elevação digital e localização das usinas eólicas do Ceará	77
Figura 19	Ocorrência e intensidade de fenômenos El Niño e La Niña	84
Figura 20	Identificação das regiões de Niño 1+2, Niño 3, Niño 3.4 e Niño 4 no oceano Pacífico Equatorial	85
Figura 21	Identificação das regiões do TNAI e TSAI no Oceano Atlântico Tropical Identificação	86
Figura 22	Índice Multivariado de ENOS	87
Figura 23	Localização dos parques eólicos selecionados	93
Figura 24	Formato dos arquivos lidos pelo WRPLOT	94
Figura 25	Tendência linear da Precipitação Total Anual (PRCPTOT) da estação Aracati mm/ano (1974-2015)	101
Figura 26	Tendência linear da Precipitação Total Anual (PRCPTOT) da estação Trairi mm/ano (1976-2015)	102
Figura 27	Tendência linear do Número de Dias Secos Consecutivos (CDD) da estação de Aracati (1974 - 2015)	103

Figura 28	Tendência linear do Número de Dias Secos Consecutivos (CDD) da estação de Trairi (1976 - 2015)	104
Figura 29	Tendência linear do Número de Dias Úmidos Consecutivos (CWD) da estação de Aracati (1974 - 2015)	105
Figura 30	Tendência linear do número de dias/ano onde a precipitação ≥ 10 mm (R10mm) na estação de Aracati (1974 - 2015)	105
Figura 31	Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 10 mm (R10mm) na estação de Trairi (1976 - 2015)	106
Figura 32	Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 20 mm (R20mm) na estação de Aracati (1974 - 2015)	107
Figura 33	Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 20 mm (R20mm) na estação de Trairi (1976 - 2015)	107
Figura 34	Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 50 mm (R50mm) na estação de Aracati (1974 - 2015)	108
Figura 35	Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 50 mm (R50mm) na estação de Trairi (1976 - 2015)	109
Figura 36	Gráfico da tendência linear dos dias extremamente úmidos (RX1day) da estação de Aracati (1974 - 2015)	110
Figura 37	Gráfico da tendência linear dos dias extremamente úmidos (RX5day) da estação de Aracati (1974 - 2015)	110
Figura 38	Gráfico da tendência linear dos dias extremamente úmidos (RX1day) da estação de Trairi (1976 - 2015)	111
Figura 39	Gráfico da tendência linear dos dias extremamente úmidos (RX5day) da estação de Trairi (1976 - 2015)	111
Figura 40	Distribuição de frequência das classes de vento de CE1	112
Figura 41	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 0 às 23h	113
Figura 42	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 0 às 5h	113
Figura 43	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 6 às 11h	113
Figura 44	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 12 às 17h	113
Figura 45	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 18 às 23h	113
Figura 46	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - período úmido (mar a mai), 0 às 23h	114
Figura 47	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - período seco (ago a dez), 0 às 23h	114
Figura 48	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Janeiro/2013, 14, 15 e 16	117
Figura 49	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Fev/2013, 14, 15 e 16	117
Figura 50	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Mar/2013, 14, 15 e 16	117
Figura 51	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Abr/2013, 14, 15 e 16	117
Figura 52	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Mai/2013, 14, 15 e 16	117
Figura 53	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Jun/2013, 14, 15 e 16	117

Figura 54	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Jul/2013, 14, 15 e 16	118
Figura 55	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Ago/2013, 14, 15 e 16	118
Figura 56	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Set/2013, 14, 15 e 16	118
Figura 57	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Out/2012, 13, 14 e 15	118
Figura 58	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Nov/2012, 13, 14 e 15	118
Figura 59	Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Dez/2012, 13, 14 e 15	118
Figura 60	Distribuição de frequência das classes de vento de RN1	119
Figura 61	Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 0 às 23h	120
Figura 62	Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 0 às 5h	120
Figura 63	Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 6 às 11 h	121
Figura 64	Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 12 às 17 h	121
Figura 65	Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 18 às 23 h	121
Figura 66	Rosa dos ventos parque eólico RN1 - período úmido (fev a mai), 0 às 23h	121
Figura 67	Rosa dos ventos parque eólico RN1 - período seco (ago a dez), 0 às 23h	121
Figura 68	Relação entre o índice PRCPTOT de Aracati x fator de capacidade de CE3 para o período de 2011 a 2015	128
Figura 69	Relação entre a velocidade do vento e a geração eólica para todo o período	128
Figura 70	Relação entre a velocidade do vento e a geração eólica no período úmido	129
Figura 71	Relação entre a velocidade do vento e a geração eólica no período seco	129
Figura 72	Relação entre geração verificada x velocidade média diária prevista - todo o período	130
Figura 73	Relação entre geração verificada x velocidade média diária prevista - período úmido	130
Figura 74	Relação entre geração verificada x velocidade média diária prevista - período seco	130
Figura 75	Relação entre a geração eólica, velocidade do vento e precipitação	131
Figura 76	Dendograma	132
Figura 77	Vel. do vento observada x geração verificada em dias sem chuva - jan a maio de 2015	133
Figura 78	Velocidade do vento observada x geração verificada em dias com chuva - jan a maio de 2015	133
Figura 79	Velocidade do vento observada x geração verificada em dias sem chuva - jan a maio de 2016	134
Figura 80	Velocidade do vento observada x geração verificada em dias com chuva - jan a maio de 2016	134

Figura 81	Fator de capacidade da geração eólica para dias sem chuva	136
Figura 82	Fator de capacidade da geração eólica para precipitação igual a 1 mm	136
Figura 83	Fator de capacidade da geração eólica para precipitação entre 2 e 4 mm	136
Figura 84	Fator de capacidade da geração eólica para precipitação entre 5 a 10 mm	136
Figura 85	Fator de capacidade da geração eólica para precipitação maior que 10 mm	136
Figura 86	Fator de capacidade da geração eólica por faixa de precipitação para a frequência de ocorrência de 95%	137
Figura 87	Fator de capacidade da geração eólica por faixa de precipitação para a frequência de ocorrência de 90%	137
Figura 88	Relação entre o índice de anomalia de chuva e o fator de capacidade da geração eólica em CE3	138
Figura 89	Relação entre o IAC e o FC para os meses de janeiro	139
Figura 90	Relação entre o IAC e o FC para os meses de fevereiro	140
Figura 91	Relação entre o IAC e o FC para os meses de março	140
Figura 92	Relação entre o IAC e o FC para os meses de abril	141
Figura 93	Relação entre o IAC e o FC para os meses de maio	141
Figura 94	Relação entre IAC x FC nos meses de janeiro de 2011 a 2016	142
Figura 95	Relação entre IAC x FC nos meses de março de 2011 a 2016	142
Figura 96	Relação entre IAC x FC nos meses de fevereiro de 2011 a 2016	142
Figura 97	Relação entre IAC x FC nos meses de abril de 2011 a 2016	142
Figura 98	Relação entre IAC x FC nos meses de maio de 2011 a 2016	142
Figura 99	IAC do período de janeiro a maio e o fator de capacidade médio do período	143
Figura 100	Correlação entre o IAC anual e o fator de capacidade de 2011 a 2016	143
Figura 101	Relação entre a velocidade do vento prevista x verificada - todo o período	145
Figura 102	Velocidade prevista x verificada - período seco	145
Figura 103	Velocidade prevista x verificada - período úmido	145
Figura 104	Curva de permanência da velocidade do vento prevista x verificada - todo o período	146
Figura 105	Curva de permanência da velocidade do vento prevista x verificada - período úmido	146
Figura 106	Curva de permanência da velocidade do vento prevista x verificada - período seco	147
Figura 107	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jan/2015	148
Figura 108	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em fev/2015	148

Figura 109	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em mar/2015	149
Figura 110	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em abr/2015	149
Figura 111	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em mai/2015	150
Figura 112	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jun/2015	150
Figura 113	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jul/2015	151
Figura 114	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jul/2015	151
Figura 115	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em set/2015	152
Figura 116	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em out/2015	152
Figura 117	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em nov/2015	152
Figura 118	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em dez/2015	153
Figura 119	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jan/2016	153
Figura 120	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em fev/2016	154
Figura 121	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em mar/2016	154
Figura 122	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em abr/2016	155
Figura 123	Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em mai/2016	155
Figura 124	Resultados do quarto caso das Calibrações 3 e 6 - período úmido com e sem precipitação	158
Figura 125	Resultados das Calibrações 1 e 4 - todo período (seco + úmido) com e sem precipitação	159
Figura 126	Regressão ajustada para todo o período	160
Figura 127	Regressão ajustadas para o período seco	161
Figura 128	Regressão ajustada para todo o período úmido	161
Figura 129	Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - jan a fev/2015	161
Figura 130	Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - mar a mai/2015	162
Figura 131	Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - jun a ago/2015	163
Figura 132	Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - set a nov/2015	163
Figura 133	Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - dez/15 a fev/2016	164
Figura 134	Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - mar a mai/2016	164

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Participação de cada fonte na matriz energética brasileira	30
Tabela 2	Capacidade eólica instalada por Subsistema até dezembro/2016	33
Tabela 3	Capacidade eólica instalada por estado e número de usinas	34
Tabela 4	Carga média mensal do Subsistema Nordeste verificada em 2016 (MWmed)	37
Tabela 5	Modelos de Previsão Numérica do Tempo utilizados na Europa e América	56
Tabela 6	Principais características dos modelos utilizados no mercado	67
Tabela 7	Indicação do histórico de geração eólica disponível no estado do Ceará	77
Tabela 8	Postos pluviométricos com indicação de sua localização e histórico disponível	78
Tabela 9	Índices climáticos dependente da precipitação pluviométrica diária com definições e unidades	80
Tabela 10	Classificação do Índice de Anomalia de Chuva (IAC)	92
Tabela 11	Coeficiente de correlação entre os postos selecionados próximos à CE1	99
Tabela 12	Coeficiente de correlação entre os postos selecionados próximos à CE2	99
Tabela 13	Coeficiente de correlação entre os postos selecionados próximos à CE3	100
Tabela 14	Análise da velocidade do vento para diferentes períodos do parque eólico CE1	114
Tabela 15	Velocidade média (m/s) do parque CE1 no litoral do Ceará no período de 2012 a 2016 - todo o período	115
Tabela 16	Velocidade média (m/s) do parque CE1, litoral do Ceará, no período de 2012 a 2016 - período seco (agosto - dezembro)	115
Tabela 17	Velocidade média (m/s) do parque CE1, litoral do Ceará, no período de 2012 a 2016 - período úmido	115
Tabela 18	Redução percentual da velocidade média dos ventos do período úmido (março-maio) em relação ao período seco (agosto a dezembro)	116
Tabela 19	Velocidade média do vento em CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016	116
Tabela 20	Velocidade média do vento em RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016	120
Tabela 21	Correlação entre regime de ventos e os índices oceânicos do Pacífico e Atlântico	123
Tabela 22	Correlação entre a precipitação e os índices oceânicos do Pacífico e Atlântico	125
Tabela 23	Correlação entre regime de ventos e os índices oceânicos do Pacífico e Atlântico	126
Tabela 24	Análise da correlação entre a geração eólica e as variáveis meteorológicas	127
Tabela 25	Fator de capacidade da geração eólica por faixa de precipitação para a frequência de ocorrência de 95%	137
Tabela 26	Fator de capacidade da geração eólica por faixa de precipitação para a frequência de ocorrência de 90%	137
Tabela 27	Desvios da previsão média diária de vento no período seco e úmido para diferentes faixas de precipitação	147
Tabela 28	Divisão dos dados e período de calibração	156

Tabela 29	Parâmetros e desvios obtidos nas calibrações dos casos 1, 2 e 3 da rede neural sem considerar a precipitação	157
Tabela 30	Parâmetros e desvios obtidos nas calibrações dos casos 4, 5 e 6 da rede neural considerando a precipitação	157
Tabela 31	Melhoria obtida considerando a precipitação na modelagem - todos os casos	158
Tabela 32	Melhoria obtida considerando a precipitação na modelagem	159

LISTA DE ABRAVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AMA	Acompanhamento das Medições Anemométricas
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AWPPS	ARMINES <i>Wind Power Prediction System</i>
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CCM	Complexos Convectivos de Mesoescala
CDD	Dias secos consecutivos
CEsA	Centro de Estudos de Energia Eólica e Escoamentos Atmosféricos
CPTEC	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
CWD	Dias úmidos consecutivos
ENOS	El Niño – Oscilação Sul
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FUNCEME	Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos
GRNM	<i>General Regression Neural Networks</i>
GW	Gigawatt
IAC	Índice de Anomalia de Chuva
IMM	<i>Institute for Informatics and Mathematical Modelling</i>
INESC	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto
INEGI	Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
IOS	Índice de Oscilação Sul
MAE	Erro médio absoluto
MAPE	Percentual do erro médio absoluto
MEI	Índice Múltiplo de ENSO
MW	Megawatt
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MHV	Melhor Histórico de Vento
MLP	<i>Multi Layer Perceptron</i>
MOC	<i>Model Output Calibration</i>
MOS	<i>Model Output Statistic</i>
MSE	Erro médio quadrático
NCAR	<i>National Center for Atmospheric Research</i>
NCEP	<i>National Center for Environmental Prediction</i>
NCDC	<i>National Climate Data Centre</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
NSRBN	<i>Non-linear Sigmoidal Regression Blocks Networks</i>

NWP	<i>Numerical Weather Prediction</i>
OMM	Organização Mundial de Meteorologia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PNM	Pressão ao Nível do Mar
PRCPTOT	Precipitação total anual dos dias úmidos
REN	Rede Elétrica da Espanha
RNAs	Redes neurais artificiais
USGS	Serviço Geológico dos Estados Unidos
SDE	Desvio padrão dos erros
SDII	Índice simples de intensidade diária
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPSS	<i>Statistical Package for Social Sciences</i>
TEEH	Turbinas eólicas de eixo horizontal
TEEV	Turbinas eólicas de eixo vertical
TNAI	Índice mensal do Atlântico Tropical Norte
TSAI	Índice mensal do Atlântico Tropical Sul
TSM	Temperatura da Superfície do Mar
UE	União Européia
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
DTU	Universidade Técnica da Dinamarca
USGS	Serviço Geológico dos Estados Unidos
VCAN	Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis
WPMS	<i>Wind Power Management System</i>
WPPT	<i>Wind Power Prediction Tool</i>
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	JUSTIFICATIVA	20
1.2	HIPÓTESE	22
1.3	OBJETIVOS	22
1.3.1	Objetivo geral	22
1.3.2	Objetivos específicos	23
1.4	ESTRUTURA DA TESE	23
2	REFERENCIAL TEÓRICO	26
2.1	PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	26
2.1.1	Potencial eólico e localização dos parques	31
2.1.2	Geração eólica e fator de capacidade	34
2.1.3	Importância da geração eólica no atendimento energético do Nordeste	36
2.1.4	Impacto da produção eólica na programação diária eletroenergética	39
2.2	SISTEMAS METEOROLÓGICOS E FENÔMENOS CLIMÁTICOS	40
2.2.1	Características dos ventos	40
2.2.2	Sistemas Meteorológicos	43
2.2.3	Circulações locais	46
2.2.4	Influência dos oceanos Pacífico e Atlântico no clima da região	49
2.2.5	Dipolo do Atlântico	51
2.2.6	Regime de ventos da região Nordeste	52
2.3	PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA	55
2.3.1	Modelos numéricos de previsão meteorológica	55
2.3.2	Modelos de previsão de geração eólica	57
2.4	REDES NEURAIAS	68
3	METODOLOGIA	76
3.1	SELEÇÃO DO ESTUDO DE CASO E AVALIAÇÃO DA SÉRIE HISTÓRICA DE PRECIPITAÇÃO	76
3.2	AVALIAÇÃO DOS ÍNDICES CLIMÁTICOS EXTREMOS DE PRECIPITAÇÃO PLUVIOMÉTRICA	80
3.3	AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DOS FENÔMENOS ENOS E DIPOLO DO ATLÂNTICO NO REGIME DE VENTOS E PRECIPITAÇÃO	84
3.4	AVALIAÇÃO DA CORRELAÇÃO ENTRE A GERAÇÃO EÓLICA E AS VARIÁVEIS METEOROLÓGICAS	90
3.5	AVALIAÇÃO DA CORRELAÇÃO ENTRE O ÍNDICE DE ANOMALIA DE CHUVA E O FATOR DE CAPACIDADE DA GERAÇÃO EÓLICA	92
3.6	CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE VENTOS	93
3.7	ANÁLISE DA VELOCIDADE DO VENTO PREVISTA X VERIFICADA	96

3.8	APLICAÇÃO DE REDES NEURAIS PARA MODELAGEM.....	96
3.9	AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MODELO DE PREVISÃO.....	97
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	100
4.1	AVALIAÇÃO DA SÉRIE HISTÓRICA DE PRECIPITAÇÃO.....	100
4.2	AVALIAÇÃO DOS ÍNDICES DE EXTREMOS CLIMÁTICOS.....	102
4.3	CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE VENTOS	113
4.3.1	Regime dos ventos do Ceará - CE1.....	113
4.3.2	Regime dos ventos do Rio Grande do Norte - RN1	120
4.4	AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DOS FENÔMENOS ENOS E DIPOLO DO ATLÂNTICO NO REGIME DE VENTOS E PRECIPITAÇÃO.....	124
4.4.1	Influência no regime de ventos.....	124
4.4.2	Influência no regime de precipitação	126
4.5	AVALIAÇÃO DA CORRELAÇÃO ENTRE A GERAÇÃO EÓLICA E AS VARIÁVEIS MATEOROLÓGICAS.....	128
4.5.1	Geração eólica verificada x variáveis meteorológicas observadas	128
4.5.2	Geração eólica verificada x velocidade do vento observada	129
4.5.3	Geração eólica verificada x velocidade do vento prevista	130
4.5.4	Geração x velocidade do vento x precipitação.....	132
4.5.5	Geração eólica verificada x precipitação observada.....	136
4.6	ANÁLISE DA ENTRE O ÍNDICE DE ANOMALIA DE CHUVA E O FATOR DE CAPACIDADE DA GERAÇÃO EÓLICA	139
4.7	ANÁLISE DA VELOCIDADE DO VENTO PREVISTA X VERIFICADA.....	145
4.8	AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO MODELO	157
4.8.1	Desempenho do modelo considerando a previsão de vento sem correção do viés	157
4.8.2	Desempenho do modelo considerando a previsão de vento corrigida.....	161
5	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	166
5.1	CONCLUSÕES	166
5.2	RECOMENDAÇÕES	168
	REFERÊNCIAS	169
	APÊNDICE A - CONSISTÊNCIA DOS DADOS DE PRECIPITAÇÃO.....	176
	APÊNDICE B - DADOS UTILIZADOS NA CORRELAÇÃO ENTRE OS ÍNDICES CLIMÁTICOS E OCEÂNICOS.....	186
	APÊNDICE C - CORRELAÇÃO MENSAL ENTRE O REGIME DE VENTOS E OS ÍNDICES OCEÂNICOS DO PACÍFICO E ATLÂNTICO	187

1 INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

Anualmente são produzidos mais de 19.000 bilhões de kWh de energia elétrica no mundo. Cerca de 70% são provenientes da queima de combustíveis fósseis (41,5% de carvão), seguido das usinas hidroelétricas, nucleares e outras fontes (IEA, 2009). Um dos grandes desafios do setor energético mundial é satisfazer o aumento da demanda de energia, diversificando a matriz energética visando à redução das emissões de gases causadores do efeito estufa. Neste contexto, é crescente a importância das fontes renováveis na matriz energética mundial. Pelo menos 45 países, incluindo 10 países em desenvolvimento, têm metas políticas para incrementar o uso das fontes renováveis de energia (GWEC, 2010).

As fontes renováveis, representadas pelas pequenas centrais hidroelétricas, biomassa, eólica e solar apresentam-se como opções para a diversificação da matriz elétrica brasileira com reduzidos impactos ambientais e baixas emissões de gases causadores do efeito estufa. A utilização dessas fontes garantirá maior confiabilidade e segurança de abastecimento, promovendo complementariedade energética sazonal à energia hidráulica, responsável por 76% da capacidade instalada de geração de eletricidade no país (MME e EPE, 2009).

Desde 2014, o Brasil está na lista dos dez países do mundo com maior capacidade instalada de energia eólica e se tornou um líder no mercado de energia eólica na América do Sul, atingindo, em 2016, um total de mais de 10,7 GW de capacidade instalada e a nona posição no ranking mundial. Em 2016, o país foi o quinto colocado no ranking mundial de expansão de capacidade instalada de eólica cujo acréscimo foi de 2 GW (GWEC, 2016).

Em 2021, a capacidade instalada de eólica do Brasil passará para 16 GW, representando um crescimento de 68,7% no período de 2016 a 2021. O parque gerador brasileiro está passando por um processo de transformação e transição. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do Sistema Interligado Nacional - SIN será reduzida de 71,5%, em 2016, para 68,3%, em 2021 (ONS, 2017). A estimativa do governo, presente no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024) é de

que a capacidade instalada eólica do Brasil atinja o patamar de 24 GW. Desse total, 21 GW deverão ser instalados na região Nordeste. A inserção das futuras usinas eólicas no SIN promoverá efeitos benéficos para todo o sistema, em especial para a região Nordeste, onde se registra a complementariedade da geração eólica em relação ao período de baixas afluências.

A crescente participação da geração eólica na matriz de energia elétrica brasileira, traduzida pela grande quantidade de parques eólicos em implantação, sobretudo nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, demandam soluções estruturais robustas na rede básica para viabilizar o escoamento de toda essa produção, além do desenvolvimento de ferramentas que visem aprimorar o processo de previsão de geração eólica com um maior nível de acerto, visando à segurança energética e elétrica do Sistema Interligado Nacional.

O dinamismo e grandes variações com as quais estão sujeitas a produção eólica demandarão novas formas de lidar com alguns desafios. Neste contexto, um sistema de previsão de geração de energia eólica com um índice de acerto elevado, apresenta-se como uma ferramenta de destaque para gerenciar as incertezas de produção eólica, de maneira que o planejamento e operação do sistema tenham uma eficiência elevada.

Esta incerteza tem um impacto direto no volume adicional da reserva de potência que deve ser provida para fazer face às variações bruscas desta geração, sobretudo nos horários de demanda máxima. No Brasil, o ONS desenvolveu em 2016 o modelo estatístico de previsão de geração eólica com horizonte de 72h à frente que faz uso das previsões de vento do modelo regional ETA do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC, bem como as previsões dos modelos GFS do *National Centers for Environmental Prediction* – NCEP e do Centro Europeu de Previsão de Médio Prazo – ECMWF. Este modelo foi desenvolvido na linguagem computacional R e está em adaptação para ser disponibilizado a todos os agentes eólicos.

O vento é uma variável aleatória e, dessa forma, seu aproveitamento como energia exige análise probabilística. Essa característica estocástica torna a energia eólica uma fonte complementar, visto que não há garantia de geração de energia de forma determinística. Destaca-se ainda a grande influência dos fenômenos meteorológicos e físicos no desempenho das turbinas eólicas e, por conseguinte, das usinas eólicas. Assim, o estudo desses parâmetros é fundamental para o desempenho destas usinas (CUSTÓDIO, 2009).

A equipe do ONS através de sua experiência no processo diário de consolidação da previsão de geração eólica do subsistema Nordeste constatou que a ocorrência de eventos de precipitação significativa implica em desvios maiores na previsão de geração eólica, particularmente, na região litorânea dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte.

A escolha da variável exógena precipitação para análise de sua influência no comportamento da geração eólica foi baseada no conhecimento empírico da equipe que realiza o processo de consolidação da previsão da geração eólica para a programação diária da operação eletroenergética no Operador Nacional do Sistema Elétrico. Dessa forma, foram selecionados os parques eólicos que possuem estação meteorológica a uma distância inferior a 10 km, disponibilidade e boa qualidade da série histórica de precipitação.

Tendo em vista os empreendimentos existentes e futuros que serão instalados nos próximos anos, particularmente, na Região Nordeste do Brasil, faz-se necessário o aprimoramento da previsão de geração dessas centrais eólicas em diversos horizontes temporais de forma a se obter o suporte necessário às diversas atividades relacionadas com a gestão e programação do despacho de geração de energia do sistema elétrico, visando à segurança energética e elétrica do Sistema Interligado Nacional.

1.2 HIPÓTESE

A inclusão da variável exógena precipitação pluviométrica na modelagem da previsão de geração eólica de curto prazo contribui para melhoria do desempenho dos modelos.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

O objetivo desta tese é avaliar se a inclusão da variável exógena precipitação pluviométrica na modelagem contribui para melhoria do desempenho da previsão de geração eólica de curto prazo. Neste estudo foi selecionado um parque eólico no estado do Ceará.

1.3.2 Objetivos específicos

- avaliar o comportamento da precipitação e o regime de ventos da área de estudo;
- avaliar a influência dos fenômenos ENOS e Dipolo do Atlântico no regime de ventos e precipitação;
- avaliar a relação entre a geração eólica e as variáveis climáticas;
- avaliar a correlação entre o Índice de Anomalia de Chuva e o fator de capacidade da geração eólica;
- avaliar a velocidade do vento prevista x verificada;
- aplicar e avaliar o desempenho do modelo de previsão de geração eólica com a inclusão da precipitação;

1.4 ESTRUTURA DA TESE

A tese está estruturada em sete capítulos, incluindo o presente, referente à Introdução, onde são apresentados a justificativa, hipótese e objetivos da pesquisa.

O Capítulo 1 apresenta a introdução, justificativa, hipótese, objetivo geral e específicos desta tese.

O Capítulo 2 detalha a evolução e importância da energia eólica na matriz energética brasileira e mundial, situação atual e perspectivas futuras, características do Sistema Interligado Nacional, geração e fator de capacidade verificados nos últimos anos. Além disso, aborda a temática da circulação atmosférica e quais as condições favoráveis à existência de vento, especificando os vários tipos de circulação. Neste capítulo são apresentados, de forma sucinta, os principais sistemas meteorológicos que atuam na Região Nordeste e influenciam no comportamento dos ventos. Apresenta também as ferramentas de previsão de geração eólica com indicação dos modelos numéricos de previsão meteorológica, classificação dos modelos de previsão existentes e em utilização no mundo.

O Capítulo 3 apresenta metodologia com indicação dos materiais e métodos utilizados, começando com uma descrição e caracterização dos dados meteorológicos e de geração eólica. Em seguida, são apresentadas a metodologia para caracterização do regime de ventos, cálculo do índice de anomalia de chuva e índices de extremos climáticos. Posteriormente, detalhou-se como foram

obtidos os índices climáticos e realizada a análise estatística. Por fim, apresenta-se a ferramenta de redes neurais, utilizada para a modelagem e as métricas de avaliação do desempenho do modelo.

O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussão referentes às análises realizadas, quais sejam: obtenção e tratamento dos dados utilizados nesta pesquisa; análise do regime de vento e da influência de eventos climáticos no comportamento da precipitação e velocidade do vento; cálculo do índice de anomalia de chuva e a sua relação com o fator de capacidade da geração eólica; análise da relação entre a geração eólica e as variáveis meteorológicas analisadas; análise da previsão de vento do modelo ETA e o seu impacto na produção eólica; por fim, são apresentados e avaliados os resultados do modelo para diferentes calibrações realizadas.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões e recomendações da tese com indicação dos possíveis desenvolvimentos futuros.

Quadro 1 - Síntese da estrutura da tese

Título: *Avaliação da precipitação como variável exógena na previsão de geração eólica de curto prazo de uma central eólica no Ceará*

Palavras-chave: energia eólica, índices climáticos, redes neurais, região Nordeste

Hipótese: a inclusão da variável exógena precipitação na modelagem contribui para melhoria do desempenho dos modelos de previsão de geração eólica de curto prazo.

Justificativa

A crescente participação da geração eólica na matriz energética brasileira vem demandando soluções estruturais na rede básica de distribuição para viabilizar o escoamento de toda a produção, além do aprimoramento do processo de previsão de geração eólica.

Um sistema de previsão de geração de energia eólica com um índice de acerto elevado é uma ferramenta de destaque para gerenciar as incertezas e variabilidade da produção eólica.

Objetivo geral

Avaliar se a inclusão da variável exógena precipitação na modelagem contribui para melhoria do desempenho da previsão de geração eólica de curto prazo

Objetivos específicos

Avaliar o comportamento da precipitação e regime de ventos da área de estudo

Avaliar a influência dos fenômenos ENOS e Dipolo do Atlântico na variabilidade do vento e da precipitação

Avaliar a relação entre a geração eólica e as variáveis climáticas

Avaliar a correlação entre o Índice de Anomalia de Chuva e o fator de capacidade da geração eólica.

Avaliar a velocidade do vento prevista x verificada.

Aplicar e avaliar o desempenho do modelo de previsão diária de geração eólica com a inclusão da precipitação.

Metodologia

- Utilização do RClindex para obtenção dos índices de extremos climáticos e análise do comportamento da precipitação ao longo dos anos;
- Utilização do WRPLOT para análise do regime de ventos;
- Cálculo do Índice de Anomalia de Chuva - IAC e sua relação com o fator de capacidade da geração eólica;
- Utilização do software SPSS para análise estatística da correlação entre o regime de ventos, precipitação e índices climáticos;
- Utilização do NeuroHidro para análise do desempenho da previsão de geração eólica com e sem a precipitação;

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo apresenta um panorama da utilização da energia eólica e as perspectivas futuras no Brasil e no mundo, bem como uma descrição dos sistemas meteorológicos que influenciam na geração eólica e as ferramentas de previsão de geração eólica.

2.1 PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

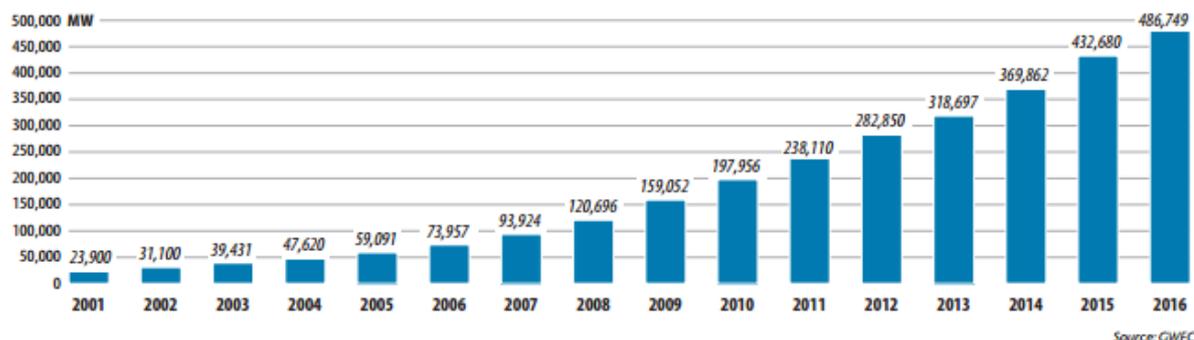
A matriz elétrica mundial é ainda dominada por combustíveis fósseis que representam aproximadamente 70% da geração de eletricidade. Dentre os combustíveis fósseis utilizados, destaca-se o carvão com 41%. Visando evitar a degradação ambiental, o consumo a partir de fontes renováveis aumentou significativamente nos últimos anos. A União Europeia criou incentivos à produção de energia renovável, estabelecendo em julho de 2007 as seguintes metas: reduzir em 20% as emissões dos gases causadores do efeito estufa, aumentar a utilização das energias renováveis em 20%, bem como aumentar a eficiência energética em 20%, até o final de 2020.

O mercado global de energia eólica tem se expandido rapidamente, saltando de uma capacidade instalada de 23,9 Gigawatt (GW), em 2001, para 486,7 GW, ao final de 2016. Em 2015, o aumento da geração eólica foi igual à quase metade do crescimento global da eletricidade. Pelo segundo ano consecutivo, o CO₂ global permaneceu estável, apesar do crescimento da economia mundial. Isso aconteceu devido à reestruturação industrial, melhoria da eficiência energética e crescimento substancial das energias renováveis, liderado pelo vento. Em 2016, 3,7% do consumo de energia global foi suprido por energia eólica (GWEC, 2016).

Desde 2009, está em vigor um abrangente quadro de políticas europeias de apoio ao desenvolvimento e à integração de energias renováveis com base em objetivos quantificados, na clareza normativa e em incentivos ao investimento de mercado compatível com as regras em matéria de auxílios estatais. A Diretiva Energias Renováveis, que estabelece o objetivo juridicamente vinculativo de 20% para a UE, meta de 10% para a utilização de energias renováveis no setor dos transportes. Esta diretiva tornou-se principal força motriz do investimento da UE, em nível mundial, em tecnologias aplicáveis às energias renováveis e de políticas de apoio a essas fontes energéticas que se alastram muito além das suas fronteiras,

ajudando-as a tornarem-se competitivas em termos de custos na última década na Europa e à escala mundial (União Europeia, 2015). A Figura 1 apresenta a capacidade instalada anual acumulada global de eólica no período de 2001 a 2016.

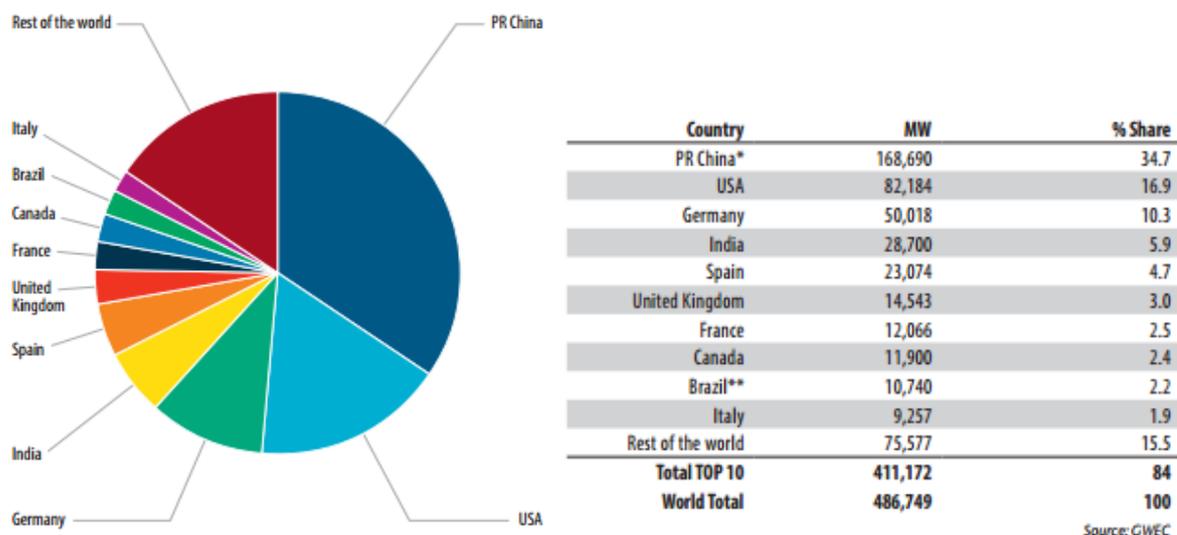
Figura 1 - Capacidade instalada anual acumulada global de eólica 2001 - 2016



Fonte: GWEC, 2016

A Figura 2 apresenta os dez países com maior capacidade eólica instalada em Megawatt (MW) no mundo e o percentual de participação em relação ao total.

Figura 2 - Países com maior capacidade eólica instalada no mundo - dezembro/2016

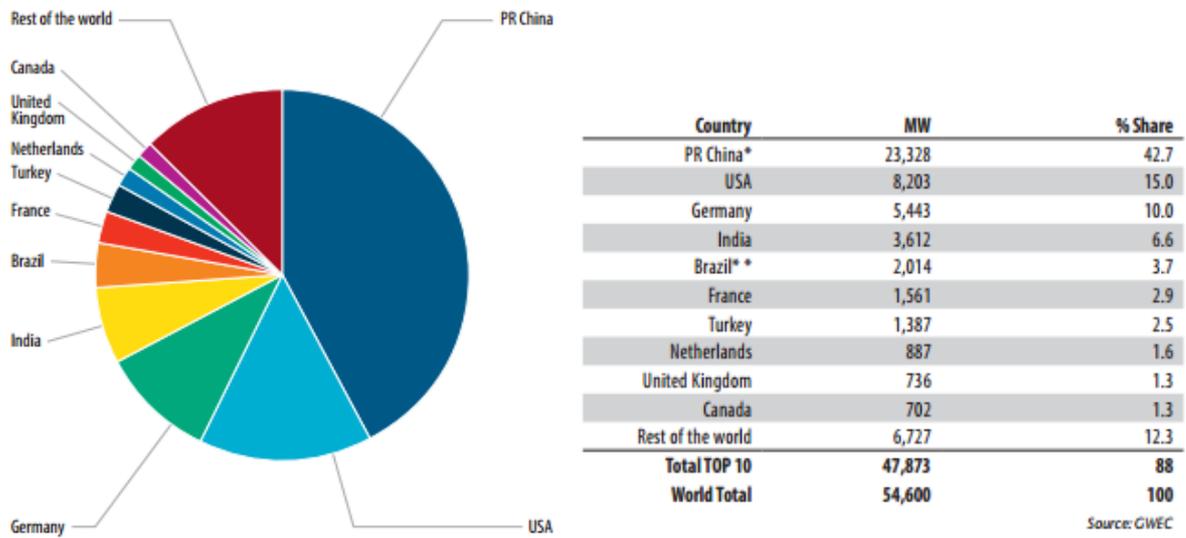


Fonte: GWEC, 2016

A China representa desde 2009 o maior mercado de energia eólica, ficando mais uma vez em 2016 no topo da lista com a maior capacidade eólica instalada (168,7 GW), que representa 35% de toda a capacidade instalada no mundo. Em segundo lugar, encontram-se os Estados Unidos com 82,2 GW. Em terceiro lugar, encontra-se a Alemanha com 50 GW de capacidade instalada. Em 2014, o Brasil passou a integrar a lista dos 10 países com maior capacidade

instalada e em 2016 alcançou a nona posição com 10,7 GW de capacidade instalada. A Figura 3 apresenta os dez países com maior percentual de crescimento em 2016 (GWEC, 2016).

Figura 3 - Países com maior crescimento de capacidade eólica instalada em 2016



Fonte: GWEC, 2016

A instalação de novas fábricas abrangendo toda a cadeia de abastecimento da indústria eólica contribuiu para o elevado crescimento observado no Brasil nos últimos anos. Em 2015, os 1.177 MW de energia eólica foram vendidos a um preço médio de R\$ 191/MWh (EUR 43,8 / USD 47,8 MWh), demonstrando a competitividade e maturidade do setor eólico brasileiro (GWEC, 2015).

A energia eólica tem inúmeros benefícios que a torna uma fonte de energia atraente. Segundo Reeves e Beck (2003), os principais benefícios da energia eólica são:

- Energia limpa e inesgotável – após a sua instalação, a energia eólica não produz qualquer tipo de emissões e não se esgota ao longo do tempo. Um megawatt produzido por uma turbina eólica é capaz de evitar a produção de cerca de 1,5 toneladas de dióxido de carbono, 6,5 toneladas de dióxido de enxofre, 3,2 toneladas de óxidos de nitrogênio e 27 kg de mercúrio;
- Tecnologia modular e escalonável – as aplicações eólicas podem tomar diversas formas, incluindo grandes centrais, produção distribuída e sistemas para uso final;
- Estabilidade do preço da energia – ao colaborar na diversificação do *mix* energético, a energia eólica reduz relativamente a dependência aos combustíveis convencionais, reduzindo a volatilidade dos preços de oferta de energia em mercado;

- Redução da dependência de combustíveis importados – as despesas da energia eólica não resultam da importação do combustível, reduzindo assim a dependência energética e econômica do exterior e aumentando a segurança do abastecimento de energia;
- Desenvolvimento econômico local – os parques eólicos podem fornecer um fluxo financeiro estável para os investidores nestas centrais e também para os proprietários locais que alugam os seus terrenos para a implementação das turbinas eólicas que, conseqüentemente, também aumentam as receitas fiscais das propriedades para as comunidades locais, promovendo a geração de emprego e renda;

Apesar dos inúmeros benefícios inerentes ao seu aproveitamento, a energia eólica apresenta alguns desafios no que diz respeito a sua integração à rede elétrica. O principal desafio advém do fato de ser uma fonte não despachável e fortemente variável no tempo, que apresenta uma reduzida garantia de potência e reduzida previsibilidade que pode, em alguns casos, acarretar problemas de regulação de tensão. Essas características e a constante necessidade que um sistema elétrico tem de, a cada instante, igualar a produção ao consumo trazem novos desafios aos Operadores do Sistema de Transmissão (*Transmissions System Operators - TSO's*), pois para lidar com a variabilidade e incerteza da produção desta fonte de energia estocástica, fez-se necessário aumentar significativamente os níveis determinísticos de alocação das reservas operacionais (COUTO et al., 2015).

No Brasil, a capacidade instalada de geração do Sistema Interligado Nacional – SIN é composta, principalmente, por usinas hidrelétricas distribuídas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Nos últimos anos, a instalação de usinas eólicas, principalmente, nas regiões Nordeste e Sul, apresentou um forte crescimento, aumentando a importância dessa geração para o atendimento do mercado.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permitindo a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2016).

O Brasil se tornou um líder no mercado de energia eólica na América do Sul, atingindo um total de mais de 10,7 GW, em 2016. Em 2021, a capacidade instalada de eólica passará para 16 GW, representando um crescimento de 68,7% no período (ONS, 2017). O parque gerador brasileiro está passando por um processo de transformação e transição. A hidroeletricidade continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN será reduzida de 71,5%, em 2016, para 68,3%, em 2021.

A Tabela 1 apresenta o percentual de participação de cada fonte de geração na matriz energética brasileira em 2016, 2021 e o respectivo crescimento no período. O destaque é o crescimento previsto para a energia eólica de 68,6%.

Tabela 1 - Participação de cada fonte na matriz energética brasileira

Tipo	2016 (*)		2021		Crescimento 2016-2021	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	101.598	71,5	113.768	68,3	12.170	12,0
Nuclear	1.990	1,4	1.990	1,2	-	-
Gás / GNL	12.414	8,7	14.548	8,7	2.134	17,2
Carvão	3.174	2,2	3.478	2,1	304	9,6
Óleo / Diesel	4.732	3,3	4.732	2,9	-	-
Biomassa	7.640	5,4	8.313	5,0	673	8,8
Outras ⁽¹⁾	867	0,6	1.308	0,8	441	50,9
Eólica	9.611	6,8	16.205	9,7	6.594	68,6
Solar	16	0,0	2.182	1,3	2.166	-
Total	142.042	100	166.524	100	24.482	17,2

Fonte: ONS, 2017

Em contraste com a matriz elétrica mundial, onde os recursos fósseis representam em torno de 70% da geração de energia elétrica, a oferta brasileira de eletricidade advém essencialmente da hidroeletricidade. Esta predominância de recursos renováveis baseada em fontes hídricas permite que a energia elétrica brasileira tenha, simultaneamente, custos competitivos e sustentabilidade ambiental numa situação ímpar em termos mundiais.

As novas hidrelétricas serão majoritariamente do tipo a fio d'água (sem reservatório) e, conseqüentemente, a capacidade de regularização do SIN diminuirá gradativamente, tornando o sistema cada vez mais dependente de geração complementar à hídrica, sobretudo durante a estação seca. Essa situação indica a necessidade de ampliar a capacidade de geração

termelétrica para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico, tanto eólico quanto hidrelétrico.

Conforme ressalta Oliveira (2011), assim como as hidrelétricas, a geração eólica necessita de reservatórios que armazenem energia para garantir a confiabilidade do suprimento elétrico nos períodos em que os ventos arrefecem. Os reservatórios hidrelétricos têm cumprido esse papel, aproveitando a relativa complementariedade entre os fluxos de energia hidráulica e de ventos.

Espera-se que o crescimento sólido da indústria eólica brasileira continue. O governo brasileiro, junto com a indústria eólica, estabeleceu o objetivo de atingir 24 GW de energia eólica até 2024, cobrindo 11% da capacidade de geração do Brasil (GWEC, 2016). De forma a garantir à sociedade o suprimento energético com adequados custos, em bases técnica e ambientalmente sustentável, o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024 apresenta importantes sinalizações com a previsão da continuidade da forte presença das fontes renováveis na matriz energética brasileira, de 45,2% em 2024, indicador superior ao verificado em 2014, de 39,4%. Na matriz de geração de energia elétrica, as renováveis deverão representar perto de 86% em 2024, superando a atual predominância destas fontes (BRASIL, 2015).

2.1.1 Potencial eólico e localização dos parques

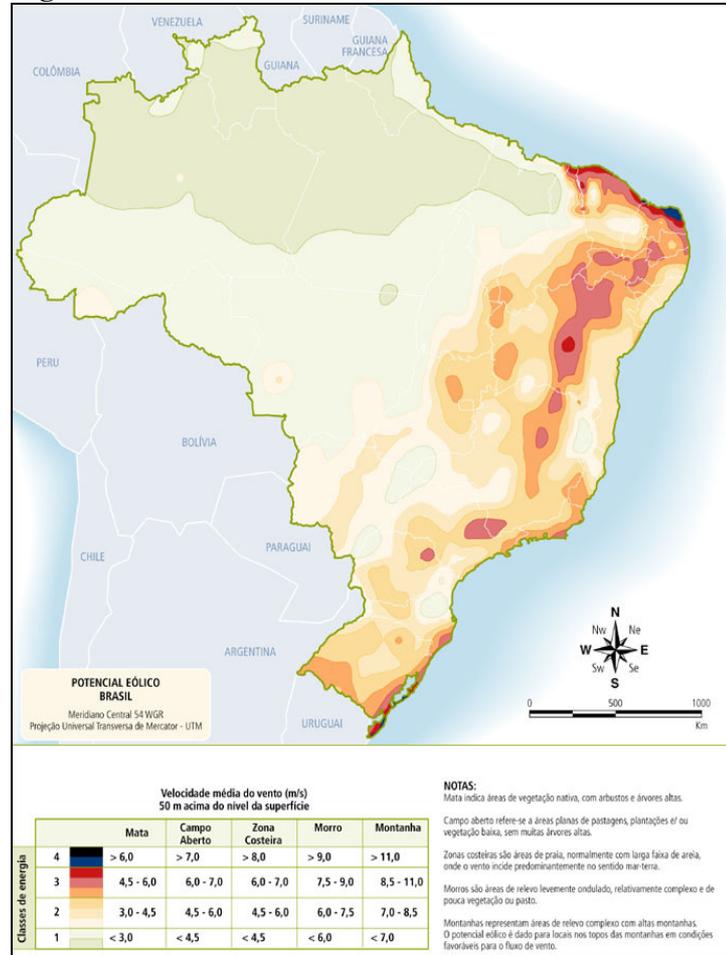
Em 1998 foi publicada a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste¹. A Figura 4 apresenta a velocidade média anual do vento cujos recursos apresentados na legenda referem-se à velocidade média do vento e energia eólica média a uma altura de 50m acima da superfície para 5 condições topográficas distintas. A classe 1 representa regiões de baixo potencial eólico, de pouco ou nenhum interesse para o aproveitamento da energia eólica. A classe 4 corresponde aos melhores locais para aproveitamento dos ventos no Brasil (FEITOSA et al., 2003).

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi lançado pelo Ministério de Minas e Energia em 2001, indicando um potencial nacional de 143 GW, com metade dele concentrado nos estados do Nordeste. Porém, este foi avaliado para uma altura média de 50 metros, estado-da-arte naquele ano. Contudo, hoje a altura média é de 100 metros, o que aumenta consideravelmente a velocidade dos ventos e pode elevar o potencial do Brasil para cerca de 300 GW. Diversos

¹realizado com o apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT) e Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) da Universidade Federal de Pernambuco – UFPE.

estados do Brasil já elaboraram o inventário de seu potencial eólico, a exemplo dos estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Pernambuco e Rio Grande do Sul.

Figura 4 - Velocidade média anual do vento a 50 m de altura



Fonte: FEITOSA, 2003

Em relação à localização geográfica dos parques eólicos existentes e futuros, a maioria das usinas eólicas está localizada na Região Nordeste, que apresenta o maior potencial eólico, distribuídas no litoral dos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, sudoeste da Bahia, interior do Piauí, Pernambuco e Ceará. Na Região Sul, as usinas eólicas estão localizadas na região litorânea e interior do estado do Rio Grande do Sul e interior de Santa Catarina. A Figura 5 mostra a localização geográfica das usinas eólicas existentes e futuras. A Tabela 2 apresenta a capacidade eólica instalada por subsistema das usinas supervisionadas e não supervisionadas pelo ONS.

Figura 5 - Localização geográfica das usinas eólicas

Fonte: Google Earth, 2016

Tabela 2 - Capacidade eólica instalada por Subsistema até dezembro/2016

Submercado	Capacidade Instalada (MW)		
	Supervisionada	Não supervisionada	Total
Norte	0,00	0,02	0,02
Nordeste	7495,26	764,19	8259,45
Sul	1783,57	73,00	1856,57
Sudeste	0,00	28,21	28,21

Fonte: adaptada do Boletim Mensal de Geração Eólica, disponível em: <http://www.ons.org.br/>

O Nordeste concentra 83% da capacidade eólica instalada no Brasil, enquanto a Região Sul apresenta 17%. No Rio Grande do Norte localiza-se o maior número de usinas (121) que totalizam 3.330 MW de capacidade instalada. Em segundo lugar, a Bahia com 1.992 MW (69 usinas). Em terceiro lugar está o Rio Grande do Sul (1.641 MW), seguido do Ceará (1.631 MW) (ONS, 2017). Na Tabela 3 é apresentada a capacidade instalada por estado, com indicação do número de usinas.

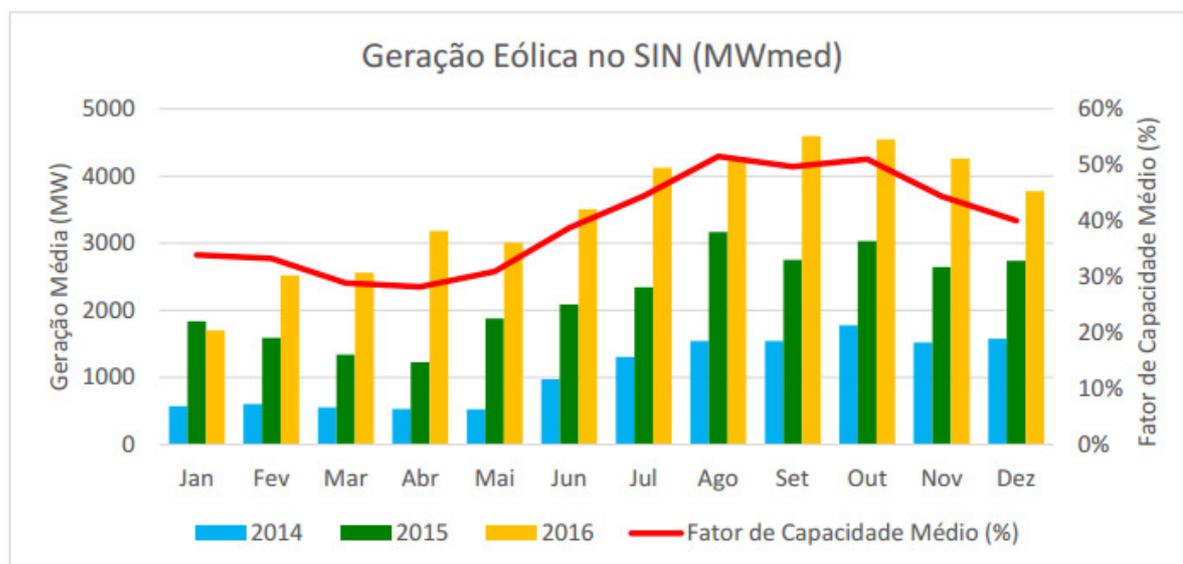
Tabela 3 - Capacidade eólica instalada por estado e número de usinas

Estado	Capacidade Instalada (MW)	Número de Usinas
Bahia	1.992	69
Ceará	1.631	62
Paraíba	66,3	13
Paraná	2,5	1
Pernambuco	592,2	28
Piauí	942	34
Rio Grande do Norte	3.330	121
Rio Grande do Sul	1.641	88
Santa Catarina	136,5	15
Sergipe	34,5	1
Total	10.334	432

Fonte: ONS, 2017

2.1.2 Geração eólica e fator de capacidade

O Brasil possui o maior fator de capacidade² da geração eólica do mundo. Em 2015, o país registrou o primeiro lugar no ranking mundial em fator de capacidade de geração eólica, com 38%. Em 2016, este valor aumentou para 42%. A geração eólica do SIN dos últimos 3 anos em periodicidade mensal e fator de capacidade médio a cada mês é apresentada na Figura 6. O fator de capacidade mensal dos últimos 3 anos é apresentado na Figura 7.

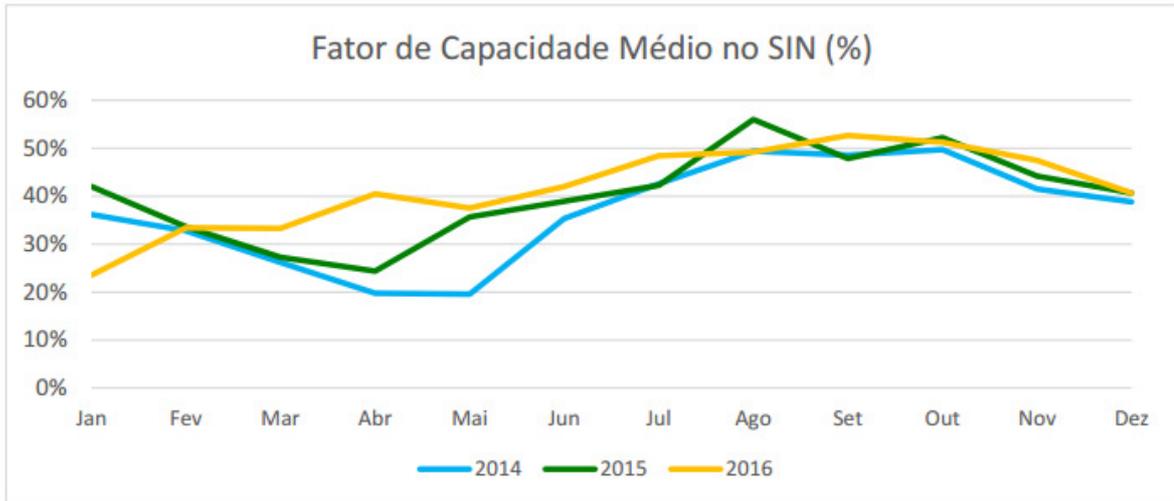
Figura 6 - Geração eólica do SIN nos últimos 3 anos e fator de capacidade médio mensal

Fonte: ONS, 2017a

² o fator de capacidade é calculado como a relação entre a geração média mensal e a capacidade instalada a cada mês.

Devido à sazonalidade mensal dos ventos, o fator de capacidade é mais elevado no segundo semestre, cujos valores situam-se em torno de 50%. No primeiro semestre, o fator de capacidade médio fica em torno de 30% (Figura 7).

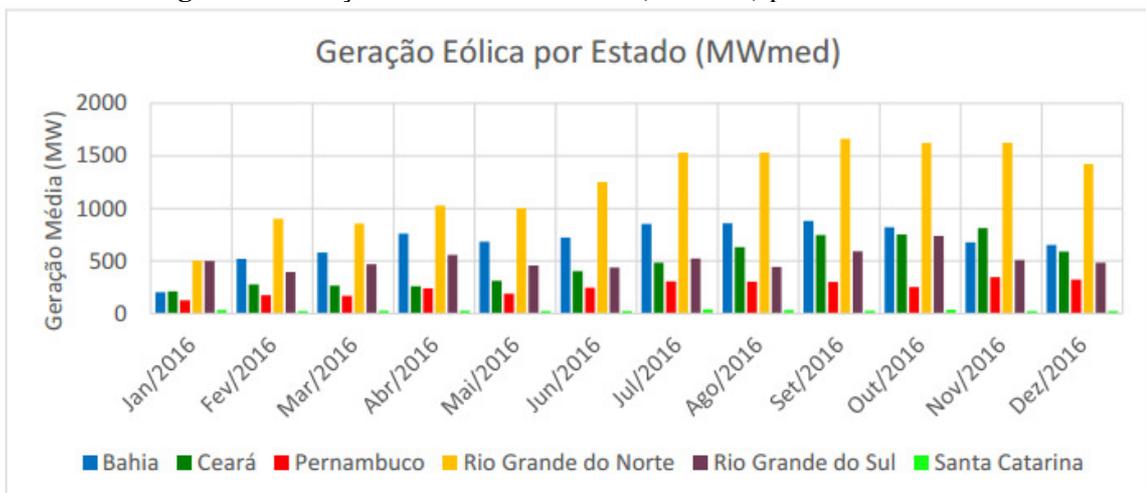
Figura 7 - Fator de capacidade mensal da geração eólica do SIN nos últimos 3 anos



Fonte: ONS, 2017a

De acordo com a Figura 7, observa-se uma maior variabilidade do fator de capacidade no período de março a junho. Ressalta-se que, no primeiro semestre, o Nordeste está sob atuação de sistemas meteorológicos que provocam precipitação no litoral Norte e Leste do Nordeste. Em relação à geração eólica média mensal verificada, em 2016, por estado, o Rio Grande do Norte apresentou a maior geração eólica verificada, seguido da Bahia, Ceará, Rio Grande do Sul e Santa Catarina (Figura 8).

Figura 8 - Geração eólica média mensal (MWmed) por estado em 2016

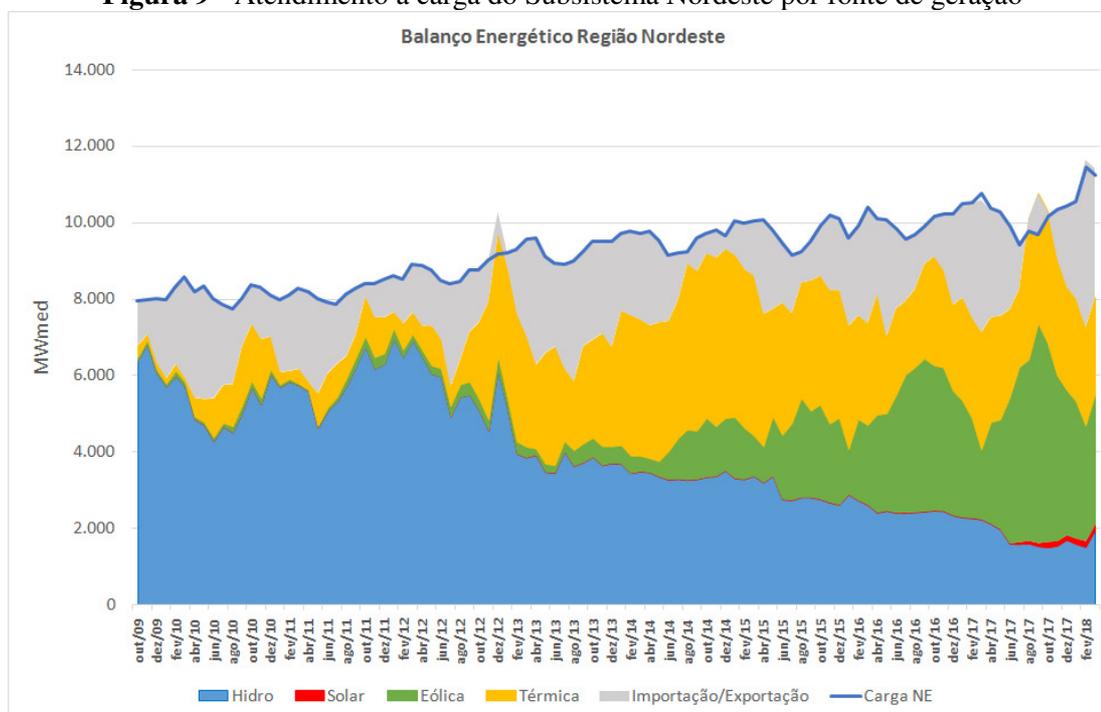


Fonte: ONS, 2017a

2.1.3 Importância da geração eólica no atendimento energético do Nordeste

Atualmente, é notória a conscientização da importância das fontes de energia renováveis, tanto em relação à questão ambiental como também social e econômica. A Região Nordeste do Brasil apresenta forte dependência energética em relação às Regiões Norte e Sudeste, uma vez que parte da energia consumida no Nordeste é importada. Porém, a crescente inserção de geração eólica vem reduzindo a dependência externa, conforme dados apresentados na Figura 9, que mostra o balanço energético do Subsistema Nordeste por cada uma das fontes para o período de outubro/2009 a março/2018.

Figura 9 - Atendimento à carga do Subsistema Nordeste por fonte de geração



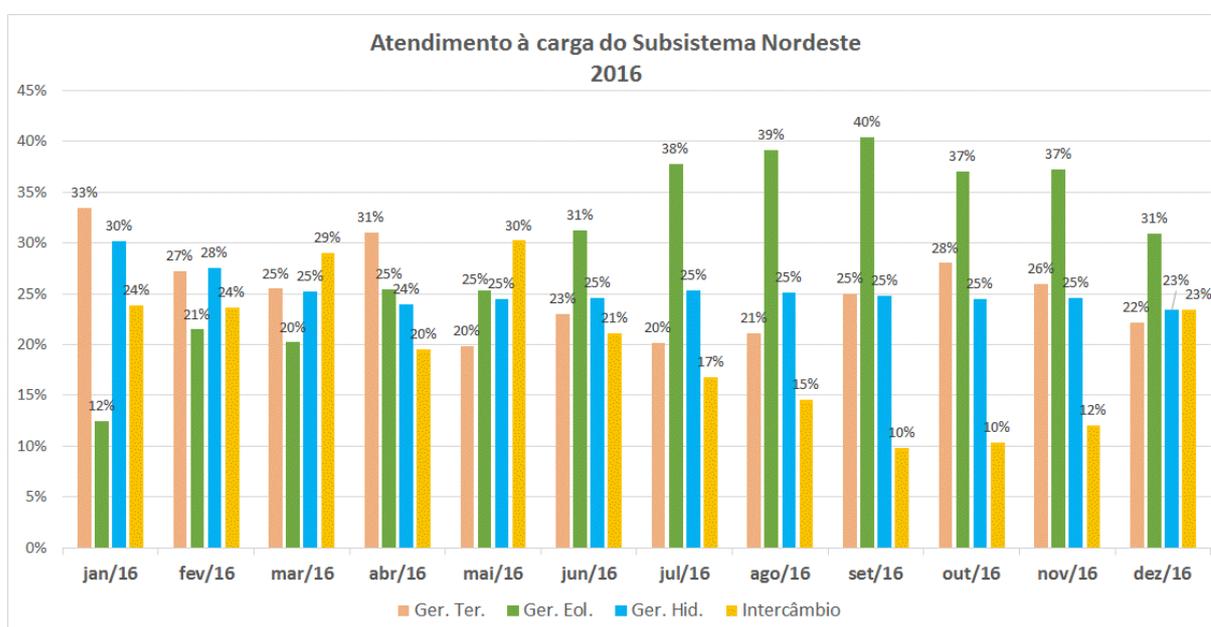
Fonte: elaborada com dados disponíveis em ONS, 2017

Até jul/2014 a geração hidráulica preponderava no atendimento à carga do Subsistema Nordeste (Figura 9). No período de agosto/2014 a abril/2015, a geração térmica atendeu a maior parte da carga. Porém, no segundo semestre de 2016, pela primeira vez na história, a geração eólica atendeu o maior percentual da carga do Subsistema Nordeste, chegando a atingir um percentual de 40% em setembro/2016. No ano seguinte, no mês de setembro/2017, a geração eólica atendeu 55% da carga do Subsistema Nordeste, ou seja, mais da metade da demanda deste Subsistema.

Nos anos de 2016 e 2017, a geração eólica foi a fonte de geração preponderante no atendimento à carga do Subsistema Nordeste, atendendo em média 30% e 35% da carga deste

Subsistema, respectivamente, valor que tende a aumentar ao longo dos anos, contribuindo para a redução da dependência externa. Devido à crise hídrica dos últimos anos, que culminou na redução da vazão mínima no São Francisco desde abril/2013, a geração hidráulica ficou em segundo lugar, atendendo 25% da carga. A geração térmica atendeu em média 25% da carga e o intercâmbio 20%. A Figura 10 mostra o *mix* energético com a indicação do percentual de atendimento mensal de cada uma das fontes no ano de 2016. A carga média mensal do Subsistema Nordeste, em 2016, é apresentada na Tabela 4.

Figura 10 - Atendimento à carga do Subsistema Nordeste em 2016 por fonte de geração



Fonte: elaborada com dados disponíveis em ONS, 2017

Tabela 4 - Carga média mensal do Subsistema Nordeste verificada em 2016 (MWmed)

Jan/16	Fev/16	Mar/16	Abr/16	Mai/16	Jun/16	Jul/16	Ago/16	Set/16	Out/16	Nov/16	Dez/16
9.607	9.951	10.403	10.128	10.081	9.834	9.560	9.687	9.897	10.108	10.143	10.064

Fonte: elaborada com dados disponíveis em ONS, 2017

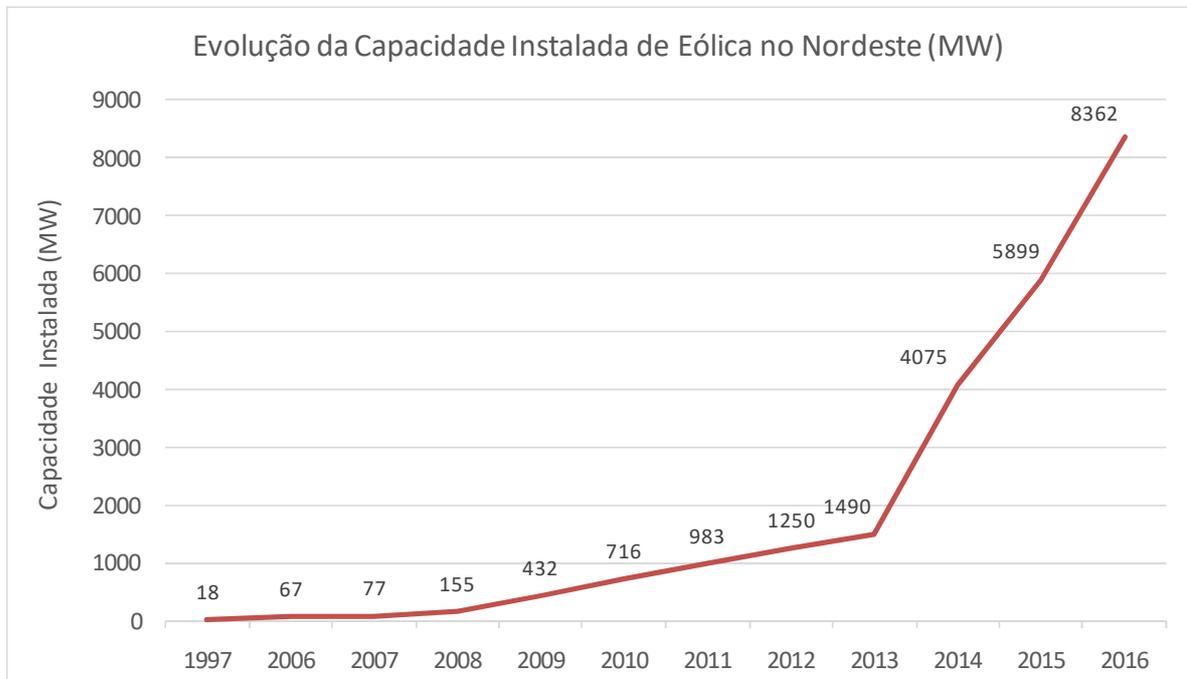
No mundo, a Dinamarca apresenta a maior proporção de geração eólica em relação à sua geração total, com expressivos 44,6%. Na sequência, estão Irlanda (24,8%), Portugal (21,7%) e Espanha (18,2%)³.

A crescente participação da geração eólica no atendimento à carga deve-se à evolução da capacidade instalada de eólica no Subsistema Nordeste (Figura 11), cujo incremento em 2014 foi de 2.585 MW. Em 2015, o crescimento também foi acentuado (1.824 MW) e em 2016

³ <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2016/08/brasil-e-8-no-ranking-mundial-de-geracao-eolica>

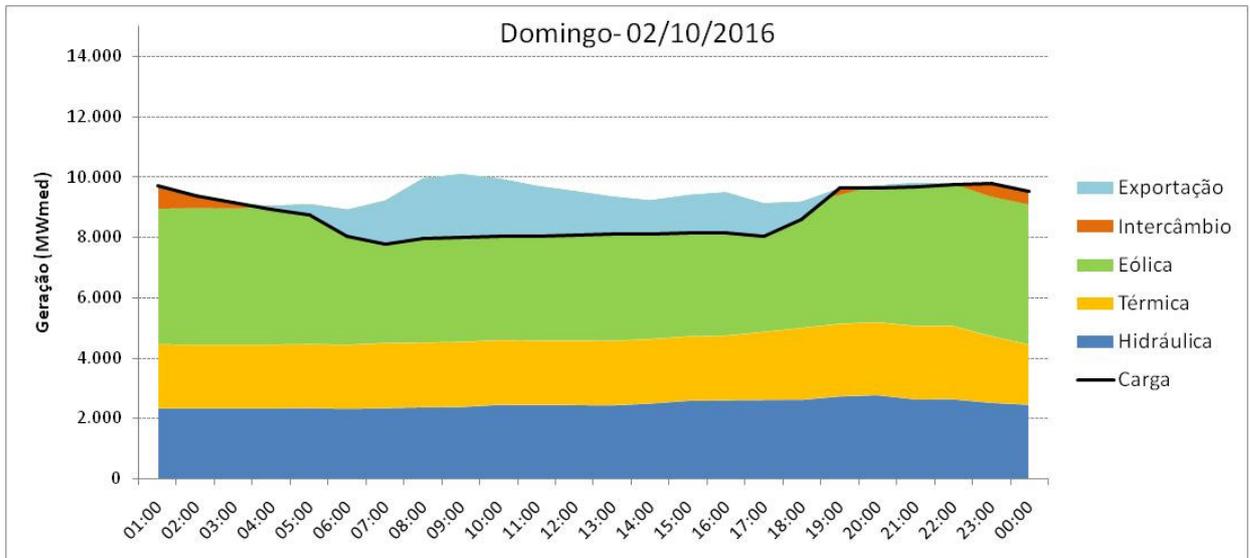
esse crescimento foi de 2.463 MW. Esse elevado crescimento só foi possível devido aos leilões e às contratações ocorridos desde 2012.

Figura 11 - Evolução da capacidade instalada de usinas eólicas no Subsistema Nordeste



Fonte: elaborada com dados do ONS, 2017

Um exemplo da elevada inserção da energia eólica no SIN pode ser verificado em 02 de outubro de 2016 (domingo) onde foi registrado recorde de geração eólica máxima instantânea, sendo registrado às 07h58min o valor máximo de 5.655 MW, representando um fator de capacidade de 79% (Figura 12). No momento do recorde, a carga do Subsistema Nordeste era de 7.879 MW e foi atendida em 72% pela geração eólica. Neste dia, a carga do Subsistema Nordeste (8.702 MWmed) foi atendida em 54% pela geração eólica (4.731 MWmed), em 28% pela geração hidráulica (2.467 MWmed), em 25% pela geração térmica (2.195 MWmed), em 5% pelo intercâmbio (397 MWmed) e ainda foi exportado cerca de 1.053 MWmed.

Figura 12 - Balanço energético do Carga do Subsistema Nordeste em 02/10/2016

Fonte: elaborada com dados do ONS, 2017

2.1.4 Impacto da produção eólica na programação diária eletroenergética

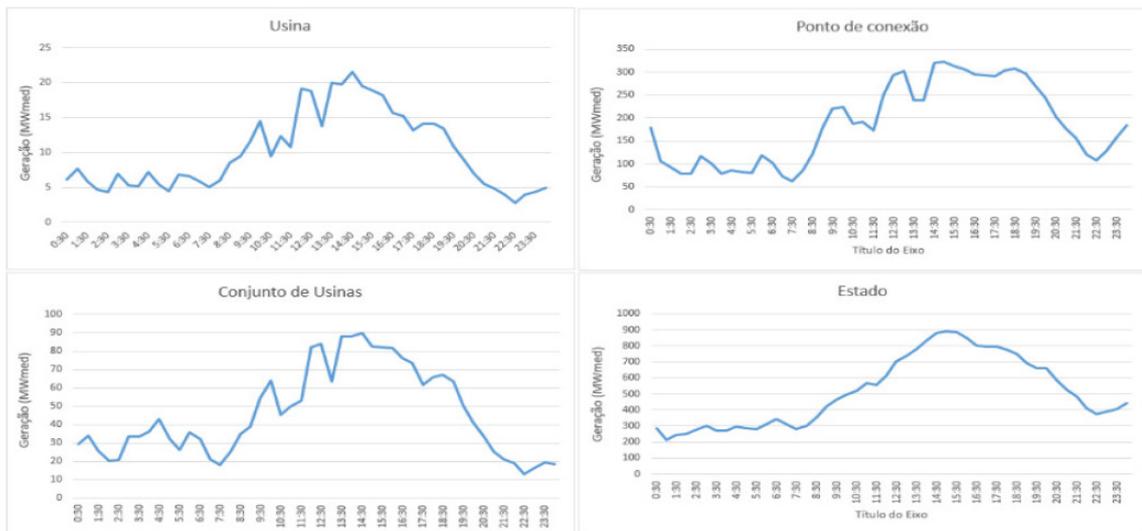
Apesar dos inúmeros benefícios inerentes ao aproveitamento da geração eólica, existe uma série de desafios no que se refere à sua integração ao sistema elétrico. Como fonte de energia a geração eólica apresenta uma boa previsibilidade mensal e anual. Porém, devido às características do vento, a geração eólica não é despachável e varia fortemente no tempo, apresentando uma reduzida garantia de potência. Essas características e a constante necessidade de se igualar a geração e o consumo do sistema elétrico, a cada instante, trouxe novos desafios ao Operador Nacional do Sistema Elétrico. Pois, para flexibilizar a sistema a fim de lidar com a variabilidade e incerteza da produção eólica fez-se necessário aumentar a reserva operacional

Do ponto de vista operacional, pode-se tirar proveito da suavização da curva de geração com a agregação dos parques e dispersão espacial. A Figura 13 apresenta a geração eólica em diferentes formas de agregação para o estado do Ceará. Verifica-se que as flutuações na produção eólica são atenuadas à medida que se aumenta o número de usinas e a dispersão espacial dos parques, reduzindo assim o aparecimento de flutuações rápidas e extremas de produção.

Vários autores apontam que a agregação de parques eólicos, mesmo que amplamente dispersos entre si, não é suficiente para mitigar eventos únicos quando um país inteiro está

sujeito a determinadas condições atmosféricas que apresentem uma estrutura coerente e que normalmente se estendem ao longo de vários quilômetros, a exemplo das frentes frias (COUTO et al., 2015; WALTON et al., 2014; LACERDA, 2016). O Brasil apresenta uma enorme vantagem devido a sua dimensão continental. Ressalta-se também que a região Nordeste onde se encontra mais de 80% da capacidade eólica instalada do país, não está sujeita a atuação de frentes frias.

Figura 13 - Representação da geração eólica para diferentes agregações



Fonte: elaborada com dados do ONS, 2017

2.2 SISTEMAS METEOROLÓGICOS E FENÔMENOS CLIMÁTICOS

Este capítulo apresenta as principais características dos ventos, os sistemas meteorológicos e os fenômenos climáticos que atuam na região Nordeste do Brasil e influenciam no regime de ventos e precipitação, impactando a produção de energia eólica.

2.2.1 Características dos ventos

O vento é o ar em movimento, provocado pelo aquecimento desigual da terra. O vento varia constantemente, tanto na velocidade de escoamento quanto na direção de seu deslocamento. Portanto, para o seu aproveitamento energético faz-se necessário estudar o seu comportamento espacial e temporal.

A energia eólica pode ser considerada como uma das formas em que se manifesta a energia proveniente do sol, isto porque os ventos são causados pelo aquecimento diferenciado da

atmosfera, que provoca gradientes de pressão e são responsáveis por movimentos de massas de ar. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera deve ser creditada, entre outros fatores, à orientação dos raios solares e aos movimentos da Terra (COSERN-ANEEL, 2013). Estima-se que, aproximadamente, 2% da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos.

A velocidade do vento experimenta variações horárias ao longo do dia, do mês, do ano, e até ao longo dos anos. Sua variação no tempo é a principal característica a ser determinada. Segundo Custódio (2009), na grande maioria dos casos (em torno de 90%) pode haver variação de até 10% entre o valor médio anual e a média de longo prazo da velocidade do vento. Ao longo de um ano o vento também varia, entretanto esta variação é sazonal, apresentando o comportamento semelhante para períodos iguais de anos diferentes. O comportamento sazonal é semelhante nos diferentes locais de uma mesma região, pois estão sujeitos à mesma circulação geral da atmosfera.

A velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias (centenas de metros). Dessa forma, os procedimentos para avaliar o local, no qual se deseja instalar aerogeradores, devem levar em consideração os parâmetros regionais que influenciam nas condições do vento: variação da velocidade com a altura; rugosidade do terreno, caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções; presença de obstáculos nas redondezas; e relevo que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar.

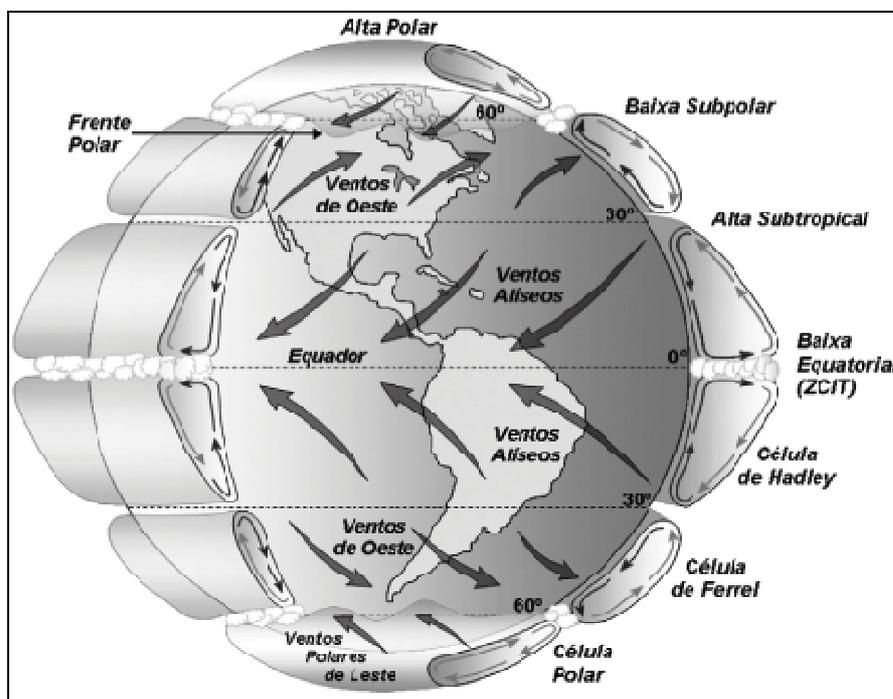
As regiões tropicais, que recebem os raios solares quase que perpendicularmente, são mais aquecidas do que as regiões polares. Conseqüentemente, o ar quente que se encontra nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a subir, sendo substituído por uma massa de ar mais frio que se desloca das regiões polares. O deslocamento de massas de ar determina a formação dos ventos. Existem locais no globo terrestre nos quais os ventos jamais cessam, pois, os mecanismos que os produzem (aquecimento no Equador e resfriamento nos polos) estão sempre presentes na natureza (VAREJÃO-SILVA, 2006). São chamados de ventos planetários ou constantes, e podem ser classificados como:

- Alísios: ventos que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes.
- Contra-Alísios: ventos que sopram do Equador para os polos, em altas altitudes.
- Ventos do Oeste: ventos que sopram dos trópicos para os polos.
- Polares: ventos frios que sopram dos polos para as zonas temperadas.

Tendo em vista que o eixo da Terra está inclinado de $23,5^\circ$ em relação ao plano de sua órbita em torno do Sol, variações sazonais na distribuição de radiação recebida na superfície da Terra resultam em variações sazonais na intensidade e duração dos ventos, em qualquer local da superfície terrestre. Como resultado, surgem os ventos continentais ou periódicos e compreendem as monções e as brisas (CRESESB, 2013). As monções são ventos periódicos que mudam de direção a cada seis meses, aproximadamente. Em geral, as monções sopram em determinada direção em uma estação do ano e em sentido contrário em outra estação.

O modelo conceitual de circulação atmosférica planetária é chamado de modelo de três células (Figura 14). Neste modelo, a circulação em cada hemisfério é descrita por três células meridionais de circulação, cada qual apresentando direções de vento predominantes à superfície. Apesar de algumas limitações, este modelo é considerado o melhor modelo simples da circulação global atmosférica. Próximo ao Equador há um cinturão contínuo de baixa pressão relacionado à maior entrada de maior calor do sol, conhecido como cinturão de calmarias, devido aos fracos ventos desta região. Em cada hemisfério há três células individuais: (i) célula tropical; (ii) célula temperada; (iii) célula polar (MARTINS et al., 2008).

Figura 14 - Modelo conceitual de circulação global atmosférica



Fonte: Martins et al. (2008)

As células tropicais produzem ventos sudoeste no hemisfério sul e ventos nordeste no hemisfério norte, chamados de ventos alísios. Nas células temperadas, a direção dos ventos é quase inversa, prevalecendo ventos noroeste e sudoeste, respectivamente nos hemisférios sul e norte. Esses ventos são chamados de ocidentais e são separados por regiões de alta pressão chamadas de regiões de calmaria. A terceira célula é chamada de polar, sendo caracterizada por um anticiclone polar, com ventos do leste.

A circulação geral do vento no Atlântico Sul é composta pela presença de duas importantes correntes, os ventos alísios e o anticiclone Tropical Sul. Os ventos alísios são o contínuo movimento das massas de ar de superfície em direção às menores pressões da aquecida faixa equatorial. Este movimento é em direção contrária à da rotação da Terra, de acordo com o princípio de Coriolis. Esses ventos determinam a predominância no litoral da região Nordeste do Brasil. Os ventos provocados pelo anticiclone Tropical Sul são causados por uma zona de alta pressão existente sobre o oceano Atlântico, entre a América do Sul e a África. O fluxo de ar resultante descreve um movimento anti-horário, também seguindo o princípio de Coriolis. Estes ventos definem a predominância na costa sul do Brasil, onde o sentido é Nordeste (VAREJÃO-SILVA, 2006).

O comportamento estatístico do vento ao longo do dia é um fator que é influenciado pela variação de velocidade do vento ao longo do tempo. As características topográficas de uma região também influenciam o comportamento dos ventos, podendo ocorrer em determinada área diferenças de velocidade, ocasionando a redução ou aceleração na velocidade do vento. Além das variações topográficas e de rugosidade do solo, a velocidade também varia seu comportamento com a altura.

2.2.2 Sistemas Meteorológicos

Os principais sistemas meteorológicos que atuam na Região Nordeste e influenciam o regime de chuvas/ventos, são: Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) sobre o oceano Atlântico, Frentes Frias e Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis (VCAN) (UVO; BERNDTSSON, 1996).

A faixa de encontro entre os ventos alísios de NE (procedentes do Hemisfério Norte), com os de Sudeste (SE) (oriundos do Hemisfério Sul) é conhecida como Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e sua posição é coincidente com a do equador térmico. A ZCIT caracteriza-se pela acentuada instabilidade atmosférica que favorece o desenvolvimento de intensas correntes ascendentes, gerando a formação de grandes nuvens convectivas, que

ocasionam abundante precipitação. Intensos aguaceiros, seguidos de fortes relâmpagos e trovões são comuns em toda a extensão da ZCIT e, em decorrência da mudança sazonal de sua posição, a precipitação suscitada é distribuída sobre extensa faixa de largura a partir da linha do Equador em direção ao Sul (S) (VAREJÃO-SILVA, 2006).

A nebulosidade associada à ZCIT torna-a de fácil identificação nas áreas oceânicas e em imagens captadas por satélites, porém sobre as áreas de continentes a intensa atividade convectiva provocada (estimulada pelo maior aquecimento do continente em relação ao oceano), dificulta sua identificação. A localização média da ZCIT situa-se na latitude em torno de 5°N e não exatamente paralela à linha do Equador, isto ocorre em decorrência do fato do HN possuir maior área continental em relação ao HS, viabilizando assim maior transferência de calor para o sistema atmosférico (VAREJÃO-SILVA, 2006).

Cerca de 8 a 12 km acima da ZCIT ocorrem movimentos divergentes das massas de ar, em consequência de que em tal altitude é formada uma zona de alta pressão. Afastando-se da ZCIT, o ar ganha velocidade enquanto é deslocado gradativamente para leste, por efeito da força de Coriolis. Assim, a componente zonal da velocidade tende a superar a componente meridional, a fim de que os ventos atinjam a alta troposfera subtropical (5 a 8 km) como um forte componente de oeste. Desta maneira, a ZCIT alimenta a célula de Hadley através de seu ramo ascendente (VAREJÃO-SILVA, 2006).

A ZCIT é o fator mais importante na determinação de quão abundante ou deficiente serão as chuvas no setor Norte do Nordeste do Brasil. Normalmente ela migra sazonalmente de sua posição mais ao norte, aproximadamente 14°N em agosto-outubro para posições mais ao sul, aproximadamente 2° a 4°S entre fevereiro a abril. Esse deslocamento da ZCIT está relacionado aos padrões da Temperatura da Superfície do Mar (TSM) sobre essa bacia do oceano Atlântico Tropical, conforme já demonstrado em vários estudos (UVO, 1989). A ZCIT é mais significativa sobre os oceanos, e por isso a Temperatura da Superfície do Mar (TSM) é um dos fatores determinantes na sua posição e intensidade.

Os Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis (VCAN) que penetram na região Nordeste do Brasil formam-se no oceano Atlântico, principalmente entre os meses de novembro e março, e sua trajetória normalmente é de leste para oeste, com maior frequência entre os meses de janeiro e fevereiro, conforme demonstrado por Gan e Kousky (1982). O tempo de vida desses sistemas varia em média, entre 7 a 10 dias.

Os VCANs são um conjunto de nuvens que, observado pelas imagens de satélite, tem a forma aproximada de um círculo girando no sentido horário. Na sua periferia há formação de nuvens causadoras de chuva e no centro há movimentos de ar de cima para baixo (subsidiência), aumentando a pressão e inibindo a formação de nuvens.

As ondas de leste são ondas que se formam no campo de pressão atmosférica, na faixa tropical do globo terrestre, na área de influência dos ventos alísios, e se deslocam de oeste para leste, ou seja, desde a costa da África até o litoral leste do Brasil. Ele provoca chuvas, principalmente na Zona da Mata, que se estende desde o Recôncavo Baiano até o litoral do Rio Grande do Norte, mas, quando as condições oceânicas e atmosféricas estão favoráveis, as Ondas de Leste também provocam chuvas no estado do Ceará nos meses de junho, julho e agosto, principalmente na parte centro-norte do estado.

Além dos mecanismos citados anteriormente, pode-se destacar também a atuação das linhas de Instabilidade (LI), dos Complexos Convectivos de Mesoescala (CCM), e do efeito das brisas marítima e terrestre na precipitação. Esses mecanismos são brevemente descritos a seguir.

As Linhas de Instabilidade são bandas de nuvens causadoras de chuva, normalmente do tipo cumulus, organizadas em forma de linha. Sua formação se dá basicamente pelo fato de que com a grande quantidade de radiação solar incidente sobre a região tropical ocorre o desenvolvimento das nuvens cumulus, que atingem um número maior à tarde e início da noite, quando a convecção é máxima, com consequentes chuvas. Outro fator que contribui para o incremento das LI, principalmente, nos meses de fevereiro e março, é a proximidade da ZCIT. Mais detalhes podem ser obtidos em Cavalcanti (1982).

Os Complexos Convectivos de Mesoescala (CCMs) são aglomerados de nuvens que se formam devido às condições locais favoráveis como temperatura, relevo, pressão, etc., e provocam chuvas fortes e de curta duração, normalmente acompanhadas de fortes rajadas de vento. Os CCMs, na região subtropical, ocorrem preferencialmente durante os meses de primavera e de verão no Hemisfério Sul, formando-se no período noturno com um ciclo de vida entre 10 e 20 horas. Normalmente as chuvas associadas a este fenômeno meteorológico ocorrem de forma isolada.

Cutler (2009) *apud* Lacerda (2016) encontrou uma relação bastante acentuada entre oscilações súbitas de produção eólica e a passagem de sistemas meteorológicos de larga escala. O autor

identificou de forma exaustiva, através da inspeção visual de cartas de superfície, os sistemas relacionados a seguir como sendo os de maior influência na produção eólica:

- *Frentes frias*: Zona de transição entre duas massas de ar frio e ar quente.
- *Sistema de Baixa Pressão*: Região atmosférica marcada por corrente de ar ascendente, gerando condições para a ocorrência de chuva e instabilidade atmosférica.
- *Sistema de Alta Pressão*: Região atmosférica marcada por correntes de ar descendente, gerando condições de céu limpo ou geralmente fraco.
- *Cava*: Região alongada de baixas pressões, geralmente associadas a frentes.
- *Entre Sistemas*: região influenciada por dois ou mais sistemas (zonas de convergência de ventos).

Em Portugal, os fortes eventos de rampa de subida geralmente acontecem no inverno e são majoritariamente associados à passagem de sistemas depressionários e frentes sobre as regiões do Norte e centro de Portugal, enquanto os as rampas de descida são geradas por um decréscimo da velocidade através da passagem de centros de baixas pressões com direção ao continente (COUTO, *et. al.*, 2015).

2.2.3 Circulações locais

Nas secções anteriores foi analisado o vento associado a sistemas de escala sinóptica (dimensão horizontal de 1000 a 2500 km). Porém, existem sistemas de mesoescala ou microescala junto à superfície terrestre e que apresentam dimensões espaciais reduzidas e são desencadeados por determinadas características topográficas ou devido à existência de diferenças de temperatura entre superfícies próximas, que são genericamente designadas por brisas, podendo originar uma circulação organizada capaz de afetar o clima local e, consequentemente, ter impacto na produção de geração eólica.

As circulações terciárias de vento são em pequena escala, circulações maiores ou menores, caracterizadas por ventos locais. O conhecimento destas é importante para locais com potencial de conversão de energia eólica. Alguns exemplos conhecidos de circulações terciárias e que influenciam a área de estudo são as brisas marítimas e terrestres e ventos em vales e montanhas.

As brisas terrestre e marítima nem sempre são percebidas. No nordeste do Brasil, por exemplo, onde os ventos alísios são persistentes e intensos durante todo o ano, quase sempre as brisas apenas contribuem para mudar um pouco a direção e a velocidade dessas. Dependendo da orientação da costa, a velocidade do vento, resultante da superposição alísio-brisa, pode ser maior ou menor que a do alísio (VAREJÃO-SILVA, 2006).

Em função das diferentes capacidades de refletir, absorver e emitir o calor recebido do sol, inerentes a cada tipo de superfície (tais como mares e continentes), surgem as brisas que se caracterizam por serem ventos periódicos que sopram do mar para o continente e vice-versa. Durante o dia, o ar sobre a terra reflete mais energia para a atmosfera do que o ar sobre a água. Assim, a pressão do ar sobre a superfície da água é relativamente maior que sobre a terra, resultando num movimento de ar da alta para baixa pressão, chamado de brisa marítima (VAREJÃO-SILVA, 2006).

A brisa terrestre ocorre à noite no sentido reverso da brisa marítima, ou seja, no sentido da terra para a água. Esse movimento se deve ao fato de à noite a terra esfriar-se rapidamente, tornando-se mais fria que a água e, dessa forma, a diferença de pressão entre a terra e a água inverte-se e, com isso, inverte-se o fluxo de ar. Como as diferenças de temperatura à noite são menores, a brisa terrestre geralmente é mais fraca (LACERDA, 2016).

As **brisas marítimas e terrestres** são circulações de ar que ocorrem em áreas costeiras quando as diferenças térmicas entre a terra e a água são suficientemente grandes. Caso haja ventos associados a escalas de circulação maiores, os efeitos da brisa podem não ser percebidos ou mesmo inibidos. Este tipo de circulação é verificado numa extensão relativamente curta. No entanto, sob condições favoráveis pode modificar o clima de uma vasta região. Segundo Lacerda (2016), este tipo de brisa caracteriza-se por duas etapas fundamentais:

- Durante o dia, com especial atenção nos meses de verão, uma fina camada mais superficial da terra é aquecida pela radiação, enquanto que outra camada mais espessa se estende sobre o oceano absorvendo a radiação onde, em grande parte, acaba por ser perdida sob a forma de evaporação. Apesar da absorção da radiação, a temperatura no oceano não observa grandes variações ao longo do dia devido à elevada capacidade calorífica da água. Por outro lado, a temperatura do ar tende a aumentar devido ao aquecimento da superfície terrestre. Este processo resulta assim na geração de um elevado gradiente de temperatura responsável pela ocorrência de uma circulação de ar.

Assim, o ar quente continental tenderá a deslocar-se para cima e em direção ao mar e, por sua vez, o ar frio (ou menos quente) marítimo tenderá a deslocar-se para baixo e em direção à terra, originando ventos moderados à superfície (entre os 5 e os 7 m/s). Este sistema de circulação de vento é denominado de brisa marítima.

- Durante a noite, a temperatura da superfície terrestre tende a arrefecer gradualmente devido à fraca capacidade calorífica da terra, resultando numa temperatura inferior à registrada na superfície do mar. Sob estas condições, a temperatura à superfície da terra sofre um rápido decréscimo enquanto que a temperatura do mar permanece praticamente inalterada, resultando novamente na criação de um mecanismo de circulação direta no sentido contrário ao anterior. Esta brisa é denominada de brisa terrestre. As brisas marítimas e terrestres também podem ocorrer nas costas de grandes lagos.

Além dos sistemas de geração dos ventos descritos acima, encontram-se os ventos locais, que são originados por outros mecanismos mais específicos. São ventos que sopram em determinadas regiões e são resultantes das condições locais, que os tornam bastante individualizados. A mais conhecida manifestação local dos ventos é observada nos vales e montanhas. Durante o dia, o ar quente nas encostas da montanha se eleva e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu. No período noturno, a direção em que sopram os ventos é novamente revertida, e o ar frio das montanhas desce e se acumula nos vales.

Na **brisa de vale e montanha**, o grande impulsionador para a existência de brisa é a topografia e, de modo semelhante à brisa marítima e terrestre, apresenta duas etapas fundamentais (LACERDA, 2016):

Durante o dia, junto da montanha, o ar tende a aquecer mais depressa que o ar circundante - região do vale - favorecendo o estabelecimento de uma circulação de ar entre o vale e a montanha e sendo assim, para a situação diurna, a montanha funciona como fonte de aquecimento, com uma circulação de ar mais fresco, oriundo do vale, denominado por brisa de vale ou vento anabático.

Durante a noite, ocorre o fenômeno inverso, isto é, junto da montanha o ar tende a arrefecer mais rapidamente do que na região do vale motivando nova circulação de ar entre a montanha e o vale. Neste caso, a montanha funciona como fonte de arrefecimento, resultando na descida do ar mais frio em direção ao vale, originando um vento à superfície definido como

catabático, podendo atingir velocidades bastante elevadas. Esta circulação é denominada de brisa de montanha.

2.2.4 Influência dos oceanos Pacífico e Atlântico no clima da região

Os oceanos tropicais influenciam grande parte da variabilidade atmosférica. A principal variabilidade interanual do sistema oceano-atmosfera é o El Niño – Oscilação Sul (ENOS). Os efeitos do ENOS são observados em escala global e afetam significativamente as precipitações e temperaturas em diferentes regiões, especialmente as precipitações na região Nordeste do Brasil (ROPELEWSKI e HALPERT, 1987). Apesar das correlações de longo prazo serem baixas, os episódios de seca/chuva no Nordeste do Brasil estão respectivamente associados com os eventos de El Niño/La Niña.

O fenômeno El Niño - Oscilação Sul (ENOS) é caracterizado por anomalias, positivas (El Niño) ou negativas (La Niña), de temperatura da superfície do mar (TSM) no Pacífico equatorial, e sua caracterização é feita através de índices, como o Índice de Oscilação Sul (IOS – calculado através da diferença de pressão entre duas regiões distintas) e os índices nomeados Niño (Niño 1+2, Niño 3, Niño 3.4 e Niño 4), que nada mais são do que as anomalias de TSM médias em diferentes regiões do Pacífico equatorial (<http://enos.cptec.inpe.br/>).

El Niño é um fenômeno atmosférico-oceânico caracterizado por um aquecimento anormal das águas superficiais no Oceano Pacífico Tropical que altera o clima regional e global, mudando os padrões de vento em nível mundial, afetando assim, os regimes de chuva em regiões tropicais e de latitudes médias.

Derivada do espanhol, a palavra "El Niño" refere-se à presença de águas quentes que todos os anos aparecem na costa norte do Peru, na época de Natal. Os pescadores do Peru e Equador chamaram a esta presença de águas mais quentes de corrente El Niño, em referência ao Niño Jesus (Menino Jesus), isso pelo fato de que a ocorrência da ressurgência proporciona o acréscimo de peixe na superfície marítima.

Devido à localização no extremo leste da América do Sul tropical, o Nordeste do Brasil está submetido à influência de fenômenos meteorológicos que lhe conferem características climáticas peculiares. Esta região apresenta grande variabilidade interanual da precipitação, devido, principalmente, à influência de fenômenos de grande escala, resultantes da interação

entre a atmosfera e os oceanos tropicais. Em geral, a precipitação se concentra praticamente em um período de 3 a 5 meses, com grande variabilidade espacial e temporal em suas mesorregiões.

Um fator relevante a ser destacado é a irregularidade na distribuição das chuvas, associada à alta variabilidade interanual da precipitação na região tropical, propiciando a ocorrência de anos extremos (secas prolongadas e chuvas intensas). Diversos fatores podem contribuir para explicar a alta variabilidade da precipitação sobre o Nordeste do Brasil, dentre os quais, podem ser citados a flutuação nos valores de Temperatura da Superfície do Mar (TSM) do oceano Pacífico Tropical Equatorial e do Atlântico tropical. No geral, os valores das anomalias das TSMs nesses oceanos, estão associados a mudanças no padrão geral da circulação atmosférica e consequentes variações na precipitação no Nordeste do Brasil.

O fenômeno El Niño Oscilação Sul (ENOS) guarda íntima relação de causa e efeito com as secas intensas no semiárido nordestino e com as inundações catastróficas ocorridas nas regiões Sul e Sudeste do Brasil. Quando o fenômeno El Niño se apresenta totalmente configurado, traz como consequências a redução das chuvas no Nordeste brasileiro, principalmente, sobre o setor norte (estação chuvosa: fevereiro a maio); o aumento das chuvas sobre a região Sul durante dezembro, janeiro e fevereiro; inverno mais quente sobre parte das regiões Sul e Sudeste e ventos fortes em altos níveis sobre as regiões Sul e Sudeste do país (MMA, 2002).

O El Niño de 1992-1993, foi considerado o mais forte neste século e não foi previsto e nem mesmo reconhecido pelos cientistas em seus estágios iniciais. Esse episódio foi marcado por excepcional elevação da temperatura da superfície do mar no Pacífico Equatorial e causou grandes alterações climáticas no Brasil. Praticamente, as regiões Sul e Sudeste apresentaram nos trimestres de março-abril-maio e de junho-julho-agosto de 1983, precipitações que superaram os níveis normais, de modo significativo. Na região Nordeste, devido ao regime de chuvas irregular, os impactos ambientais e econômicos do El Niño desse período foram muito severos. Após três anos de precipitação baixa, o El Niño de 1992-1993 provocou uma das maiores secas da história do Nordeste (MMA, 2002).

De modo geral, ocorrem anos de secas após anos de ocorrência do fenômeno El Niño, como o de 1998 com forte manifestação, provocando a seca no mesmo ano, porém se estendendo para o ano seguinte, 1999. Entretanto, segundo Aragão et al. (1998), não basta surgir El Niño para

que haja seca. Ainda segundo os mesmos autores, El Niño nem sempre é sinônimo de seca e, mesmo quando esta ocorre, os efeitos do El Niño nem sempre significam a mesma ameaça.

2.2.5 Dipolo do Atlântico

O padrão de anomalias da TSM sobre o Oceano Atlântico Tropical, comumente chamado de padrão de Dipolo do Atlântico, representa outro fenômeno oceano/atmosférico que está associado a anomalias de precipitação sobre a região Nordeste e Norte do Brasil.

O Dipolo do Atlântico é o fenômeno oceano/atmosférico identificado como uma mudança anômala na temperatura da superfície água do mar no Oceano Atlântico Tropical, ou seja, quando as águas do Atlântico Tropical Norte estão mais quentes e as águas do Atlântico Equatorial e Tropical Sul estão mais frias existem movimentos descendentes transportando ar frio e seco dos altos níveis da atmosfera sobre a região setentrional, central e sertão do Nordeste inibindo a formação de nuvens e diminuindo a precipitação (Fase Positiva do Dipolo), podendo causar secas. Por outro lado, quando as águas do Atlântico Tropical Norte estão mais frias e as águas do Atlântico Tropical Sul estão mais quentes existem aumento nos movimentos ascendentes sobre estas regiões, intensificando a formação de nuvens e aumentando os totais pluviométricos (Fase Negativa do Dipolo) (HASTENRATH & HELLER, 1977; MOURA & SHUKLA, 1981; ARAGÃO, 1986).

Este padrão de anomalias de TSM possibilita a ocorrência de gradientes meridionais de anomalias de TSM, os quais influenciam bastante na posição latitudinal da ZCIT (Zona de Convergência Intertropical), alterando assim a distribuição sazonal de precipitação pluviométrica sobre o Atlântico Equatorial, parte norte do Nordeste do Brasil, até a parte central da Amazônia.

Segundo Hastenrath e Heller (1977), nos anos em que as TSM sobre o Atlântico Tropical Sul (entre a linha do equador e 15°S) estão mais altas do que a média de longo período durante março-abril-maio e o Atlântico Tropical Norte (entre 5°N e 20°N) está menos aquecido do que a média, há formação de um gradiente meridional de anomalias de TSM no sentido de norte para sul. Nessa situação, observa-se no mesmo período a Pressão ao Nível do Mar (PNM) mais baixa do que a média sobre o Atlântico Sul e mais alta do que a média sobre o Atlântico Norte, os alísios de sudeste mais fracos do que a média e os alísios de Nordeste mais intensos do que a média, o eixo de baixa pressão à superfície e confluência dos ventos

alísios deslocados mais para sul, relativamente ao seu posicionamento médio, e totais pluviométricos acima da média sobre o norte do Nordeste.

Ewald (2010) realizou um estudo sobre alterações na precipitação no período de 1965 a 2008 em Marechal Candido Rondon - PR, onde correlacionou os eventos ENOS (El Niño Oscilação Sul) aos índices de severidade obtidos através do Índice de Anomalia de Chuva (IAC). Seus resultados mostraram fortes relações entre a ocorrência dos fenômenos El Niño e La Niña com os anos mais chuvosos e mais secos, respectivamente.

Haas et al. (2013) analisaram a influência de fenômenos climáticos no desempenho de dois parques eólicos em operação na Região Nordeste do Brasil e constatou através da análise de modelos atmosféricos globais, que períodos intensos de La Niña tendem a apresentar certa queda na velocidade dos ventos para o Nordeste brasileiro.

Rodrigues (2015) realizou análises de diversos índices climáticos e verificou a aderência das curvas dos fenômenos Niño e Dipolo do Atlântico, que seguem um padrão em relação aos ventos da Região Nordeste do Brasil, podendo ajudar a explicar seu padrão de variabilidade e intensidade.

A ocorrência dos fenômenos ENOS e Dipolo do Atlântico, e suas respectivas variações, podem ser utilizadas como parâmetro para a análise de intensidade dos ventos zonal no Nordeste Brasileiro, possibilitando a elaboração de previsões de médio e longo prazo sobre a quantificação da energia eólica que poderá ser gerada nessas regiões.

2.2.6 Regime de ventos da região Nordeste

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

A posição média da Depressão Equatorial estende-se de oeste a leste ao longo da região Norte do Brasil e sobre o Oceano Atlântico adjacente. Ela coincide com a localização e orientação da Bacia Amazônica, no centro da qual existe uma faixa persistente de baixas pressões. A Depressão Equatorial é geralmente a zona de pequenos gradientes de pressão e ventos fracos. Ao norte da Depressão Equatorial os ventos são persistentes de leste a nordeste. Ao sul, os ventos são persistentes de leste a sudeste entre a Depressão Equatorial e o Anticiclone

Subtropical Atlântico, o qual tem a posição média anual próxima a 30° S, 25° W. Esse perfil geral de circulação atmosférica induz ventos de leste ou nordeste sobre o território brasileiro ao norte da Bacia Amazônica e no litoral nordeste.

Os ventos próximos à superfície são geralmente fracos ao longo da Depressão Equatorial, porém aumentam de intensidade ao norte e ao sul. A área entre a Depressão Equatorial e a latitude de 10° S é dominada pelos ventos alísios de leste a sudeste. Ao sul da latitude 10° S, até o extremo sul brasileiro, prevalecem os efeitos ditados pela dinâmica entre o centro de alta pressão Anticiclone Subtropical Atlântico, os deslocamentos de massas polares e a Depressão do Nordeste da Argentina – centro de baixas pressões a leste dos Andes.

Esse perfil geral de circulação atmosférica encontra variações significativas na mesoescala e na microescala, por diferenças em propriedades de superfícies, tais como geometria e altitude de terreno, vegetação e distribuição de superfícies de terra e água. Esses fatores atuantes nas escalas menores podem resultar em condições de vento locais que se afastam significativamente do perfil geral da larga escala da circulação atmosférica.

A Zona Litorânea Norte-Nordeste é definida como a faixa costeira com cerca de 100 km de largura, que se estende entre o extremo norte da costa do Amapá ao Cabo de São Roque, no Rio Grande do Norte. Nessa região, os ventos são controlados primariamente pelos alísios de leste e brisas terrestres e marinhas. Essa combinação das brisas diurnas com os alísios de leste resulta em ventos médios anuais entre 5 m/s e 7,5 m/s na parte norte dessa região (litorais do Amapá e Pará) e entre 6 m/s a 9 m/s em sua parte sul, que abrange os litorais do Maranhão, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte.

As velocidades são maiores na parte sul devido a dois principais fatores: i. os ventos alísios geralmente tornam-se mais fortes à medida que se afastam da Depressão Equatorial; ii. as brisas marinhas são significativamente acentuadas ao sul dessa região em razão dos menores índices de vegetação e de umidade do solo, fazendo com que a superfície do solo atinja temperaturas mais elevadas durante as horas de sol e, conseqüentemente, acentuando o contraste de temperaturas terra-mar e as brisas marinhas resultantes.

As maiores velocidades médias anuais de vento ao longo dessa região estão ao norte do Cabo de São Roque, abrangendo os litorais do Rio Grande do Norte e Ceará, onde a circulação de brisas marinhas é especialmente intensa e alinhada com os ventos alísios de leste-sudeste. Adicionalmente, ocorrem áreas em que os ventos são acentuados por bloqueios ao escoamento causados por montanhas na parte continental. Entretanto, o vento médio anual

decrece rapidamente à medida que se desloca da costa para o interior, devido ao aumento de atrito e rugosidade de superfície e ao enfraquecimento da contribuição das brisas marinhas (MME, 2001).

A distribuição geral dos ventos nos Estados do Rio Grande do Norte e Ceará é controlada pelas grandes escalas atmosféricas: a escala sinótica e a circulação geral planetária. Este perfil geral apresenta variações significativas na mesoescala e na microescala, devido à diversidade das características do terreno, tais como geometria e altitude, presença de obstáculos, cobertura vegetal e existência de grandes extensões de massas de água. Esses fatores atuantes nas escalas menores podem resultar em regimes de vento locais bastante distintos.

Esses Estados estão localizados na zona de predomínio dos ventos alísios, resultando em ventos com grande constância e com acentuada ocorrência de direções sudeste e leste. Aos ventos alísios (atuante na escala planetária) sobrepõem-se a influência sinótica do centro de alta pressão do Atlântico (Anticiclone Atlântico) e os mecanismos de mesoescala, tais como as brisas marinhas, terrestres e lacustres, brisas montanha-vale e jatos noturnos.

Nas regiões serranas ocorrem também as acelerações orográficas e ocasionais canalizações do escoamento entre passos de montanhas, bem como variada e complexa interação entre o deslocamento atmosférico e as formações montanhosas. Nestas áreas, os ventos mais intensos são geralmente encontrados nos cumes e cristas das elevações, onde o efeito de compressão do escoamento atmosférico é mais acentuado.

Ao longo do litoral, a influência da mesoescala é mais pronunciada, atuando através das brisas marinhas e terrestres, criando um ciclo diurno característico. De modo geral, os ventos mais intensos ocorrem no período que se estende do final da manhã ao meio da tarde. Já nas regiões serranas, longe da influência oceânica, o vento tende a apresentar maiores intensidades durante a noite e início da madrugada, e também no início da manhã.

O regime dos ventos no Rio Grande do Norte e Ceará apresenta grande sazonalidade, em geral com a ocorrência de ventos mais intensos nos meses de final de inverno e primavera (agosto a novembro), e mais brandos nos meses de final de verão e outono (fevereiro a maio).

O estado do Rio Grande do Norte se caracteriza por um clima quente semiárido na maior parte de seu território, passando a quente semi-úmido em sua porção litorânea oriental, ao sul do Cabo de São Roque. A área interior do Estado, com clima quente semi-árido, tem períodos secos anuais com duração de 7 a 8 meses, sendo esta condição mais severa nos extremos sudoeste e centro-sul do território potiguar.

Em relação ao Estado da Bahia, os regimes de ventos resultam da sobreposição de mecanismos atmosféricos sinóticos (globais) e de mesoescala (regionais). No que se refere aos regimes sinóticos, predomina na Bahia a influência de dois mecanismos: ao sul, o Anticiclone Subtropical do Atlântico, perturbado pela dinâmica intermitente das ondas de massas polares; ao norte, os ventos alísios, caracterizados por um regime constante. A direção desses mecanismos converge, resultando em ventos predominantes vindos do Nordeste, leste e sudeste.

No que diz respeito aos mecanismos de mesoescala, exercem importante influência na Bahia as brisas marinhas e terrestres, as brisas montanha-vale e os jatos noturnos. Na região das chapadas, no centro do Estado, assim como nas demais regiões elevadas, verifica-se complexa interação entre o deslocamento atmosférico e as formações montanhosas. As brisas marinhas e terrestres e as brisas montanha-vale, com ciclos tipicamente diurnos tendem a aumentar a intensidade do vento no final do dia nas regiões próximas ao litoral e, durante a noite, nas chapadas e montanhas no interior do Estado. Quanto à sazonalidade, todo o Estado apresenta ventos máximos no segundo semestre, com um deslocamento desses picos para o início do verão no litoral.

2.3 PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA

Este item apresenta uma visão geral dos sistemas existentes de previsão de geração eólica de curto prazo, bem como dos diversos métodos utilizados para previsões de energia eólica e/ou velocidade do vento. São apresentados inicialmente os principais sistemas numéricos de previsão meteorológica em larga escala (NWP) utilizados como dados de entrada para a previsão de geração de energia eólica. Posteriormente, são descritas as duas classificações dos modelos de previsão de geração eólica: estatísticos/matemáticos e físicos/meteorológicos. Em seguida, são descritos os horizontes de previsão e os principais modelos de previsão existentes no mercado.

2.3.1 Modelos numéricos de previsão meteorológica

A maior parte dos sistemas de previsão de potência existentes é baseada nos resultados dos modelos numéricos, também denominados modelos *Numerical Weather Prediction* – NWP,

que são modelos matemáticos baseados em leis físicas que simulam o comportamento da atmosfera.

Devido à sua complexidade e à grande quantidade de dados necessários para executar os modelos NWP, estes normalmente são operados pelos órgãos nacionais que prestam o serviço de meteorologia. Em geral, os serviços de tempo usam um modelo global com resolução horizontal que varia de 100x100 km² para escalas menores de 50x50 km² até 7x7 km². Para a definição do estado inicial de uma previsão, faz-se necessária grande quantidade de dados. O estado atmosférico inicial é obtido por uma base regular de um grande número de estações, boias, radiossondas, navios, satélites e aviões em todo o mundo.

Os formatos dos dados e os ciclos de medição são padronizados pela Organização Mundial de Meteorologia (OMM). Os dados meteorológicos globais estão disponíveis para os órgãos que prestam os serviços de previsão de tempo, que serão utilizados para definição das condições iniciais dos seus modelos NWP (LANGE & FOCKEN, 2005). A Tabela 5 apresenta os principais modelos atmosféricos globais utilizados na Europa e na América com a indicação do local de processamento e resolução horizontal.

Tabela 5 - Modelos de Previsão Numérica do Tempo utilizados na Europa e América

Modelo	Centro de processamento	Resolução horizontal (km)
Globalmodell - GME Lokalmodell - LM	Serviço Alemão de Tempo – DWD, Alemanha	607
ARPEGE Intermediate General Circulation Model - ALADIN	Meteo France, França	19-250 9,5
Advanced Regional Prediction System - ARPS	Universidade de Oklahoma, Estados Unidos	-
High Resolution Limited Area Model - HIRLAM	Órgãos de previsão do tempo da Suécia, Dinamarca, Noruega, Espanha, Islândia, Irlanda, Finlândia e Holanda.	10-50
HRES	Centro Europeu de Previsão de Médio Prazo - ECMWF	20
Unified Model	MetOffice, Inglaterra	60/11
Global Analysis and Prediction - GASP	Centro de Meteorologia, Austrália	-
Global Environmental Multiscale Model - GEM	Centro Meteorológico Canadense, Canadá	-
Mesoscale Modeling System - MM5	Fifth-Generation Penn State/NCAR, Estados Unidos	-
ETA	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC, Brasil	15
GFS	National Centers for Environmental Prediction – NCEP, Estados Unidos	

Fonte: Adaptado de M. Lange e U. Focken (2005)

O modelo regional/local é de meso ou microescala e executa a adaptação das previsões dos modelos globais ao local, que visam determinar o comportamento em regiões específicas tendo resolução que vai de metros até 50 km.

O comportamento da atmosfera é governado por leis físicas que podem ser expressas por equações matemáticas complexas, que não possuem soluções exatas. Os modelos numéricos de previsão do tempo resolvem essas equações utilizando aproximações numéricas para todo o globo, a partir das condições de tempo observadas. Devido à complexidade dessas equações é necessário um grande número de interações para que as mesmas sejam resolvidas, o que demanda o uso de computadores de alto desempenho.

Diversos centros de previsão do tempo no mundo processam diariamente esses modelos e disponibilizam as previsões das variáveis meteorológicas (temperatura, precipitação, pressão, velocidade do vento).

2.3.2 Modelos de previsão de geração eólica

O rápido crescimento da geração eólica trouxe a necessidade de pesquisa em várias áreas, uma vez que a energia eólica é dependente do clima. Assim, a previsão com elevado índice de acerto é conhecida como uma contribuição importante para integração confiável de energia eólica em larga escala. Vários modelos para previsão de energia eólica foram desenvolvidos internacionalmente, a exemplo do WPMs, WPPT, Prediktor, ARMINES, Previento, WPFs, dentre outros (WANG, X. et al, 2011).

Há praticamente duas abordagens (física e estatística) para transformar a previsão de vento em previsão de potência. Os sistemas estatísticos apresentam outra maneira de aproximar a relação entre a velocidade do vento prevista e a potência medida e geralmente não usam uma curva de potência pré-definida. Assim, em contraste com os sistemas físicos, os sistemas estatísticos precisam ser treinados com dados medidos. Segundo Costa (2005) , têm-se os modelos que utilizam as abordagens:

- Matemática/estatística, que aproximam a relação entre a velocidade do vento prevista e a geração verificada.
- Física/meteorológica, que realizam o refinamento da previsão do vento para as condições no local por métodos baseados na física da camada-limite atmosférica.

Em geral, estas previsões são utilizadas em conjunto com modelos estatísticos objetivando melhorar o seu desempenho. Os modelos estatísticos são utilizados para correção de erros sistemáticos e traçado da curva de potência. Esta curva de potência tanto pode ser fornecida pelo fabricante, como pode ser determinada com base nos históricos das séries temporais de potência produzida pelo aerogerador em função das características do vento (velocidade, direção, dentre outros).

Existem diversos tipos de modelos de previsão que se diferenciam por meio da escala geográfica e temporal. O modelo físico de previsão consiste no encadeamento de vários tipos de modelos, começa com previsões NWP, através de modelos globais. Os resultados das previsões destes modelos globais (macroescala) são refinados com uma modelagem mais refinada do terreno, recorrendo a modelos de escala regional (mesoescala). Em conjunto, são utilizados modelos de previsão estatística e de inteligência computacional que também geralmente respondem pela modelagem de muito curto prazo.

Existem os sistemas híbridos, que procuram utilizar o que se tem de melhor dos modelos físicos e estatísticos e de inteligência computacional. Estes modelos exploram a dependência temporal existente na série histórica de vento e de potência para curtos intervalos de tempo (6 a 10 horas), bem como a boa precisão dos modelos meteorológicos para horizontes maiores (6 a 10 até 72 horas).

Modelos Matemáticos/Estatísticos

Os métodos que usam a abordagem estatística utilizam um ou vários algoritmos diferentes para estabelecer a relação entre as previsões das variáveis atmosféricas, e/ou os valores históricos, para as variáveis desejadas, as quais podem ser a velocidade do vento nos aerogeradores ou então diretamente a potência elétrica produzida. Na abordagem estatística, os fenômenos físicos não são levados em consideração, sendo o sistema e a dinâmica atmosférica tratada como uma caixa-preta. Os parâmetros do modelo são definidos através de análise dos dados históricos e ajustados ao longo de sua utilização (LANGE & FOCKEN, 2005).

O que caracteriza estes modelos é a não utilização de modelos de previsão regional/local (modelos de mesoescala), procurando encontrar alguma relação entre a série histórica da potência verificada em função de diversas variáveis explicativas. O modelo mais simples consiste em prever a potência em função de seus valores passados. Estes modelos podem

utilizar também previsões dos modelos numéricos de previsão do tempo, bem como medidas meteorológicas disponíveis. Os modelos matemáticos/estatísticos podem ser classificados em autoregressivos, lógica-fuzzy e redes neurais. As técnicas estatísticas mais utilizadas são os modelos estatísticos baseados na metodologia de Box-Jenkins (modelos autoregressivos - AR, média móvel - MA, o ARMA, o ARIMA e o SARIMA). A seguir são descritos os modelos que utilizam redes neurais.

As Redes Neurais Artificiais (RNA) são sistemas paralelos distribuídos compostos por unidade de processamento, chamados de nodos (neurônios artificiais) que calculam determinadas funções matemáticas (normalmente não lineares). Esta forma de computação não-algorítmica é caracterizada por sistema que, assemelham-se a estrutura do cérebro humano. O grande apelo destes modelos está em sua capacidade de “aprender”, generalizar ou extrair regras automaticamente de conjuntos de dados complexos (HAYKIN, 2001).

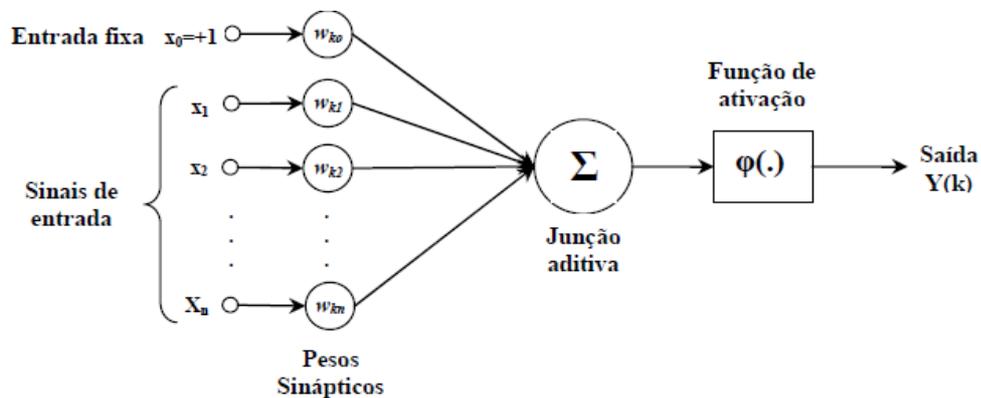
As redes neurais artificiais (RNAs) representam a ferramenta integrante dos Sistemas Inteligentes e são inspiradas no comportamento humano ou da natureza. As RNAs vêm sendo sugeridas para análise de séries temporais devido a sua capacidade de tratar com relações de entrada-saída de dados não-lineares, destacando sua habilidade de aprendizado e capacidade de generalização, associação e busca paralela. Estas qualidades as tornam capazes de identificar e assimilar as características mais marcantes das séries, tais como: sazonalidade, periodicidade, tendência, entre outras, muitas vezes camufladas por ruídos (VALENÇA, 2005; 2007).

As redes neurais apresentam-se, atualmente, como uma abordagem alternativa aos métodos estatísticos tradicionais na solução de problemas de previsão de séries temporais, a sua utilização prática está se tornando cada vez mais presente no nosso dia-a-dia. O emprego desta ferramenta é atrativo em grande variedade de problemas que envolvem relacionamentos complexos entre as variáveis de entrada (variáveis independentes) e as variáveis definidas como saídas (variáveis dependentes) posto que, para sua utilização, não se faz necessário o conhecimento prévio das relações matemáticas entre estas. Exemplos de aplicações são facilmente encontrados na modelagem e previsão de variáveis climáticas, hidrológicas, energéticas, séries econômicas, entre outras (VALENÇA, 2005).

Um neurônio é uma unidade de processamento de informação que é fundamental para a operação de uma rede neural. A Figura 15 mostra o modelo de um neurônio artificial, de onde se identificam três partes básicas do modelo neuronal:

- Um conjunto de sinapses ou elos de conexões, onde cada um é caracterizado por um peso ou força própria. Especificamente, um sinal x_j na entrada da sinapse j conectadas ao neurônio k é multiplicado pelo peso sináptico W_{kj} .
- Um somador para somar os sinais de entradas, ponderado pelas respectivas sinapses.
- Uma função de ativação para restringir a amplitude da saída de um neurônio. A função de ativação é também referida como função restritiva, já que pode restringir (limitar) o intervalo admissível de amplitude do sinal de saída de um valor finito. Tipicamente, o intervalo normalizado da amplitude da saída de um neurônio é escrito como o intervalo fechado $[0 \ 1]$ ou alternativamente $[-1 \ 1]$.

Figura 15 - Neurônio artificial



O modelo neural da Figura 15 inclui também um bias aplicado externamente, representado por w_{k0} . O bias tem o efeito de aumentar ou diminuir a entrada líquida da função de ativação, dependendo se ele é positivo ou negativo. Onde sinais $x_1, x_2, x_3 \dots x_n$ são os sinais de entrada; $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{kn}$ são os pesos sinápticos associado ao neurônio k . Definido um campo local induzido v_k , como sendo a saída do combinador linear que será aplicado à função de ativação $\phi(\cdot)$ e assim obter a saída do neurônio k (y_k).

O uso de modelos baseados na ferramenta de redes neurais tem se intensificado cada vez mais. Os pesquisadores da área de previsão de ventos e geração eólica têm utilizado as redes neurais artificiais no desenvolvimento dos modelos de previsão. As redes neurais são de fácil aplicação, possuem alta capacidade de generalização e têm proporcionado resultados satisfatórios em diversas áreas de pesquisa, tais como: classificação, reconhecimento, aproximação de funções, processamento de séries temporais, otimização, dentre outras.

Nesse trabalho utilizou-se as redes NSRBN - *Non-linear Sigmoidal Regression Blocks Networks*. Diversas aplicações das Redes NSRBN para diversas linhas de pesquisa são

apresentadas em Valença (2005; 2007). Essas redes neurais com blocos de regressões sigmóides não-lineares, possuem duas características que merecem destaque: estrutura compacta, por possuir apenas uma camada escondida; e algoritmo construtivo, baseado em um método de aprendizado construtivo que é responsável pela definição de sua complexidade ótima.

A arquitetura de uma rede neural, de acordo com a possibilidade de mudanças no seu tamanho durante o processo de treinamento, pode ser classificada em estática ou dinâmica. Uma rede é dita de arquitetura estática quando o número de camadas e unidades de processamento permanece constante, desde a concepção da rede até a finalização do seu treinamento. Por outro lado, uma rede de arquitetura dinâmica tem como característica principal um processo de mudanças no tamanho durante o treinamento.

Modelos Físicos/Meteorológicos

Os modelos físicos utilizam os conceitos da dinâmica atmosférica e condições de contorno meteorológicas para realizar o refinamento espacial da saída grosseira dos sistemas NWP para as condições específicas do local, bem como as transformações da previsão da velocidade do vento à altura do eixo dos aerogeradores. Duas classes de sistemas físicos de previsão podem ser distinguidas: modelos que são baseados em simulações de dinâmicas de fluido operacionais semelhantes aos sistemas de NWP, e modelos de diagnóstico, que usam principalmente parametrizações da camada limite.

Os modelos físicos de previsão baseiam-se na informação gerada por modelos numéricos de previsão meteorológica, que posteriormente é transformada em previsão de potência através de modelos simples de transformação de vento em potência, como por exemplo, a curva de potência fornecida pelo fabricante do aerogerador. Existem vários modelos numéricos de mesoescala, com resoluções espaciais na ordem dos 10 km a 2 km, sendo os mais utilizados MM5, ALADIN e WRF. Os modelos de mesoescala requerem como informação de entrada previsões, provenientes de um modelo global, habitualmente do ECMWF ou do NCEP, sendo possível incorporar observações meteorológicas. É ainda comum utilizar modelos estatísticos simples, designados de *Model Output Statistic* (MOS), com o propósito de corrigir eventuais erros sistemáticos.

Os modelos que utilizam a abordagem física têm como principal característica a utilização das previsões da direção e da velocidade do vento realizadas por modelos regionais/locais, ou

seja, previsões adaptadas para o parque eólico e até por aerogerador. Estes modelos, na maioria das vezes, fazem uso de modelos estatísticos e de redes neurais tanto para correção de erros sistemáticos, como também para uma melhor representação da curva de potência (LANGE e FOCKEN, 2005).

Como as previsões NWP normalmente não coincidem exatamente com a área do parque eólico, os métodos que utilizam a abordagem física utilizam modelos matemáticos da dinâmica atmosférica para refinar os dados da previsão NWP à área do parque e à altura do aerogerador, considerando variáveis físicas relevantes, como a vegetação, topografia e obstáculos.

Horizontes de previsão

O desafio dos modelos de previsão de geração eólica consiste em aumentar seu desempenho. O horizonte temporal é muito importante, pois a previsão de geração eólica pode ser utilizada pelos diversos atores do sistema, desde os operadores de rede aos comercializadores, que tendo objetivos diferentes, necessitam de previsões distintas quanto às características temporais e espaciais. Os modelos de previsão desenvolvidos de acordo com o horizonte temporal a que se destina a previsão são classificados em quatro categorias: previsão de curtíssimo prazo, previsão de curto prazo, previsão de médio prazo e previsão de longo prazo.

Previsão de curtíssimo prazo – é efetuada para horizontes temporais curtos, desde alguns minutos até 6 horas, e está associada às situações de participação no mercado intradiário, de controle dos aerogeradores, de definição da garantia de abastecimento por parte do operador da rede elétrica e de gestão de unidades convencionais rápidas que participam nos serviços auxiliares. Essas previsões são importantes para verificar os parâmetros técnicos operacionais do sistema, serviços ancilares, ajustes de produção e mercado diário de energia. As técnicas normalmente utilizadas baseiam-se na modelagem estatística de séries temporais, como por exemplo: *Autoregressive Moving Average* (ARMA), Kalman Filters e Box-Jenkins (BESSA, 2010).

Previsão de curto prazo – é típica para horizontes de previsão, desde o curtíssimo prazo até as 48 ou 72 horas. É importante para o mercado de energia do dia seguinte, balizar os despachos, gerenciar os fluxos de energia na rede e ajustar os planos de manutenção. Estruturam-se em informações provenientes de modelos meteorológicos que são convertidas com base em modelos físicos e/ou em modelos estatísticos.

Previsão de médio prazo – este tipo de previsão associa-se normalmente a um horizonte acima das 72 horas, variando de 5 a 10 dias. É utilizado para definir a otimização dos despachos, analisar intervenções e congestionamentos, gerenciar as manutenções do sistema, programar as reservas e fornecer indicativos para a elaboração de cenários para a tomada de decisões.

Previsão de longo prazo – está normalmente associada à estimativa do recurso eólico e avaliação da viabilidade técnico-econômica dos investimentos em centros eletroprodutores. É ainda importante no apoio ao planejamento e à gestão da rede elétrica. O horizonte temporal destas previsões varia de 10 dias até alguns anos. Este tipo de previsão é normalmente baseada em técnicas de regressão.

Quanto maior o horizonte temporal da previsão maior será o erro associado à previsão, devido às inconstâncias e variabilidades atmosféricas. Logo, cada um dos modelos fornece um grau de incerteza diferente e requer maior qualidade e quantidade nas informações de entrada.

Além do horizonte temporal, as previsões podem ser caracterizadas quanto à sua resolução espacial, que podem ser efetuadas para uma única máquina; um parque eólico; um conjunto de parques eólicos e uma região ou país, esperando-se que o erro diminua com o aumento da escala regional (FOCKEN, 2002).

A gestão do sistema elétrico envolve um conjunto de decisões que carecem do conhecimento antecipado da evolução da produção de cada centro produtor. Dada à diversidade destas decisões, as previsões utilizadas pelos operadores de sistema são distintas e possuem diferentes resoluções temporais e espaciais. Isto é, para efeitos de despacho são consideradas previsões diárias da produção eólica total ao longo das próximas horas e até três dias. Para efeitos de operação da rede elétrica são utilizadas previsões por nó de rede, com horizonte temporal até algumas horas, tipicamente seis horas, atualizadas a cada seis horas. Os Operadores de Sistema também têm interesse de saber se nas próximas horas existe a probabilidade de ocorrer uma rampa, que corresponde a um aumento ou diminuição de produção de forma abrupta (SOUSA, 2009).

Devido às limitações dos modelos meteorológicos e qualidade das informações disponíveis, as previsões comercialmente utilizadas se restringem a horizontes de no máximo 72 horas. Previsões com horizontes temporais superiores devem ser consideradas apenas indicativas. As previsões podem ainda ser determinísticas, indicando um único valor para cada instante do

horizonte temporal ou probabilísticas, que permitem ao operador avaliar o risco associado a cada previsão e, dessa forma, incorporar nas suas decisões esse mesmo risco (BESSA et al., 2010).

Modelos de curto prazo existentes no mercado

Na previsão de curto prazo os modelos em geral são utilizados para converter as previsões NWP em potência eólica. A seguir são relacionadas as principais tecnologias de modelagem utilizadas internacionalmente.

Um dos primeiros modelos desenvolvido na década de 1990 foi o Prediktor, desenvolvido por Landberg no Laboratório Nacional de Riso, em 1993. Esse modelo tem por base previsões NWP, que são regionalizadas pelos modelos WasP e PARK, modelos estatísticos utilizados para correção de erros sistemáticos. O Prediktor é um dos primeiros sistemas físicos de previsão de potência com um horizonte de até 72h (LANDBERG, 2001).

O Prediktor faz uso de uma previsão da velocidade do vento local refinada do HIRLAM, sistema NWP, operado pelo Instituto Dinamarquês de Meteorologia. O método de refinamento para se adaptar à saída NWP e às condições locais foi derivado a partir de técnicas anteriormente utilizadas para a avaliação potencial de vento no âmbito do Atlas Eólico Europeu. Os dados referentes à rugosidade da superfície local, orografia descrevendo as elevações do terreno, obstáculos e estratificação térmica da atmosfera são levados em consideração, levando a previsão de resultados que foram significativamente melhor do que a persistência (LANGE & FOCKEN, 2005).

Os modelos E-Wind e Previento são semelhantes ao Prediktor, o horizonte de previsão é de 48 horas. A diferença destes para o Prediktor está no modelo regional utilizado e na utilização de modelos estatísticos para modelar a curva de potência, além de fornecer incerteza associada à previsão. Em função de mudanças nas previsões NWP, o modelo emprega técnica recursiva para se adaptar às mudanças. Este modelo usa o conceito de curva de potência e sempre que possível adota a curva estimada dos dados ao invés da fornecida pelo fabricante. Para as previsões de muito curto prazo, se aplica redes neurais treinadas com os dados da geração verificada.

O Previento foi desenvolvido na Universidade de Oldenburg e está em uso operacional na Alemanha. Ele é baseado no mesmo princípio do Prediktor, em termos de refinamento da previsão da velocidade do vento e direção, obtidas do sistema NWP. Os efeitos de sombreamento que ocorrem em parques eólicos são levados em consideração. Se os dados de

medição dos parques eólicos estão disponíveis, uma correlação estatística sistemática dos erros de previsão é aplicada. Na prática, a potência combinada de diversos parques eólicos espacialmente dispersos em uma região é de maior interesse do que um único parque eólico.

O Previento contém um algoritmo *up-scaling* avançado que determina a potência esperada de todos os parques eólicos em uma determinada área com base num número representativo de parques selecionados de forma adequada. Além da previsão de energia, Previento também fornece uma estimativa da incerteza do valor da previsão, permitindo aos usuários uma avaliação do risco. Em geral, o desenvolvimento de sistemas físicos requer conhecimento especializado de meteorologia e física da camada limite. Os fenômenos complexos da atmosfera podem ser simulados ou descritos dinamicamente por parametrizações.

O *Wind Power Prediction Tool* (WPPT) foi desenvolvido pelo *Institute for Informatics and Mathematical Modelling* (IMM) na Universidade Técnica da Dinamarca (DTU). O modelo WPPT é um modelo estatístico que utiliza redes neuro-fuzzy. O horizonte de previsão é de 48 horas. O modelo utiliza curva de potência e adaptabilidade às variações anuais e estimativas de incertezas.

O Zephyr (Risø e IMM at DTU, Denmark) é uma combinação dos modelos WPPT e o Prediktor. Este modelo trabalha com duas filosofias: *online e offline*. No módulo *online* é utilizado um modelo autorregressivo, enquanto que no módulo *off-line* é utilizado um modelo estatístico para a curva de potência. O horizonte temporal é de 48 horas.

Na Alemanha é utilizado o sistema *Wind Power Management System* (WPMS), que faz uso das previsões NWP, utilizadas como entrada no modelo estatístico baseado em redes neurais artificiais com o horizonte de previsão de 48 horas.

O ARMINES *Wind Power Prediction System* (AWPPS) recorre a um modelo estatístico que utiliza redes neuro-fuzzy. O horizonte de previsão é de 48 horas. O GH Forecaster é um modelo de previsão de potência com horizonte de 48 horas desenvolvido pela empresa norte-americana Garrad Hassan, que utiliza um modelo estatístico de regressão linear múltipla.

O modelo Sipleólico foi desenvolvido pela Universidad Carlos III, em Madrid. Este modelo utiliza previsões meteorológicas do modelo HIRLAM (modelo de mesoescala) fornecidas pelo Instituto de Meteorologia Espanhol, bem como informações horárias medidas pelo SCADA. Este modelo é na verdade uma combinação de nove modelos estatísticos diferentes. A utilização de cada um destes modelos depende da informação disponível. Neste modelo está sendo incorporada uma metodologia para estimação de incertezas.

O modelo *Wind Power Forecasting Tool* (EPREV) foi desenvolvido pelo Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto (INESC), Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial (INEGI) e Centro de Estudos de Energia Eólica e Escoamentos Atmosféricos (CEsA), em Portugal. Este modelo utiliza como entrada dados de modelos NWP global e do modelo MM5 regional e o histórico de potência gerada pelo parque. Dois tipos de modelo são utilizados: modelo AR e modelo de curva de potência baseado em redes neurais. As previsões realizadas por estes modelos são combinadas e ponderadas em função do horizonte de previsão e do desempenho de cada modelo no instante da previsão.

Os sistemas de previsão físicos são sensíveis a erros sistemáticos devido à informação inicial errada. Por exemplo, se a rugosidade da superfície local é muito grande, a previsão de vento refinado subestima a verdadeira situação; ou, se a curva de potência de uma turbina eólica não corresponde à curva de potência certificada implementada no modelo de previsão, a previsão de potência será sistematicamente errada. Embora os sistemas físicos podem, em princípio, trabalhar sem dados medidos, a precisão da previsão é geralmente melhorada, se a velocidade do vento medida e potência estão disponíveis para calibrar a previsão (LANGE & FOCKEN, 2005).

No Brasil, o ONS desenvolveu em 2016 o modelo estatístico de previsão de geração eólica com horizonte de 72h à frente que faz uso das previsões de vento do modelo regional ETA do Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC, bem como as previsões dos modelos GFS do *National Centers for Environmental Prediction* – NCEP e do Centro Europeu de Previsão de Médio Prazo – ECMWF. Este modelo foi desenvolvido na linguagem computacional R e está em adaptação para ser disponibilizado a todos os Agentes eólicos.

A Rede Elétrica da Espanha – REE faz uso do Sipleolico, desenvolvido em Matlab, que faz uso de método estatístico com horizonte de com horizonte de 48 horas até 10 dias à frente. Este modelo foi aplicado no Projeto ANEMOS.plus que objetivou a gestão otimizada da rede elétrica com a integração da geração de energia eólica em grande escala, onde foram desenvolvidas ferramentas, utilizando previsões probabilísticas da produção eólica para apoio à decisão na gestão do sistema elétrico e participação no mercado de eletricidade. Numa segunda fase, essas ferramentas foram demonstradas em modo operacional para diferentes utilizadores finais, dentre os quais se encontra a REN.

Este projeto iniciou em 2008, teve a duração de três anos e meio e desenvolveu novas ferramentas de gestão inteligente para lidar com a variabilidade da energia eólica com ênfase

na integração das previsões de energia eólica e da incerteza relacionada em funções de gestão de chave do sistema de energia. O projeto demonstra a aplicabilidade de tais ferramentas em nível operacional, tanto para o gerenciamento da inserção da energia eólica, quanto para a negociação de geração de energia eólica nos mercados da eletricidade. A Tabela 6 apresenta características dos principais modelos utilizados no mercado.

Tabela 6 - Principais características dos modelos utilizados no mercado

Modelo	Desenvolvedor	Tipo	Alguns locais de uso
Prediktor	L. Landberg at Risø, Denmark	Físico	Espanha, Dinamarca, Irlanda e Alemanha
Previento	Oldenburg University	Híbrido (Estatístico & Físico)	Alemanha
E Wind	AWS Truewind Inc., USA	Híbrido (Estatístico & Físico)	EUA
Sipreólico	<i>University Carlos III Madrid & Red Eléctrica da Espanha</i>	Estatístico	Espanha
Zephyr	<i>Risø e IMM.DTU, Denmark</i>	Híbrido (Estatístico & Físico)	Dinamarca
WPPT	<i>IMM.DTU/ENFOR, Denmark</i>	Estatístico	Dinamarca
WPMS	Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)	Estatístico	Alemanha, Irlanda
AWPPS	<i>ARMINES, France</i>	Híbrido (Estatístico & Físico)	Creta, Madeira, Irlanda
GH Forecast	<i>Garrard Hassan</i>	Estatístico	EUA, Grécia
EPREV	<i>INESC Porto/ INEGI/CEsA/CGUL, Portugal</i>	Híbrido (Estatístico & Físico)	Portugal
LocalPred/RegioPred	<i>CENER, Spain</i>	Híbrido (Estatístico & Físico)	Espanha
Modelo ONS	<i>Operador Nacional do Sistema Eléctrico - ONS</i>	Estatístico	Brasil

Fonte: adaptada de WANG, X. et al (2011).

Existem várias métricas para avaliar a performance dos modelos de previsão, entretanto não existe um consenso acerca de qual delas é a melhor. De forma genérica, o erro de um sistema de previsão, num dado instante de tempo, é a diferença entre o valor previsto e o valor medido. O valor medido está sujeito a erros de classe de precisão dos aparelhos de medida, erros de arredondamento, dentre outros. O erro associado ao valor medido é normalmente de grandeza muito inferior, exceto no caso do sistema de medida encontra-se avariado.

A previsão de produção eólica possui várias incertezas associadas à natureza variável do vento, às diferentes características das turbinas, seu posicionamento e quantidade, assim como

às características orográficas e topográficas do local de instalação. Esses fatores determinam o comportamento distinto entre parques eólicos. A comparação entre os diferentes modelos e ferramentas deve ser evitada, uma vez que não existe normatização para avaliação do desempenho, a comparação só seria viável caso a mesma base de dados estivesse disponível. Dessa forma, diferentes modelos e aplicações resultam em desempenhos diferenciados. Isso significa que a comparação da performance entre diferentes sistemas de previsão de potência eólica pode ser complexa e imprecisa (COSTA et al., 2007).

2.4 REDES NEURAIS

A arquitetura de uma rede neural, de acordo com a possibilidade de mudanças no seu tamanho durante o processo de treinamento, pode ser classificada em estática ou dinâmica. Uma rede é dita de arquitetura estática quando o número de camadas e unidades de processamento permanece constante desde a concepção da rede até a finalização do seu treinamento. Por outro lado, uma rede de arquitetura dinâmica tem como característica principal um processo de mudanças no tamanho durante o treinamento. A principal vantagem de um algoritmo com esse tipo de abordagem é que este realiza uma aproximação parcimoniosa do problema, resultando em uma melhor generalização.

Neste trabalho foram utilizadas as redes NSRBN – *Non-linear Sigmoidal Regression Blocks Networks*, que são redes neurais compostas com blocos de regressões sigmóides não-lineares e possuem uma abordagem construtiva. Essas redes têm sido bastante aplicadas na área de recursos hídricos e possuem uma poderosa capacidade de mapeamento no sentido de que qualquer função contínua definida em um conjunto compacto pode ser uniformemente aproximada (VALENÇA, 2005).

Dentre as características principais das Redes Compostas por Blocos de Regressões Sigmóides Não-Lineares duas merecem destaque: uma estrutura compacta, por possuir apenas uma camada escondida e um algoritmo construtivo baseado em um método de aprendizado construtivo que é responsável pela definição de sua complexidade ótima.

As Redes NSRBN são redes com blocos de polinômios homogêneos, com uma função de ativação na camada intermediária (por exemplo: tangente hiperbólica) e, na camada de saída, uma ativação mais complexa, uma vez que realizam uma regressão logística não linear.

Nessa nova classe de redes proposta, um algoritmo construtivo é utilizado para incrementar a estrutura da rede, partindo-se de uma pequena estrutura, até que se atinja uma estrutura de tamanho ótimo, segundo critérios estatísticos de seleção adequados.

A proposta do modelo NSRBN é de se construir a rede por blocos de polinômios homogêneos, utilizando uma função de ativação adequada (tangente hiperbólica, por exemplo), para os neurônios escondidos. Quanto aos neurônios de saída, estes têm uma ativação mais complexa, uma vez que realizam uma regressão logística não-linear com relação à saída dos neurônios escondidos. O primeiro passo para a construção de um modelo combinatorial consiste em dividir a função $f(x)$ em blocos compostos de termos de igual grau.

$$f(x) = \tilde{f}_1(x) + \tilde{f}_2(x) + \dots + \tilde{f}_d(x) \quad \text{eq. 2.1}$$

O bloco de grau p (p=1,2,...,d), de acordo com o polinômio de Kolmogorov-Gabor (teorema de Weierstrass), pode ser expresso como uma soma de produtos das entradas, isto é:

$$f_p(x) = \sum_{i_1=1}^N \sum_{i_2=i_1}^N \dots \sum_{i_N}^N a_p(i_1, i_2, i_3, \dots, i_N) \cdot x_1^{q_{p1}(i_1)} \cdot x_2^{q_{p2}(i_2)} \cdot \dots \cdot x_N^{q_{pN}(i_N)} \quad \text{eq. 2.2}$$

em que, $q_{p1}(i_1) + q_{p2}(i_2) + q_{p3}(i_3) + \dots + q_{pN}(i_N) = p$ e $p \geq q_{pm}(i_m) \geq 0$ para $m=1,2,3,\dots,N$.

Tem-se como objetivo realizar o mapeamento de cada um dos polinômios homogêneos de grau p. Uma forma simples seria realizar todos os produtos das variáveis de entrada procurando aproximar diretamente a hipersuperfície não-linear. Entretanto, isto não é prático, a menos que d e N sejam relativamente pequenos (modelo combinatorial). Logo, para se ter um modelo eficiente, faz-se necessário que ele possua funções de ativação que sejam capazes de realizar vários termos dos polinômios homogêneos de forma otimizada; isto é, sem que ocorra um crescimento explosivo no número de parâmetros necessários para ajustar a função desejada. Com esse objetivo, propõe-se uma nova classe de redes neurais que tenha por base o algoritmo combinatorial (composta pela soma de blocos) com uma estrutura de blocos similar

a uma rede MLP, sendo que, diferentemente destas, os neurônios de saída realizam a técnica estatística de regressão logística não-linear com relação aos neurônios escondidos.

Uma rede NSRBN é uma rede combinatorial composta pela soma de p blocos ($p=1,\dots,d$) com estrutura similar a uma MLP, na qual as unidades escondidas desses blocos realizam uma regressão sigmóide linear das entradas (tal qual uma MLP), e as unidades de saída realizam uma regressão do tipo sigmóide não-linear das unidades escondidas (tal qual uma regressão logística não-linear). Essa nova estrutura formada é um aproximador universal com forte capacidade de mapeamento não-linear. Utiliza-se aqui o termo sigmóide, significando qualquer função sigmoidal, como uma generalização da regressão logística clássica.

A estrutura proposta para cada bloco é composta de apenas uma camada escondida, tendo N_h unidades escondidas em cada bloco com função de ativação do tipo:

$$f(x) = (\sigma_{net(h)} + \theta_h) \quad \text{eq. 2.3}$$

em que $net(h)$ é a entrada líquida para cada neurônio escondido, h é um número inteiro que representa as unidades escondidas em cada bloco (variando de 1 até a ordem p do bloco), θ_h é a tendência e $\sigma_{net(h)}$ é, por exemplo, a função tangente hiperbólica dadas por:

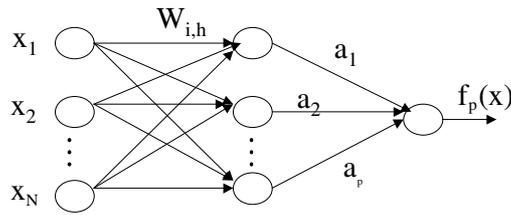
$$\sigma_{net(h)} = \frac{e^{net(h)} - e^{-net(h)}}{e^{net(h)} + e^{-net(h)}} \quad \text{eq. 2.4}$$

Poder-se-ia utilizar outras funções, como é o caso da função recíproca, isto é,

$$f_r(x) = \frac{net(h)}{1 + |net(h)|} \quad \text{eq. 2.5}$$

O valor de p correspondente ao grau do bloco é quem vai definir o número de neurônios em cada bloco, isto é: o bloco de grau 1 ($p=1$) tem $h=1$, logo um neurônio escondido; o bloco de grau 2 ($p=2$) terá 2 neurônios escondidos ($h=1$ e $h=2$) e assim sucessivamente, de tal forma que o bloco de grau p terá $h=p$ e portanto p neurônios escondidos.

A estrutura proposta para cada bloco é similar à da Figura 16 abaixo, na qual apresenta-se o mapeamento para um bloco de grau p (a ordem dos neurônios escondidos h variará de 1 até p), para i variáveis de entrada (onde $i=1,\dots,N$) e uma única unidade de saída.

Figura 16 - Arquitetura de um bloco polinomial

Esse bloco é uma rede *feedforward* completamente conectada com uma única camada escondida. A diferença básica desse bloco de grau p para uma rede MLP é que os neurônios de saída são expressos como uma regressão sigmóide não-linear das unidades escondidas.

Seja $\mathbf{x} = [1, x_1, x_2, x_3, \dots, x_N]^T$ o vetor coluna das variáveis de entrada, no qual o elemento x_i denota um elemento qualquer dele. As entradas são ponderadas pelos vetores de pesos $\mathbf{w} = [w_{0h}, w_{1h}, w_{2h}, \dots, w_{Nh}]^T$, $h=1, \dots, p$, nos quais p é a ordem do bloco. Portanto, utilizando-se a função de ativação estabelecida na eq. 3.25, a saída de cada unidade escondida, $f(\text{net}(h))$, desse bloco de grau p pode ser escrito como:

$$f(\text{net}(h)) = (\sigma_{\text{net}(h)} + \theta_h) \quad \text{eq. 2.6}$$

em que: $\text{net}(h) = \mathbf{w}_h^T \mathbf{x}$, ou seja, $\text{net}(h) = \sum_{i=1}^N w_{ih} x_i + w_{0h}$, $h=1, 2, \dots, p$.

Logo, a unidade de saída (que realiza uma regressão logística não-linear) desse bloco pode ser representada pela seguinte eq.:

$$f_p(x) = a_1(f(\text{net}(1)))^1 + a_2(f(\text{net}(2)))^2 + a_3(f(\text{net}(3)))^3 + \dots + a_p(f(\text{net}(p)))^p \quad \text{eq. 2.7}$$

sendo $\mathbf{a} = [a_1, a_2, a_3, \dots, a_p]^T$ o vetor dos pesos das unidades escondidas para a unidade de saída.

Fazendo-se uso da eq. 5.6, a função $f_p(x)$ pode ser escrita da seguinte forma:

$$f_p(x) = a_1(\sigma_{\text{net}(1)} + \theta_1) + a_2(\sigma_{\text{net}(2)} + \theta_2)^2 + \dots + a_p(\sigma_{\text{net}(p)} + \theta_p)^p \quad \text{eq. 2.8}$$

ou

$$f_p(x) = \sum_{h=1}^p a_h (\sigma_{\text{net}(h)} + \theta_h)^h \quad \text{eq. 2.9}$$

com h representando a ordem dos neurônios na camada escondida, ($h=1, \dots, p$), do bloco de grau p .

A arquitetura de uma rede NSRBN é composta pela soma de blocos com grau variando de 1 a d . Portanto, usando-se esta arquitetura, uma função desconhecida f em R^N pode ser aproximada por uma rede NSRBN, através da seguinte expressão:

$$f(x) = \sigma_{net(o)} \left(\sum_{p=1}^d f_p(x) \right) \quad \text{eq. 2.10}$$

em que: $\sigma_{net(o)}$ uma função de ativação adequada para a unidade de saída. Por outro lado, a construção das redes NSRBN é feita de forma incremental, de maneira que pode-se representá-la em uma forma similar a de um bloco (eq. 2.11), conforme apresenta-se a seguir. Considere o passo do algoritmo para o qual se adiciona-se à rede o bloco de ordem d , f_d , tendo-se anteriormente adicionado os blocos f_0, f_1, \dots, f_{d-1} . Fazendo-se $f_0 \equiv 0$, uma função f pode ser representada por:

$$f(x) = \sigma_{net(o)} \left(\sum_{p=0}^{d-1} f_p(x) + f_d(x) \right) \quad \text{eq. 2.11}$$

na qual os pesos dos blocos f_0, f_1, \dots, f_{d-1} são congelados ao adicionar-se o bloco de ordem d , f_d .

Isso posto, pode-se escrever $f(x)$ da seguinte forma:

$$f(x) = \sigma_{net(o)} \{ c_0 + c_1(\sigma_{net(i)} + \theta_1) + c_2(\sigma_{net(2)} + \theta_2)^2 + \dots + c_d(\sigma_{net(d)} + \theta_d)^d \} \quad \text{eq. 2.12}$$

na qual o vetor $\mathbf{c} = [c_1, c_2, \dots, c_d]$ representa os pesos das unidades escondidas para as unidades de saída e a constante c_0 está representando todos os blocos congelados até a ordem $d-1$. A eq. 2.12 é, portanto, idêntica a uma regressão logística não-linear quando a função de ativação utilizada é a sigmóide logística tradicional. A potencialidade dessas redes está fundamentada nas características impostas pela regressão sigmóide não-linear na unidade de saída.

O algoritmo construtivo para as NSRBN tem como base um método de aprendizagem construtiva (também chamado de auto-organização na teoria das redes GMDH). O princípio construtivo pode ser formulado como segue: quando um modelo incrementa gradualmente sua complexidade, certos critérios, que são chamados de critérios de seleção ou função objetivo e que têm a propriedade de complemento externo, passam através de um valor mínimo global. O encontro deste mínimo indicará a existência de um modelo de complexidade ótima.

Portanto, usando-se essa arquitetura proposta uma função qualquer $f(x)$ pode ser aproximada pelo uso direto de uma rede NSRBN por dividir $f(x)$ em blocos homogêneos de ordem 1 até o bloco de ordem d . Dessa forma, a função total $f(x)$ (polinômio completo) pode ser aproximada pela soma das funções parciais $f_p(x)$, $p=1, \dots, d$ (polinômios homogêneos), de maneira incremental podendo ser representada matematicamente por:

$$f(x) = g(\hat{f}_1(x) + \hat{f}_2(x) + \dots + \hat{f}_p(x) + \dots + f_d(x)) \quad \text{eq. 2.13}$$

O modelo proposto tem como princípio manter congelados os pesos de todos os blocos anteriores ao atualmente otimizado, de tal forma que o número de pesos a ser otimizado a cada grau de complexidade não aumente explosivamente, como no algoritmo combinatorial tradicional. O algoritmo de abordagem construtiva procede como se descreve a seguir.

Seja p um passo do algoritmo para o qual o bloco $f_p(x)$ é adicionado à rede, então uma função qualquer $f(x)$ é sucessivamente aproximada por:

$$f(x) = g(f_1(x)); \quad \text{eq. 2.14}$$

$$f(x) = g(\hat{f}_1(x) + f_2(x)); \quad \text{eq. 2.15}$$

...

$$f(x) = g(\hat{f}_1(x) + \hat{f}_2(x) + \dots + f_p(x)) \quad \text{eq. 2.16}$$

em que os pesos dos blocos $\hat{f}_{p-1}(x)$ são congelados quando o bloco de ordem p é adicionado à rede e g representa uma função de ativação adequada para a unidade de saída.

As variantes de uma rede neural são muitas (ex: n° de neurônios na camada de entrada, escondida e de saída, função de transferência), e combinando-as, pode-se mudar a arquitetura conforme a necessidade da aplicação. Com relação ao número de neurônios nas camadas escondidas, este é geralmente definido empiricamente, sendo que os melhores resultados são obtidos através de um processo de tentativa e erro. Apresenta-se a seguir as etapas de treinamento da rede neural descritas em Valença (2005).

Determinação da arquitetura da rede neural

A grande vantagem do uso das Redes Compostas por Blocos de Regressões Sigmóides Não-Lineares - NSRBN é que o usuário não precisa se preocupar em definir a arquitetura da rede neural, isto é, procurar o melhor número de neurônios a ser alocado na(s) camada(s)

escondida(s). A versão utilizada possui 5 funções de transferência (tangente hiperbólica, gaussiana, recíproca, sigmóide e linear).

Função objetivo ou função erro

É a função que é minimizada durante o treinamento, isto é, durante os ajustes dos pesos da rede neural. A função geralmente utilizada pela maioria dos softwares e aplicações realizadas é o erro médio quadrático, mas outras funções de erro foram propostas e tem sido utilizadas.

Valores iniciais dos pesos

Os valores iniciais dos pesos são gerados aleatoriamente, a partir de uma semente fornecida pelo usuário. O algoritmo *backpropagation* é sensível aos valores iniciais atribuídos aos pesos. A versão do NeuroHidro utiliza a versão modificada deste algoritmo chamada de *backpropagation* normalizado que procura minimizar esta influência. Recomenda-se adotar como semente um valor inteiro com, no mínimo, 2 e, no máximo 6 dígitos (p.ex. 987654).

Taxa de aprendizagem (α)

A taxa de aprendizagem está diretamente relacionada o incremento dos pesos durante o processo de treinamento. Valores elevados aceleram o treinamento, entretanto podem causar instabilidade e saturação. Por outro lado, valores pequenos podem tornar o treinamento bastante lento, além de aumentar a probabilidade do modelo ficar preso a mínimos locais. Os valores da taxa de aprendizagem estão situados entre $0 < \alpha < 1$. O algoritmo utiliza o valor em forma percentual, isto é, $0\% < \alpha < 100\%$. Recomenda-se a utilização de valores entre 10% e 40%.

Fator momentum (β)

O fator momentum tem por objetivo minimizar a possibilidade do algoritmo ficar preso a mínimos locais. Os valores devem estar no intervalo $0 < \beta < 1$. O algoritmo utiliza o valor em forma percentual, isto é, $0\% < \beta < 100\%$. Recomenda-se a utilização de valores entre 20% e 60%.

Validação cruzada

A validação cruzada tem por objetivo estabelecer os critérios de parada de forma a se obter o modelo de combinação ótima durante o treinamento. As funções erro (função objetivo) podem ser as mesmas do treinamento. O modelo para o treinamento quando o valor do erro médio quadrático alcança seu valor mínimo dobre o conjunto de validação cruzada. Quando o erro

médio quadrático sobre o conjunto de validação aumenta em vez de diminuir faz-se necessário parar o treinamento.

Épocas

Uma época ou um ciclo corresponde ao intervalo de apresentação do conjunto completo de exemplos de treinamento para a rede neural. Portanto, deve-se ter parâmetros que estabeleçam a partir de quantas épocas o modelo deve parar o treinamento. Os critérios de parada do modelo são:

EPOCASMIN - número mínimo de épocas a partir do qual o erro médio quadrático atingiu o seu valor mínimo.

EPOCASMAX - número máximo de épocas a partir do qual o erro médio quadrático não apresenta ganhos significativos.

Uma época corresponde à apresentação de todos os exemplos de treinamento para a rede neural durante os ajustes dos pesos.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo são apresentados os dados e métodos aplicados na pesquisa para cada objetivo específico.

3.1 SELEÇÃO DO ESTUDO DE CASO E AVALIAÇÃO DA SÉRIE HISTÓRICA DE PRECIPITAÇÃO

a) Materiais

O primeiro passo foi obter as coordenadas das usinas eólicas e estações meteorológicas existentes nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia, pois esses estados apresentam a maior capacidade instalada de usinas eólicas com elevada expansão prevista para os próximos anos. As coordenadas das usinas eólicas foram fornecidas pelo ONS.

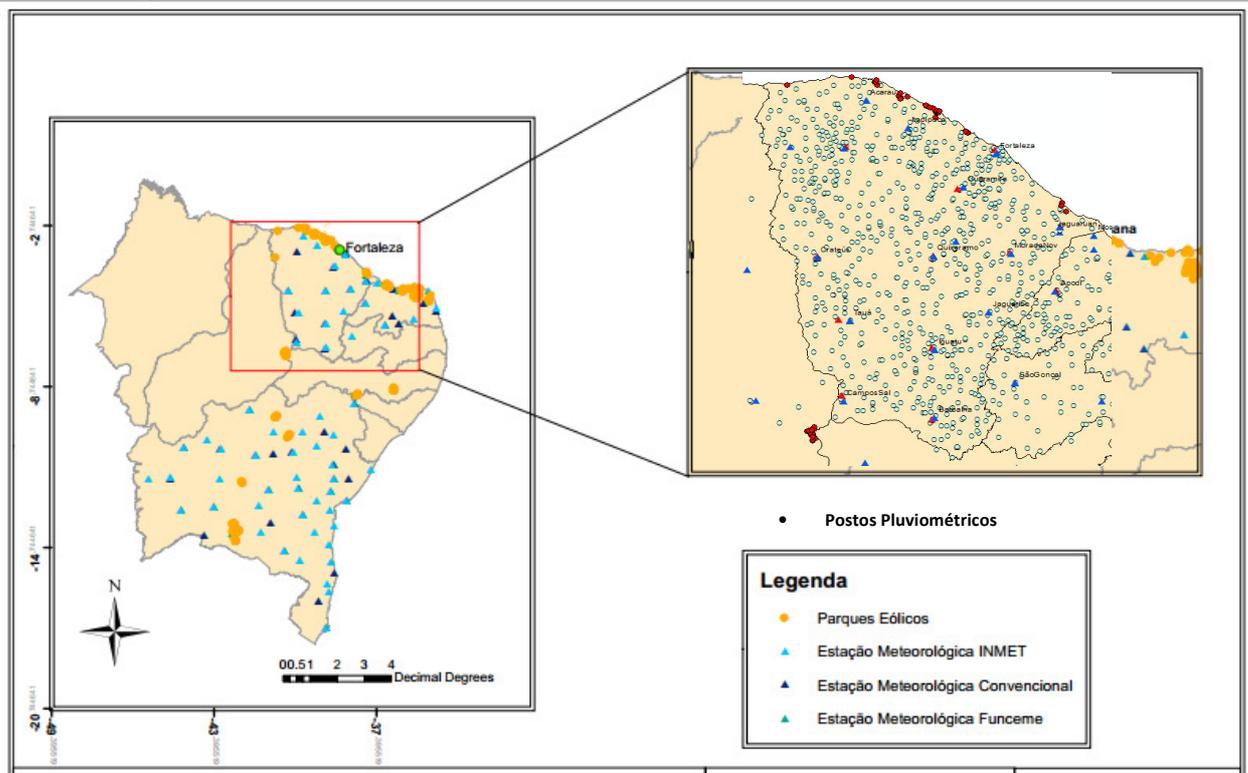
As coordenadas das estações meteorológicas foram fornecidas pelo INMET, também foram utilizados os *shapes* das estações meteorológicas disponíveis no site da Agência Nacional de Águas - ANA. Os dados de precipitação foram obtidos no site da Agência Nacional de Águas – ANA, em seu sistema de informações hidrológicas – HIDROWEB, disponível no endereço: <http://hidroweb.ana.gov.br/> e pelo Instituto Nacional de Meteorologia – INMET. Também foram utilizados os dados dos postos pluviométricos do Ceará, fornecidos pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos – FUNCEME.

As estações meteorológicas do INMET se encontram distantes dos parques eólicos e por isso os seus dados não foram utilizados.

b) Método

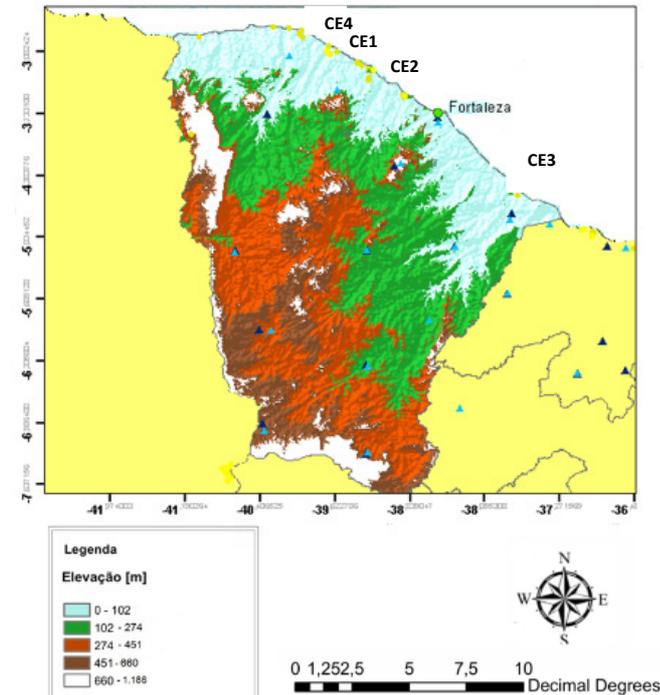
De posse das coordenadas das usinas e das estações meteorológicas, utilizou-se a versão 10.0 do ArcGis para elaboração dos mapas com a localização das estações meteorológicas e parques eólicos em operação comercial e cálculo das distâncias entre eles. A Figura 17 apresenta a localização dos parques eólicos em operação comercial, das estações meteorológicas automáticas do INMET e da FUNCEME, bem como dos postos pluviométricos da ANA do estado do Ceará. Foram analisadas as distâncias dos postos pluviométricos às usinas eólicas existentes e a série histórica dos dados pluviométricos disponíveis.

Figura 17 - Localização das estações meteorológicas/pluviométricas e eólicas do Ceará



Fonte: Elaborada com dados disponibilizados pelo ONS, INMET, FUNCEME.

Para seleção dos parques eólicos a serem analisados, buscou-se aqueles que possuíam estações pluviométricas próximas e cuja série histórica apresentasse poucas falhas. Devido à disponibilidade e boa qualidade da série histórica de precipitação do Ceará decidiu-se pela seleção de parques eólicos deste estado para análise da correlação existentes entre a precipitação e geração eólica. As usinas da região litorânea do Ceará foram agrupadas em quatro localizações (CE1, CE2, CE3 e CE4), que possuem uma maior concentração de usinas, conforme Figura 17 e Figura 18.

Figura 18 - Mapa de elevação digital e localização das usinas eólicas do Ceará

Fonte: Elaborada com dados do ONS e IBGE.

A Tabela 7 indica o histórico de geração eólica disponível por ponto de conexão com a indicação da capacidade instalada e dos parques eólicos.

Tabela 7 - Indicação do histórico de geração eólica disponível no estado do Ceará

Cod.	Parques eólicos	Cap.Inst (MW)	2011				2012				2013				2014				2015				2016				2017			
			1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
CE1	MS Renováveis	64																												
	Faixa	136,5																												
	Trairi	115,4																												
CE2	Taíba	56,7																												
CE3	CQ, BV e Enacel	138,5																												
CE4	Icaraizinho	54,6																												
	Icarai I	27,3																												
	Icarai II	37,8																												
	Ilha Grande	29,7																												
	Boca do Córrego	24,3																												
	Ribeirão	21,6																												
Total		706,4																												

A Tabela 8 apresenta o nome, localização e código dos postos pluviométricos selecionados com a indicação da distância aos parques eólicos, histórico disponível e período com falhas. Considerando a disponibilidade, qualidade dos dados de precipitação e distância aos parques eólicos foram selecionados os postos pluviométricos de Trairi, próximo ao grupo CE1, e o posto pluviométrico de Aracati, próximo ao grupo CE3.

Após a seleção dos postos pluviométricos Trairi, próximo a CE1 e Aracati, próximo a CE3, foi realizada a consistência da série histórica e o preenchimento de falhas, por meio do método de regressão linear simples, que correlaciona as precipitações do posto com falhas e de um posto vizinho, conforme proposto por Tucci (2004).

A análise de consistência da série foi realizada através do método da dupla massa, desenvolvido pelo Serviço Geológico dos Estados Unidos - USGS, comumente adotado no Brasil. A metodologia consiste em selecionar os postos de uma região, acumular para cada um deles os valores mensais, que foram plotados num gráfico cartesiano os valores acumulados correspondentes ao posto a validar (nas ordenadas) e de um outro posto confiável adotado como base de comparação (nas abscissas), apresentados no Apêndice A. Por esse método é possível identificar erros sistemáticos (mudança de declividade ou tendência), erros de transcrição ou postos sujeitos a diferentes regimes pluviométricos.

Posteriormente, procedeu-se ao cálculo da precipitação média dos postos de Trairi, Fazenda Lajes e Paraipaba, localizados próximo a CE1. A precipitação média numa área é considerada como a altura de água uniforme interceptada por essa área num período de tempo e foi calculada através do método da média aritmética que consiste na média dos registros dos valores de precipitação. Segundo Tucci (2004), este método é influenciado pelos valores extremos e apresenta-se satisfatório quando a distribuição da amostra é uniforme.

3.2 AVALIAÇÃO DOS ÍNDICES CLIMÁTICOS EXTREMOS DE PRECIPITAÇÃO PLUVIOMÉTRICA

a) Materiais

Na análise dos índices climáticos extremos de precipitação pluviométrica considerou-se os dados mensais observados da estação pluviométrica de Aracati, no período de 1974 a 2015, localizada nas proximidades de CE1 e da estação pluviométrica de Trairi, no período de 1976 a 2015, localizada nas proximidades de CE3.

b) Método

Com o propósito de detectar as tendências dos índices de extremos climáticos nos postos analisados, foi utilizado o software RCLimindex 3.2.1, que é um programa recomendado pela

OMM para o cálculo de índices de extremos climáticos visando monitorar e detectar mudanças climáticas. Foi desenvolvido R por Byron Gleason, pesquisador do *National Climate Data Centre* (NCDC) da NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), e tem sido utilizado recentemente em workshops e oficinas de índices climáticos da CCI/CLIVAR (*International Research Programme on Climate Variability and Predictability*). Este software está disponível gratuitamente para download no site <http://cccma.seos.uvic.ca/ETCCDMI>.

O controle de qualidade do RClindex realiza a substituição de todos os dados faltosos por -99.9, em um formato interno que reconhece o R. Para processamento dos dados é necessário que os arquivos estejam em formato de texto ASCII, distribuídos em colunas organizadas na seguinte sequência: ano, mês, dia e precipitação em milímetros (mm).

O RClindex 3.2.1 calcula todos os 27 índices básicos (11 relacionados com a precipitação e 16 com a temperatura) recomendados pelo *Expert Team on Climate Change Detection Monitoring and Indices* (ETCCDMI) e fornece, para cada índice calculado, informações estatísticas, tais como tendência linear calculada pelo método de mínimos quadrados, nível de significância estatística da tendência (valor p), coeficiente de determinação (R^2) e erro padrão de estimativa, além dos gráficos das séries anuais (RCLINDEX, 2004). A Tabela 9 apresenta os 11 índices derivados da precipitação pluviométrica.

Tabela 9 - Índices climáticos dependente da precipitação pluviométrica diária com definições e unidades

Índice	Nome do Indicador	Definição	Unidade
PRCPTOT	Precipitação total anual nos dias úmidos	Precipitação total anual nos dias úmidos ($RR^* \geq 1\text{mm}$)	mm
CDD	Dias consecutivos secos	Número máximo de dias consecutivos com $RR^* < 1\text{mm}$	dias
CWD	Dias úmidos consecutivos	Número máximo de dias consecutivos $RR \geq 1\text{mm}$	dias
R10mm	Número de dias com precipitação acima de 10 mm	Número de dias por ano em que a precipitação foi $\geq 10\text{mm}$	dias
R20mm	Número de dias com precipitação acima de 20 mm	Número de dias por ano em que a precipitação foi $\geq 20\text{mm}$	dias
R50mm	Número de dias com precipitação acima de 50 mm	Número de dias por ano em que a precipitação foi $\geq 50\text{mm}$	dias
SDII	Índice simples de intensidade diária	Precipitação anual total dividida para o número de dias úmidos (definidos por $PRCPTOT \geq 1\text{mm}$)	mm/dia

Rx1day	Quantidade máxima de precipitação em 1 dia	Máximo mensal de precipitação em 1 dia	mm
Rx5day	Quantidade máxima de precipitação em 5 dias consecutivos	Máximo mensal de precipitação em 5 dias consecutivos	mm
R95p	Dias muito úmidos	Precipitação total anual em que RR>95 percentil	mm
R99p	Dias extremamente úmidos	Precipitação total anual em que RR>95 percentil	mm

*RR indica precipitação diária Fonte: RCLIMDEX 1.0 - Manual del usuário (2004).

Os índices climáticos podem ser utilizados para preparar gráficos das séries anuais, compostos pelas tendências e calculadas pelo método de regressão linear dos mínimos quadrados, com significância estatística, mostrando estatisticamente os ajustes destas tendências lineares aos gráficos.

Os índices climáticos básicos, definidos pelo ETCCDMI, utilizados foram os seguintes:

- *PRCPTOT* (Precipitação total anual dos dias úmidos*)

Seja RR_{ij} a quantidade diária de precipitação num dia i de um período j . Se I representa o número de dias em j , então

$$PRCPTOT_j = \sum_{i=1}^I RR_{ij} \quad (\text{Eq. 3.1})$$

*Considera-se dias úmidos, os dias com precipitação igual ou acima de 1 mm (RCLIMDEX 1.0 – MANUAL DEL USUARIO, 2004).

- *CDD* (Dias secos consecutivos)

Seja RR_{ij} a quantidade diária de precipitação em um dia i de um período j . O índice de extremo climático CDD indica o número máximo de dias consecutivos em que a chuva diária foi menor que 1 mm ($RR_{ij} < 1 \text{ mm}$) no período j . A unidade do índice CDD é dia. Então:

$$RR_{ij} < 1 \text{ mm} \quad (\text{Eq. 3.2})$$

- *CWD* (Dias úmidos consecutivos)

Seja RR_{ij} a quantidade diária de chuva no dia i e período j . O índice de extremo climático CWD indica o número máximo de dias consecutivos em que a chuva diária foi maior ou igual a 1 mm ($RR_{ij} \geq 1 \text{ mm}$) no período j . A unidade do índice CWD é dia. No cálculo do índice CWD aplicou-se a mesma metodologia descrita para o índice CDD para os dados faltantes. Então:

$$RR_{ij} \geq 1mm \quad (\text{Eq. 3.3})$$

- $R10$ (Número de dias com chuva maior ou igual a 10 mm)

Seja RR_{ij} o montante de precipitação diária acumulado em um dia i de um período j . São contados os dias em que:

$$RR_{ij} \geq 10mm \quad (\text{Eq. 3.4})$$

- $R20$ (Número de dias com chuva maior ou igual a 20mm)

Seja RR_{ij} o montante de precipitação diária acumulada em um dia i de um período j . São contados os dias em que:

$$RR_{ij} \geq 20mm \quad (\text{Eq. 3.5})$$

- Rnn (Número de dias acima de nn mm)*

Seja RR_{ij} a quantidade diária de precipitação em um dia i de um período j . Se * nn representa qualquer valor razoável de precipitação diária então, soma-se o número de dias em que:

$$RR_{ij} \geq nnmm \quad (\text{Eq. 3.6})$$

* Neste estudo se utilizou $nn = 50$ mm, pois com isto se pode observar o comportamento deste índice de chuva extrema na região.

- $SDII$ (Índice simples de intensidade diária)

Seja RR_w a quantidade diária de precipitação nos dias úmidos, w ($RR \geq 1mm$) em um período j . Se W representa o número de dias úmidos em j , então:

$$SDII_j = \frac{\sum_{w=1}^W RR_{wj}}{W} \quad (\text{Eq. 3.7})$$

- $Rx1day$ (Quantidade máxima de precipitação em um dia)

Seja RR_{ij} o total diário de precipitação num dia i e num período j ; logo, os valores máximos de 1 dia para o período j são:

$$Rx1day_j = \max(RR_{ij}) \quad (\text{Eq. 3.8})$$

- $Rx5day$ (Quantidade máxima de precipitação em cinco dias)

O índice de extremo climático $rx5day$ representa a chuva máxima registrada em cinco dias consecutivos no período j , então:

$$Rx5day_j = \max(RR_{kj}) \quad (\text{Eq. 3.9})$$

Em que: RR_{kj} é a quantidade de chuva para o intervalo de cinco dias terminando em k dentro do período j , sendo j uma estação específica do ano ou o ano como um todo. A unidade do índice $rx5day$ é mm.

– $R95p$ (Dias muito úmidos)

Seja RR_{wj} a quantidade diária de precipitação em um dia úmido w ($RR \geq 1.0 \text{ mm}$) em um período j , e seja $95 RR_{wn}$ o 95º percentil da precipitação nos dias úmidos no período 1974-2015. Se W representa o número de dias úmidos no período, então:

$$R95 p_j = \sum_{w=1}^W RR_{wj} \text{ where } RR_{wj} > RR_{wn95} \quad (\text{Eq. 3.10})$$

– $R99 p$ (Dias extremamente úmidos)

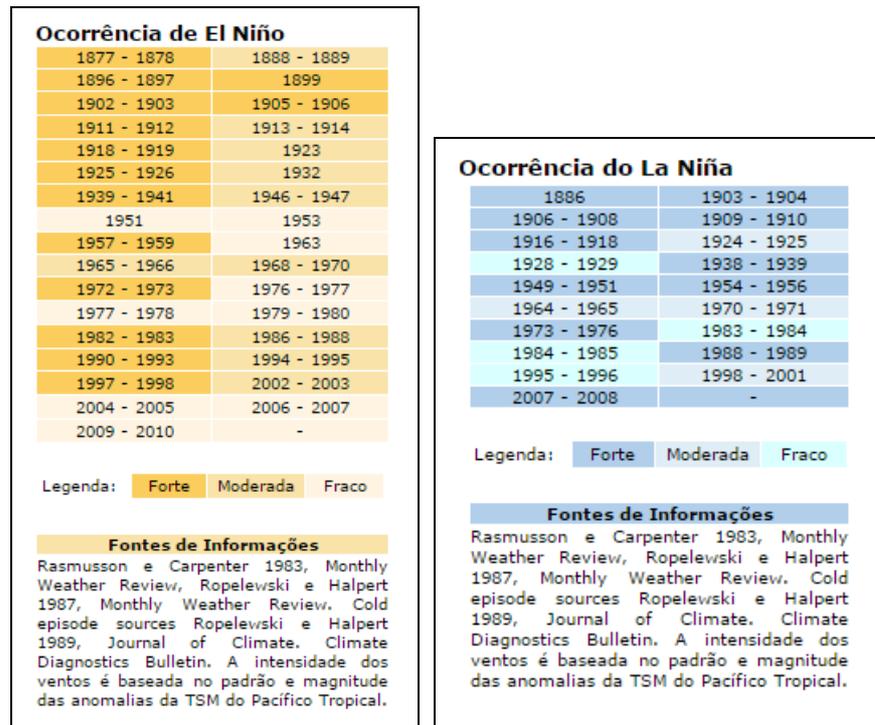
Seja RR_{wj} a quantidade diária de precipitação em um dia úmido w ($RR \geq 1.0 \text{ mm}$) em um período j , e seja $99 RR_{wn}$ o 99º percentil da precipitação nos dias úmidos no período 1974-2015. Se W representa o número de dias úmidos no período, então:

$$R99 p_j = \sum_{w=1}^W RR_{wj} \text{ where } RR_{wj} > RR_{wn99} \quad (\text{Eq. 3.11})$$

3.3 AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DOS FENÔMENOS ENOS E DIPOLO DO ATLÂNTICO NO REGIME DE VENTOS E PRECIPITAÇÃO

a) Materiais

Primeiramente, procedeu-se a coleta de informações referentes aos anos de ocorrência de El Niño, La Niña e neutralidade climática e suas respectivas intensidades. Essas informações foram obtidas no site do CPTEC (<http://enos.cptec.inpe.br/>), cujos dados são apresentados na Figura 19.

Figura 19 - Ocorrência e intensidade de fenômenos El Niño e La Niña

Fonte: CPTEC, 2015 (<http://enos.cptec.inpe.br/>)

Para ser classificado com El Niño ou La Niña, um conjunto de critérios devem ser atendidos; normalmente, os valores são suavizados em três a cinco meses, devem ultrapassar alguns critérios – que envolvem a TSM – para um período específico (NCAR. UCAR. *Climate Data Guideline*).

Uma grande dificuldade para a realização de estudos climáticos, os quais exigem um período longo de dados, é a existência de séries temporais longas de variáveis meteorológicas observadas, as quais muitas não estão disponíveis ou são inacessíveis em diversas regiões do planeta. Assim, o conjunto de dados de reanálise disponível no banco de dados de reanálise da NOAA, embora apresente limitações, torna-se uma boa fonte para análises de variabilidade temporal e espacial do clima (MOLION, 2008).

Os dados mensais de velocidade do vento (m/s) para as localidades estudadas nos Estados do Rio Grande do Norte e Ceará foram obtidos da reanálise do *National Center for Environmental Prediction/National Center for Atmospheric Research* (NCEP/NCAR). Foram utilizados os dados para os níveis de 1000 mb, 850 mb e 10 m de altitude do período de janeiro/1950 a julho/2016 com uma resolução espacial de 1,0° de latitude e longitude. Os níveis de 1000 mb sofre muita influência da superfície devido a rugosidade do solo. Dessa

forma, também foram utilizados os níveis de 850 mb que está mais afastando da superfície e não sofre tanta influência do solo.

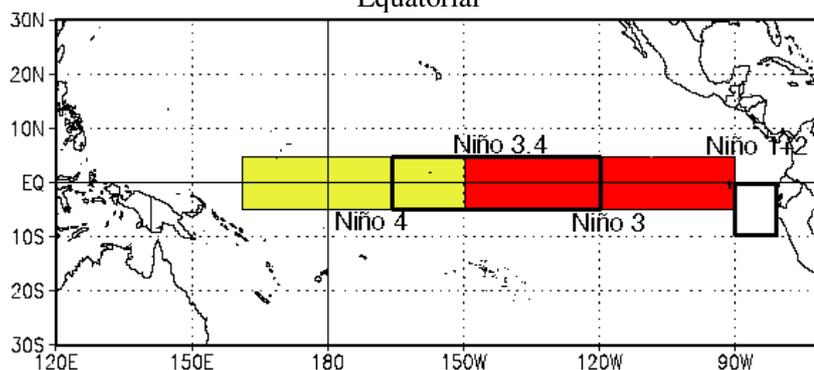
Os totais mensais de precipitação para o período de janeiro/1979 a julho/2016 foram obtidos através do site da *National Oceanic and Atmospheric Administration* – NOAA: <http://www.esrl.noaa.gov/psd/data/gridded/data.ncep.reanalysis.derived.surfaceflux.html>; <http://www.esrl.noaa.gov/psd/data/gridded/data.ncep.reanalysis.derived.pressure.html> (NOAA, 2016).

Esses dados são produtos de “reanálise” somente de precipitação, que representa uma combinação de estimativa por satélite e observações de estações meteorológicas convencionais e automáticas.

Esses dados são resultados de uma extensa análise das variáveis meteorológicas obtidas de sistemas de medições, tais como: estações meteorológicas de superfícies, radiossondas, navios, aviões, satélites, radares etc. Essas medições são realizadas no mundo todo e representam a melhor cobertura de informações meteorológicas na Terra. A vantagem do uso desses dados é o controle de qualidade e o sistema de assimilação por que passam, a fim de manter os mesmos critérios de análise. No formato padrão, a reanálise está estruturada por uma grade regular de 2,5° de longitude e 2,5° de latitude (210 km x 210 km) e cobre todo o globo terrestre com 144 x 73 pontos de grade.

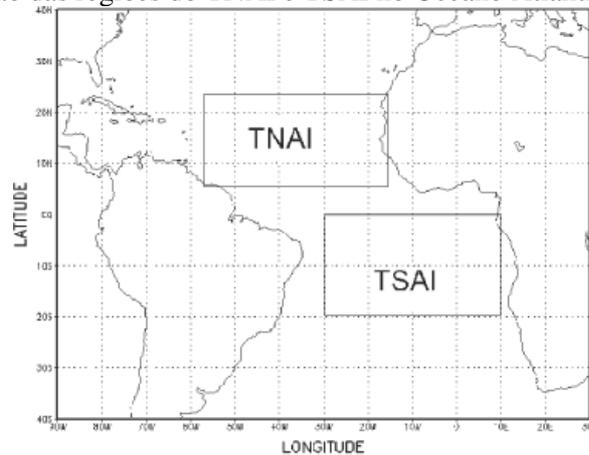
Nesta pesquisa foram utilizados os índices oceânicos medidos no Pacífico e no Atlântico. Existem quatro diferentes índices utilizados para monitorar a região do Oceano Pacífico Tropical: quais sejam: i) regiões de Niño 1+2 (0-10°S, 90°W-80°W); ii) Niño 3 (5°N-5°S, 150°W-90°W); iii) Niño 3.4 (5°N-5°S, 170°W-120°W) e iv) Niño 4 (5°N-5°S, 160°E-150°W), apresentados na Figura 20.

Figura 20 - Identificação das regiões de Niño 1+2, Niño 3, Niño 3.4 e Niño 4 no oceano Pacífico Equatorial



Em relação ao Oceano Atlântico existem dois índices que foram utilizados neste trabalho, o Índice mensal do Atlântico Tropical Norte (TNAI), que é a anomalia de TSM na área compreendida entre 5°N-23,5°N e 15°W-57,5°W, e o Índice mensal do Atlântico Tropical Sul (TSAI), que é a anomalia de TSM na área compreendida entre 0-20°S e 10°E-30°W, ambos identificados na Figura 21. Ressalta-se que as áreas do TNAI e TSAI correspondem à região associada ao padrão de Dipolo do Atlântico Tropical (MOURA & SHUKLA, 1981; SERVAIN, 1991).

Figura 21 - Identificação das regiões do TNAI e TSAI no Oceano Atlântico Tropical Identificação



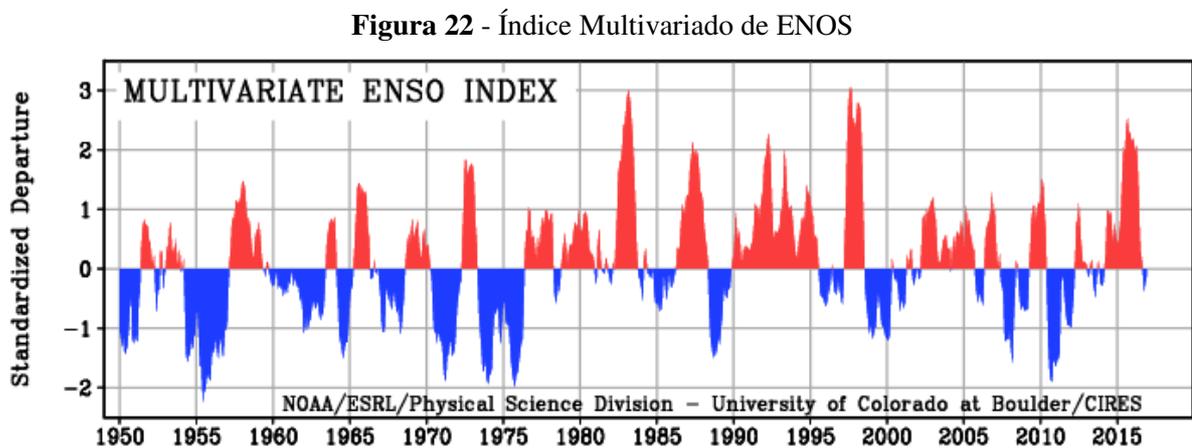
Fonte: NOAA (2016) <https://www.ncdc.noaa.gov/teleconnections/enso/indicators/sst.php>.

Os índices utilizados e suas regiões oceânicas estão descritos a seguir:

- Niño 1+2 – na parte oeste do oceano Pacífico equatorial próxima à costa do Peru na América do Sul;
- Niño 3 – entre as regiões Niño 1+2 e Niño 3.4 no oceano Pacífico equatorial;
- Niño 3.4 – na porção central do oceano Pacífico equatorial entre a América do Sul e o continente australiano;
- Niño 4 – na parte oeste do oceano Pacífico equatorial próxima ao continente australiano;
- Índice de Oscilação Sul (IOS) – entre as ilhas australianas de Taiti e Darwin no oceano Pacífico equatorial;
- Índice Oceânico Niño (ION) – na região Niño 3.4 do oceano Pacífico equatorial;
- Índice Atlântico Tropical Norte (TNAI) – na porção norte do oceano Atlântico ou acima da linha do equador;
- Índice Atlântico Tropical Sul (TSAI) – na porção sul do oceano Atlântico ou abaixo da linha do equador.

Os índices climáticos de janeiro/1979 até julho/2016 foram obtidos diretamente através de consulta ao site da *National Oceanic and Atmospheric Administration* – NOAA, na área destinada ao Centro de Previsões Climáticas – *Climate Prevision Center*, através da seleção da opção disponível "dados mensais de TSM", ou seja, *Sea Surface Temperature* para a região de ocorrência dos fenômenos ENOS.

O monitoramento do fenômeno ENOS é baseado no índice Múltiplo de ENSO (MEI), que utiliza seis variáveis observadas sobre o Pacífico Tropical, quais sejam: pressão do nível do mar, componentes zonal e meridional do vento na superfície, temperatura da superfície do mar, temperatura do ar na superfície e fração total de cobertura de nuvens sobre o oceano. A Figura 22 apresenta os anos de ocorrência de El Niño e La Niña no período de 1950 a 2016.



Fonte: NOAA

De acordo com a Figura 22, os períodos negativos e azul indicam a fase fria (La Niña) e os períodos positivos, as fases quentes (El Niño).

b) Método

Foi utilizado o Método de Pearson para as análises estatísticas das correlações entre as variáveis velocidade do vento e precipitação pluviométrica com os índices de anomalias de TSM nos oceanos Pacífico e Atlântico, através do software SPSS (*Statistical Package for Social Sciences*): A correlação de Pearson também é conhecida como Coeficiente de Correlação do Momento Produto (FIGUEIREDO FILHO & SILVA JUNIOR, 2009). O coeficiente de correlação populacional (parâmetro) ρ e sua estimativa amostral estão intimamente relacionados com a distribuição normal bivariada, cuja função densidade de probabilidade é dada pela Eq. 3.12:

$$f_{X,Y}(X, Y) = \frac{1}{2\pi\sigma_X\sigma_Y\sqrt{1-\rho^2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2(1-\rho^2)} \left[\left(\frac{X-\mu_X}{\sigma_X} \right)^2 - 2\rho \left(\frac{Y-\mu_Y}{\sigma_Y} \right) + \left(\frac{Y-\mu_Y}{\sigma_Y} \right)^2 \right] \right\} \quad (\text{Eq. 3.12})$$

Sendo que $\rho_{X,Y} = \rho = \frac{\text{COV}(X,Y)}{\sigma_X\sigma_Y} = \frac{\sigma_{X,Y}}{\sigma_X\sigma_Y}$ o parâmetro populacional onde:

$\text{COV}(X,Y)$ é a covariância entre X e Y;

σ_X é o desvio padrão de X;

σ_Y é o desvio padrão de Y.

O Estimador de Máxima Verossimilhança é dado pela eq. 3.13:

$$\hat{\rho}_{X,Y} = \hat{\rho} = \frac{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{n}}{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}{n}}} = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})(Y_i - \bar{Y})}{n\hat{\sigma}_X\hat{\sigma}_Y} \quad (\text{Eq. 3.13})$$

Em que:

n é o número de observações da amostra;

\bar{X} é a média aritmética de X;

\bar{Y} é a média aritmética de Y.

O coeficiente de correlação também pode ser interpretado em termos de $\rho^2=R^2$, denominado coeficiente de determinação ou de explicação. Quando multiplicado por 100, o $\rho^2=R^2$ fornece a percentagem da variação em Y (variável dependente), que pode ser explicada pela variação em X (variável independente), ou seja, o quanto de variação é comum às duas variáveis. O coeficiente de determinação é a relação entre a variação explicada pelo modelo linear ($\hat{Y} = \hat{\alpha} + \hat{\beta}X$, em que $\hat{\alpha}$ e $\hat{\beta}$ são constantes) e a variação total.

A significância do coeficiente de correlação será avaliada a partir do teste de hipótese *t-Student*, para os níveis de significância de 1%, 5% e 10% e graus de liberdade de (n-2). As rejeições às hipóteses nulas H_0 irão identificar a existência de correlação linear entre as combinações realizadas. Para testar a hipótese de que o coeficiente de correlação linear é igual a zero, tem-se que: $H_0: \rho=0$ e $H_1: \rho \neq 0$, conforme a eq. 3.14:

$$t = \frac{\hat{\rho}\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-\hat{\rho}^2}} \sim t_{n-2} \quad (\text{Eq. 3.14})$$

Em que:

t_0 é a estatística do teste;

n é o tamanho da amostra;

r é a estimativa do coeficiente de correlação linear.

Sob o pressuposto da hipótese nula $H_0: \rho=0$. A hipótese nula é rejeitada se:

$$|t_0| > t_{\alpha/2(n-2)} \quad (\text{Eq. 3.15})$$

Para fins de esclarecimentos, o Apêndice B apresenta um exemplo da organização dos dados para o cálculo das correlações entre os índices climáticos e os índices oceânicos.

Foram discutidas as correlações que apresentaram significância estatística ao nível de 5%, obtidas pelo método de Pearson. O método de correlação de Pearson (p) é uma medida de associação linear entre duas variáveis, expressa pela fórmula:

$$= \frac{1}{n-1} \sum \left(\frac{x_i - \bar{X}}{s_x} \right) \left(\frac{y_i - \bar{Y}}{s_y} \right) \quad (\text{Eq. 3.16})$$

A significância foi obtida pelo teste *t-Student* aplicada a uma série que representa N graus de liberdade, correspondente aos anos da série histórica de dados analisados. O nível de significância (α) é entendido como a probabilidade de se errar uma determinada estimativa. Quanto menor for o nível de significância, maior será o nível de confiança ($1 - \alpha$) do índice de correlação obtido. Para um nível de significância de $\alpha = 0,005$ (5%), tem-se um nível de confiança igual a 0,95 (95%) (BELLO, 2005). O nível de confiança mais utilizado como limite para a climatologia é o de 95%.

3.4 AVALIAÇÃO DA CORRELAÇÃO ENTRE A GERAÇÃO EÓLICA E AS VARIÁVEIS METEOROLÓGICAS

Os dados diários de geração eólica verificada foram obtidos da Base de Dados Eólicos – BD-EÓLICA do ONS, cujo desenvolvimento metodológico encontra-se descrito na NT 3-0155-2016 (ONS, 2016a). A base contempla o melhor histórico dos dados verificados de geração eólica e de velocidade do vento e foi desenvolvida no ambiente SQL-Server. Após a categorização dos dados foi feita a sua consolidação com avaliação da qualidade da informação aplicando-se filtros e correções, obtendo uma série temporal mais robusta.

Os dados meteorológicos (velocidade do vento, pressão do ar, temperatura do ar e umidade relativa do ar) foram obtidos da EPE, mediante acordo de confidencialidade firmado com o ONS, oriundos do sistema de Acompanhamento das Medições Anemométricas – AMA (BRASIL, 2014). Foram utilizados os dados da torre anemométrica mais próxima ao parque eólico.

Devido à ausência e grande variabilidade dos dados horários de precipitação, a análise da influência da precipitação no comportamento da geração eólica foi realizada com dados diários de precipitação.

O ONS disponibilizou o melhor histórico da velocidade do vento verificada, que apresenta características similares ao melhor histórico de geração eólica. Devido às falhas existentes, houve necessidade de alguns processos de reconstrução das séries de vento verificado. O processo de montagem do melhor histórico de velocidade do vento encontra-se descrito em detalhe na NT 3-0155-2016 (ONS, 2016a).

A velocidade do vento prevista foi obtida da rodada do modelo numérico regional ETA, que é executado operacionalmente no Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC e possui resolução horizontal de 15 km x 15 km. Diariamente, os arquivos são disponibilizados ao ONS com a previsão horária da velocidade do vento para o horizonte de 72 horas à frente. Esses dados chegam ao ONS através da disponibilização de arquivos texto na área de FTP. O ONS recebe duas previsões diárias do CPTEC que correspondem a rodadas de 00h e 12h do modelo ETA. Neste trabalho foram utilizadas os dados de previsão da velocidade do vento correspondentes à rodada de 00 h.

Na correlação entre a geração eólica verificada x velocidade do vento observada e geração verificada x velocidade do vento prevista foram utilizados os dados do período de 27/05/2014 a 30/05/2016, sendo subdividida em todo o período, período seco e período úmido.

Na correlação entre a geração eólica verificada x velocidade do vento observada x precipitação observada foram utilizados os dados disponíveis para o período comum de observação, ou seja, de 03/09/2014 a 30/05/2016.

Também foi realizada uma avaliação do fator de capacidade da geração eólica verificada x precipitação observada utilizando as curvas de permanência separando os períodos por faixa de precipitação.

3.5 AVALIAÇÃO DA CORRELAÇÃO ENTRE O ÍNDICE DE ANOMALIA DE CHUVA E O FATOR DE CAPACIDADE DA GERAÇÃO EÓLICA

a) Materiais

A chuva média mensal foi calculada com o histórico disponível da estação meteorológica de Aracati (CE), cujo período vai de janeiro/1974 a julho/2016. O fator de capacidade foi calculado através da relação entre a geração média verificada / capacidade instalada da usina eólica CE3, localizada a 7,5 km da estação meteorológica de Aracati para o período de janeiro a maio (quadra chuvosa) dos anos de 2011 a 2016.

b) Método

O Índice de Anomalia de Chuva (IAC) foi desenvolvido por Rooy (1965) e incorpora um procedimento de classificação para ordenar magnitudes de anomalias de precipitações positivas e negativas. Esse índice é considerado muito simples, dada a sua facilidade de procedimento computacional, que consiste da determinação de anomalias extremas. O IAC é calculado na escala de tempo semanal, mensal ou anual. A precipitação média de uma semana, mês ou ano é usada para calcular a seca relativa.

O IAC mensal ou anual é calculado de acordo com as equações 1 e 2 desenvolvidas por Rooy (1965). Para anomalias de precipitação positivas, o parâmetro M é a média dos dez valores mais elevados de precipitação do período estudado; para as anomalias negativas, o parâmetro M representa os dez valores mais baixos de precipitação do mesmo período. Os valores do índice são ordenados em um esquema de classificação de nove categorias (Tabela 10) variando de extremamente úmido à extremamente seco (FERNANDES et al., 2009). No presente trabalho foi calculado o IAC mensal.

$$IAC = 3 \left[\frac{(N - \bar{N})}{(\bar{M} - \bar{N})} \right] \quad \text{Para anomalias positivas} \quad (\text{Eq. 3.17})$$

$$IAC = -3 \left[\frac{(N - \bar{N})}{(\bar{X} - \bar{N})} \right] \quad \text{Para anomalias negativas} \quad (\text{Eq. 3.18})$$

N = precipitação (mm) observada atual ou do mês que será calculado o IAC;

\bar{N} = precipitação média da série histórica (mm);

\bar{M} = média dos dez valores mensais ou anuais mais altos;

\bar{X} = média dos dez valores mensais ou anuais mais baixos.

Tabela 10 - Classificação do Índice de Anomalia de Chuva (IAC)

IAC¹	Classificação	Sigla
≥ 4,00	Extremamente úmido	EU
3,00 a 3,99	Umidade alta	UA
2,00 a 2,99	Umidade moderada	UM
0,50 a 1,99	Umidade baixa	UB
- 0,49 a 0,49	Normal	N
- 1,99 a -0,50	Seca suave	SS
- 2,00 a -2,99	Seca moderada	SM
- 3,00 a -3,99	Seca alta	SA
≤ -4,00	Seca extrema	SE

¹ valores calculados indicando a magnitude dos desvios negativos e positivos em relação à média da série histórica dos dados de precipitação mensal

Fonte: Adaptado de Fernandes et al. (2009)

3.6 CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE VENTOS

a) Materiais

Foram selecionados os parques eólicos CE1, localizado no estado do Ceará e o parque RN1 e localizado no Rio Grande do Norte, respectivamente. A Figura 23 apresenta a localização destes parques eólicos. As usinas eólicas do grupo CE3, localizadas nas proximidades da estação de Aracati, não foram contempladas nesta análise, pois são usinas do PROINFA e não possuem dados anemométricos disponíveis.

Foram utilizados os dados de velocidade do vento fornecidos pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, no período de 15/10/2012 a 15/09/2016 para CE1; de 24/09/2011 a 15/09/2016 para RN1. Os dados são fornecidos a cada 10 minutos, em horário GMT – 3, medidos a uma altura de 78 m. Utilizou-se as informações integralizadas dos seis intervalos de 10 minutos para caracterizar o regime de cada hora.

Figura 23 - Localização dos parques eólicos selecionados



Fonte: Google Earth, 2016

b) Método

A caracterização foi realizada através da elaboração da rosa dos ventos, que permite uma visão abrangente como a velocidade e direção do vento são normalmente distribuídas em um determinado local.

Apresentados em formato circular, a rosa mostra a frequência dos ventos em uma direção particular e a velocidade com que esse vento sopra naquela direção, representando graficamente a direção dominante dos ventos em uma área. Os gráficos foram elaborados através do aplicativo WRPLOT, que é um programa gratuito disponível em: <http://www.weblakes.com/lakewrpl.html>.

A fim de avaliar o comportamento e a variabilidade da velocidade e direção do vento ao longo do dia, as análises foram realizadas para todo o período de dados disponíveis e para os meses secos e úmidos, considerando os seguintes períodos de seis horas:

- i) madrugada 0 às 5h
- ii) manhã 6 às 11h
- iii) tarde 12 às 17h
- iv) noite 18 às 23h

A Figura 24 apresenta o formato dos arquivos lidos pelo WRPLOT, onde:

- 1ª coluna : código da estação
- 2ª coluna: ano
- 3ª coluna: mês
- 4ª coluna: dia
- 5ª coluna: hora
- 6ª coluna: direção do vento (°)
- 7ª coluna: velocidade do vento (m/s)

Figura 24 - Formato dos arquivos lidos pelo WRPLOT

LAKES FORMAT						
83746	2003	4	11	3	350	4
83746	2003	5	16	10	340	4
83746	2003	5	21	10	330	2
83746	2003	6	25	10	10	3
83746	2003	7	4	8	0	0
83746	2003	7	5	10	0	0
83746	2003	7	8	9	110	2
83746	2003	7	19	8	0	0
83746	2003	7	24	10	350	2
83746	2004	5	4	10	20	3
83746	2004	6	17	10	350	4
83746	2004	7	7	8	310	5
83746	2004	8	18	10	60	4
83746	2004	8	19	8	0	0
83746	2004	8	26	8	330	5
83746	2005	1	13	8	270	4
83746	2005	5	31	10	10	5
83746	2005	6	11	10	30	5
83746	2005	6	26	9	0	0
83746	2005	7	2	11	40	4
83746	2005	7	31	9	30	3
83746	2005	8	6	10	20	3
83746	2006	5	27	11	360	3

Fonte: WRPLOT, 2016

3.7 ANÁLISE DA VELOCIDADE DO VENTO PREVISTA X VERIFICADA

a) Materiais

A velocidade do vento prevista foi obtida da rodada do modelo numérico regional ETA, executado operacionalmente pelo Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos - CPTEC com resolução horizontal de 15 km x 15 km. Os arquivos são disponibilizados diariamente ao ONS com a previsão horária da velocidade do vento para o dia atual (d) e 5 dias à frente (d+1; d+2; d+3; d+4 e d+5).

A análise foi realizada para o grupo de usinas eólicas localizadas no Ceará (CE1) que somam 79,8 MW de capacidade instalada para os seguintes períodos:

- período total (03/09/2014 a 30/05/2016);
- período seco (03/09/2014 a 18/02/2015 e 06/07/2015 a 05/01/2016);
- período úmido (19/02/2015 a 05/07/2015 e 07/01/2016 a 26/05/2016);

b) Método

A velocidade diária média verificada do vento foi calculada através da média horária da velocidade naquele dia (v_v). A velocidade média diária do vento previsto para o dia d+1 foi calculada através da média da velocidade prevista no dia "d" para o dia "d+1" (v_p). Em seguida, calculou-se a correlação linear entre as variáveis previstas x verificadas, a curva de permanência e o cálculo dos desvios entre os valores previstos para o período total de dados, período seco e período úmido para as diferentes faixas de precipitação ($P = 0$; $P > 0$; $0 < P < 5$; $5 < P < 20$; $P > 20$). As métricas utilizadas para cálculo do desvio são apresentadas no item 3.9.

Foram realizadas duas regressões lineares considerando: i) velocidade do vento prevista e velocidade verificada; ii) velocidade do vento prevista, velocidade verificada e precipitação observada. O período utilizado para correção foi de janeiro/2015 a maio/2016. Foram testadas algumas regressões não lineares, como polinômios de vários graus, exponencial e logística para o período total, período seco e período úmido.

3.8 APLICAÇÃO DE REDES NEURAIS PARA MODELAGEM

A previsão da geração eólica média diária, um dia à frente (d+1), utilizando redes neurais NSRBN foi feita em uma versão modificada do software NeuroHidro, disponível em Valença

(2005). Como dados de entrada para as redes neurais foram consideradas as informações da velocidade do vento prevista, geração verificada e precipitação observada.

No processo de treinamento foi utilizado o método da validação cruzada, onde os dados foram divididos em três grupos: calibração: 60%; validação: 20% e teste: 20%.

No processo de validação cruzada os pesos foram ajustados em função dos dados de treinamento, ficando os dados de validação apenas para determinação do momento de parada do treinamento, evitando que a rede neural super ajustasse os pesos e não fossem capaz de proporcionar bons resultados quando fossem apresentados um novo conjunto de dados.

Foram estudados 6 (seis) casos para calibração e validação do modelo, alterando-se as variáveis de entrada, os parâmetros do algoritmo (taxa de aprendizagem e momentum) e os critérios de parada (época mínima e época máxima), relacionados a seguir:

Caso 1: todo o período	03/09/14 a 30/05/16	(sem precipitação verificada)
Caso 2: período seco	03/09/14 a 05/01/16	(sem precipitação verificada)
Caso 3: período úmido	19/02/15 a 26/05/16	(sem precipitação verificada)
Caso 4: todo o período	03/09/14 a 30/05/16	(com precipitação verificada d+1)
Caso 5: período seco	03/09/14 a 05/01/16	(com precipitação verificada d+1)
Caso 6: período úmido	19/02/15 a 26/05/16	(com precipitação verificada d+1)

Ressalta-se que em todo o processo de validação cruzada (treinamento, validação e teste) foram utilizados os dados de precipitação verificada. A utilização da precipitação prevista na calibração do modelo implicaria em um desvio maior devido ao erro associado à previsão de precipitação.

Para os casos selecionados utilizou-se a semente 987654, proposta por Valença (2005), alterando-se os parâmetros do modelo: *alfa*, *beta*, *época mínima* e *época máxima*.

3.9 AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DO MODELO DE PREVISÃO

A avaliação dos modelos pode ser realizada de várias formas, sendo todas baseadas na proximidade da relação dos resultados obtidos no modelo com os resultados reais. Uma avaliação básica da precisão de um modelo consiste no cálculo de índices de erro. Existem vários índices. A seguir são apresentados os índices mais utilizados para avaliação da precisão de modelos de previsão.

Root Mean Square Error (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (P_t - \hat{P}_t)^2}$$
(Eq. 3.19)

A sua versão normalizada é chamada de *Normalized Root Mean Square Error* ou erro médio quadrático normalizado, podendo ser calculado por

$$nRMSE = \sqrt{\frac{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (P_t - \hat{P}_t)^2}{\sum_{t=1}^n P_t^2}}$$
(Eq. 3.20)

Mean Absolute Error (MAE)

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |P_t - \hat{P}_t|$$
(Eq. 3.21)

Mean Absolute Percentage Error (MAPE)

$$MAPE = \frac{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |P_t - \hat{P}_t|}{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^n |P_t|}$$
(Eq. 3.22)

Mean Square Error (MSE)

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n (\hat{P}_t - P_t)^2$$
(Eq. 3.23)

em que n é o tamanho da amostra em avaliação, P_t é a potência verificada no instante t e \hat{P}_t é a potência prevista no instante t .

As métricas apresentadas a seguir foram utilizadas para análise dos desvios da previsão de velocidade do vento e da geração eólica. Um método simples e eficiente para comparar diferentes sistemas é a adoção de um modelo ou resultado de referência, sobre o qual é calculada e comparada a melhoria dos resultados de previsão de diferentes modelos (equação 3.26).

Modelo de persistência

É um modelo analítico usado, neste contexto, como um modelo de referência para avaliar a performance dos modelos de previsão criados. A sua formulação é variada, sendo apresentadas duas abordagens diferentes. A comparação é feita calculando quanto é que a performance do modelo construído melhora em relação ao obtido no modelo de persistência, como demonstra a equação 3.26. O erro aplicado a este exemplo foi o RMSE, mas podem ser aplicados outros índices.

$$Melhoria(\%) = \frac{RMSE_{ref} - RMSE}{RMSE_{ref}} \cdot 100$$

(Eq. 3.26)

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 AVALIAÇÃO DA SÉRIE HISTÓRICA DE PRECIPITAÇÃO

Os postos de Trairi, Fazenda Lajes e Paraípaba, localizados próximos ao grupo CE1, apresentam o melhor histórico comum de dados com poucas falhas. Em relação ao grupo CE2, os postos de São Gonçalo do Amarante, Sede e Siupe, foram os que apresentaram o menor período com falhas.

Os postos pluviométricos de Aracati e Itaicaba, localizados próximos ao grupo CE3, apresentaram um menor período de dias com falhas. Em relação ao grupo CE4, apenas o posto de Itarema apresentou poucas falhas.

A Tabela 11 apresenta o coeficiente de correlação da precipitação diária dos postos pluviométricos selecionados próximos à estação CE1. Observa-se que todos os postos apresentaram correlação acima de 0,6. A precipitação média foi calculada através do método da média aritmética.

A Tabela 12 apresenta o coeficiente de correlação das precipitações diárias dos postos pluviométricos selecionados próximos à estação CE2, e a Tabela 13 apresenta o coeficiente de correlação das precipitações diárias dos postos pluviométricos selecionados próximos à estação CE3. Todos os postos apresentaram correlação superior a 0,5.

Tabela 11 - Coeficiente de correlação entre os postos selecionados próximos à CE1

Postos próximos à CE1	Trairi	Fazenda Lages	Paraípaba
Trairi	1,00	0,59	0,68
Fazenda Lages	0,59	1,00	0,68
Paraípaba	0,68	0,68	1,00

Tabela 12 - Coeficiente de correlação entre os postos selecionados próximos à CE2

Postos próximos à CE2	Sede	Siupe	São Gonçalo do Amarante
Sede	1,00	0,70	0,67
Siupe	0,70	1,00	0,54
São G. do Amarante	0,67	0,54	1,00

Tabela 13 - Coeficiente de correlação entre os postos selecionados próximos à CE3

Postos próximos à CE1	Aracati	Santa Tereza	Itaicaba	Elevatório COGERH	Aeroporto de Aracati
Aracati	1,00	0,22	0,60	0,61	0,73
Santa Tereza	0,22	1,00	0,24	0,22	0,27
Itaicaba	0,60	0,24	1,00	0,86	0,61
Elevatório COGERH	0,61	0,22	0,86	1,00	0,93
Aeroporto de Aracati	0,73	0,27	0,61	0,93	1,00

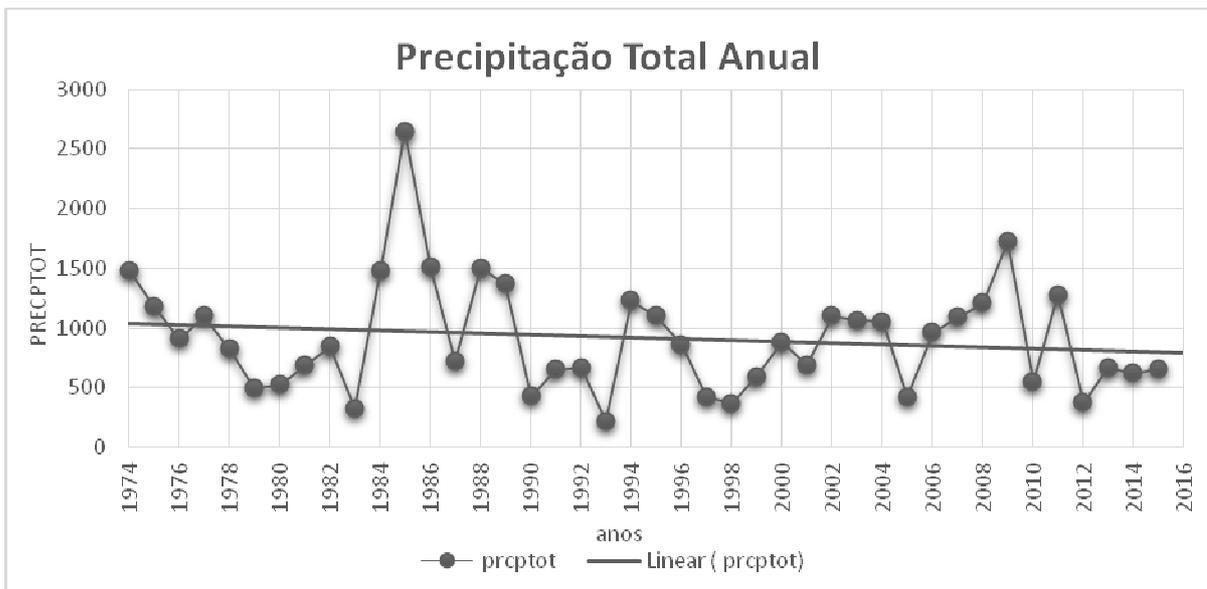
No Apêndice A são apresentados os gráficos com a análise de consistência dos dados mensais de precipitação, através do vetor regional e de gráficos dupla-massa, observando-se uma boa consistência das informações.

4.2 AVALIAÇÃO DOS ÍNDICES DE EXTREMOS CLIMÁTICOS

As tendências dos índices de extremos climáticos foram obtidas com os dados da estação pluviométrica de Trairi (1976-2015) e Aracati (1974-2015) e localizadas nas proximidades de CE1 e CE3, respectivamente.

A Figura 25 apresenta o índice de precipitação total anual (PRCPTOT) da estação de Aracati no período de 1974 a 2015. De acordo com esse índice, verifica-se uma tendência linear de diminuição no padrão de precipitação anual. Consta-se que para o período analisado, a taxa de redução anual pluviométrica foi de $19,7 \text{ mm.ano}^{-1}$, ou seja, uma redução na precipitação de 862 mm nos últimos 42 anos. Os anos de 1983, 1993, 1998 e 2012 apresentaram os menores totais pluviométricos, sendo 1993 o ano mais crítico com uma precipitação total anual de 220 mm. Os anos de 1993 e 1998 estão associados ao fenômeno El Niño de forte intensidade. O ano de 2012 não se configurou ocorrência de El Niño, entretanto foi um ano extremamente seco devido a uma Anomalia da Superfície do Mar (TSM) do Oceano Pacífico.

Figura 25 - Tendência linear da Precipitação Total Anual (PRCPTOT) da estação Aracati mm/ano (1974-2015)

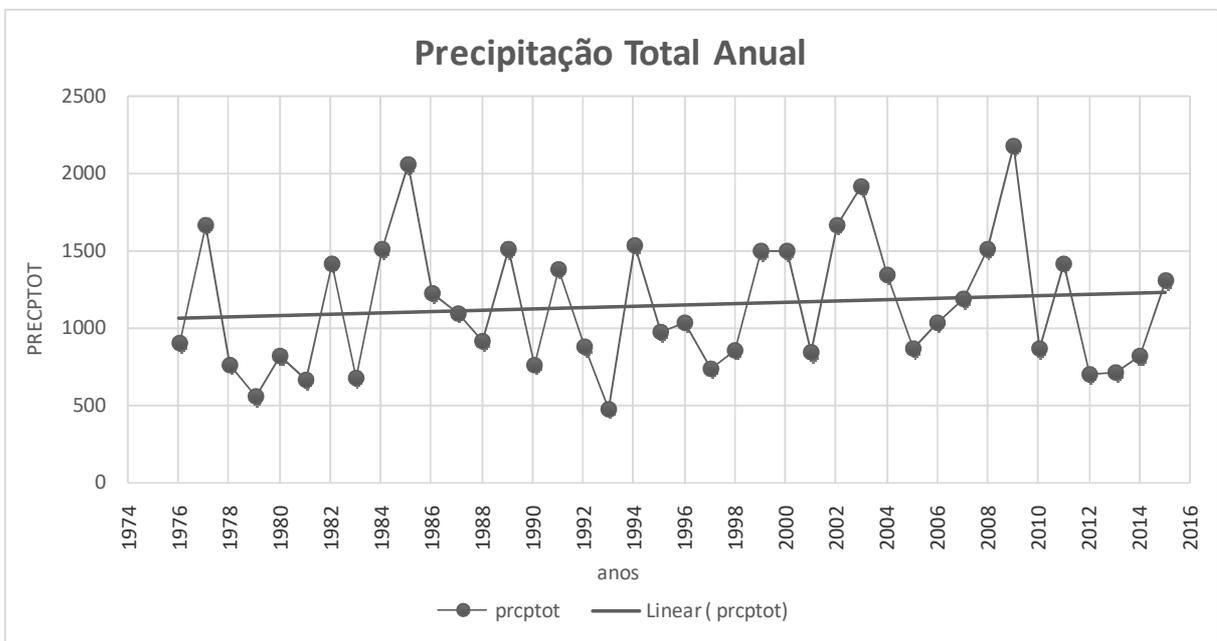


A Figura 26 apresenta o índice de precipitação total anual (PRCPTOT) da estação de Trairi. De acordo com esse índice, verifica-se uma tendência linear de aumento no padrão de precipitação anual. Consta-se que para o período analisado, a taxa de aumento anual

pluviométrica foi de $10,5 \text{ mm.ano}^{-1}$, ou seja, um aumento na precipitação total anual de 420 mm nos últimos 40 anos.

Na análise da tendência temporal do índice PRCPTOT de Trairi observa-se uma alternância entre anos chuvosos e secos, com precipitação anual acima e abaixo da média. Os anos de 1979 e 1993 apresentaram os menores totais pluviométricos com uma precipitação total anual de 500 mm. Os anos de 1977, 1985, 2002, 2003 e 2009 apresentaram os maiores volumes de precipitação anual com valores anuais acima de 1500 mm.

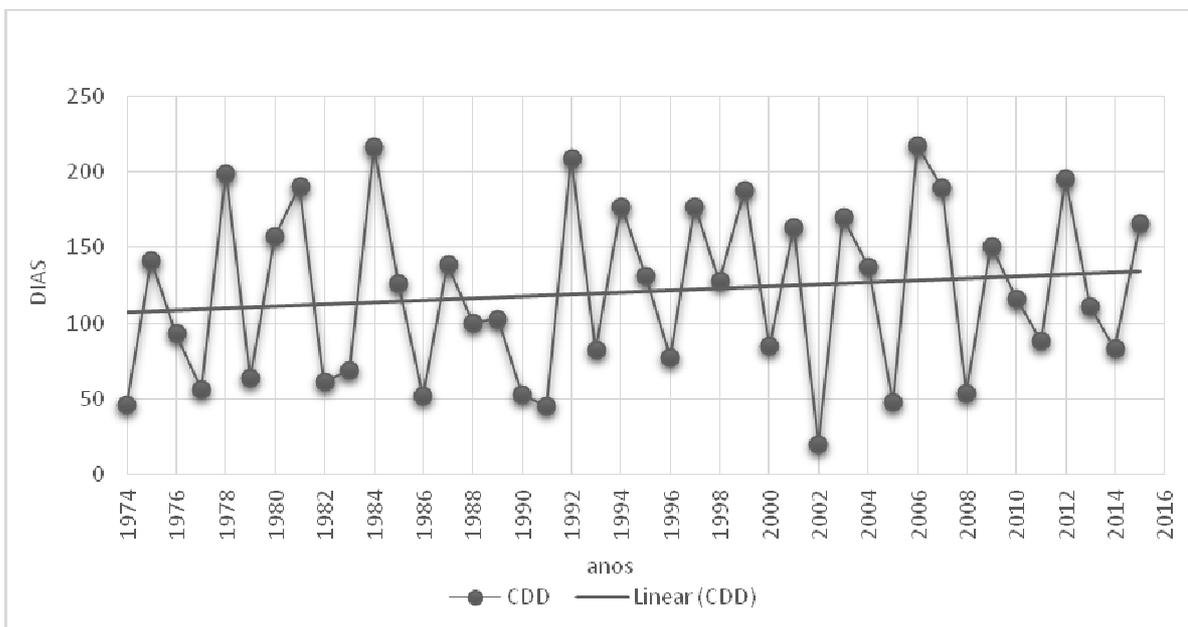
Figura 26 - Tendência linear da Precipitação Total Anual (PRCPTOT) da estação Trairi mm/ano (1976-2015)



Os resultados encontrados para a estação de Aracati, diferentemente de Trairi, mostram uma tendência de redução anual da precipitação. Moncunill (2006) encontrou tendências negativas da precipitação anual, em estudo para o estado do Ceará, utilizando 23 estações pluviométricas no período compreendido entre 1974 a 2003. Santos et al. (2009), em estudo para todo o estado do Ceará, entre o período de 1935 a 2006 encontraram resultados que apontam para uma tendência de aumento da precipitação. Do mesmo modo, Santos e Brito (2007), encontraram tendências positivas, que indicam aumento da precipitação para os estados do Rio Grande do Norte e Paraíba. Ressalta-se que existem poucos estudos para a região Nordeste do Brasil utilizando esta metodologia, sendo mais concentrada e difundida na região Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil e em outros países da América do Sul.

A Figura 27 apresenta a tendência linear do índice CDD (dias secos consecutivos) para a estação meteorológica de Aracati no período de 1974 a 2015. Nota-se uma tendência positiva, indicando um aumento do número de dias secos consecutivos. Os anos de 1984, 1992 e 2006 apresentaram mais de 200 dias consecutivos sem chuva, ou seja, mais de 6 meses. O ano de 1993 foi marcado pelo fenômeno El Niño de forte intensidade, o mais severo evento dessa magnitude registrado na década de 1990.

Figura 27 - Tendência linear do Número de Dias Secos Consecutivos (CDD) da estação de Aracati (1974 - 2015)

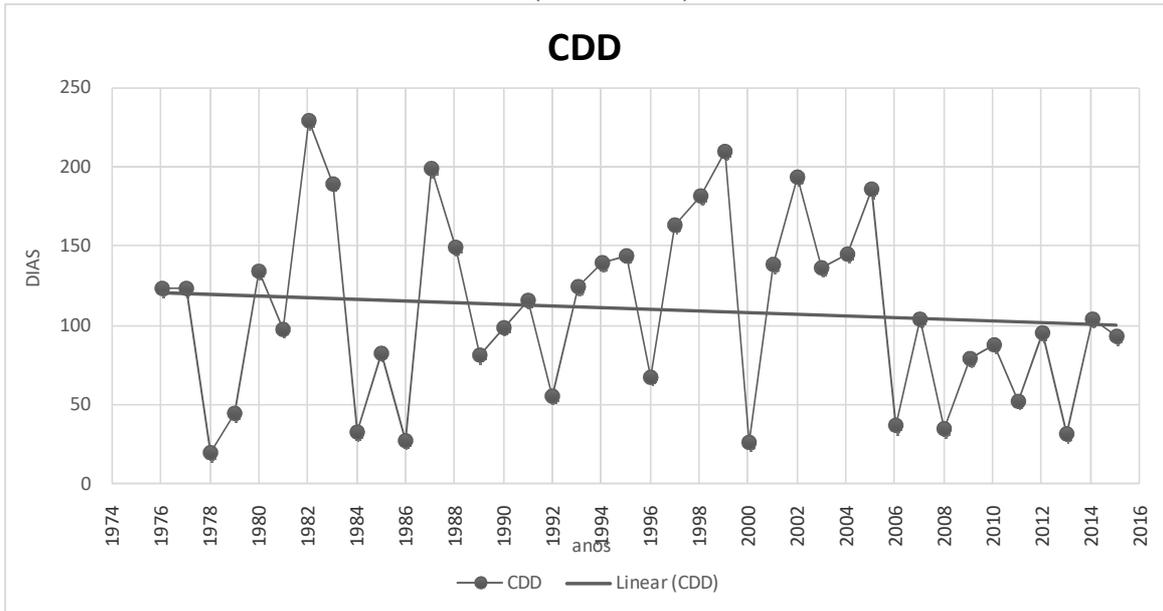


Este aumento de dias consecutivos sem chuva está atrelado ao resultado do índice apresentado anteriormente, de precipitação total anual (PRCPTOT), uma vez que, com a diminuição do regime pluviométrico, passaram a existir menos dias com chuva. Este resultado indica que, não apenas está chovendo menos na região, como também as chuvas estão cada vez mais esporádicas e por vezes concentradas em um menor período de tempo.

Nota-se uma grande variabilidade das chuvas, que chegam, com frequência, a apresentar picos de 4 meses consecutivos ou 120 dias sem precipitação. O ano de 2006 registrou o maior número de dias consecutivos sem chuva (217 dias), ou seja, mais de 7 meses.

A Figura 28 ilustra a tendência linear do índice CDD (dias secos consecutivos) para a estação meteorológica de Trairi no período de 1976 a 2015. Nota-se uma leve tendência negativa, indicando diminuição do número de dias secos consecutivos. Os anos de 1982 e 1999 apresentaram mais de 200 dias consecutivos sem chuva, ou seja, mais de 6 meses.

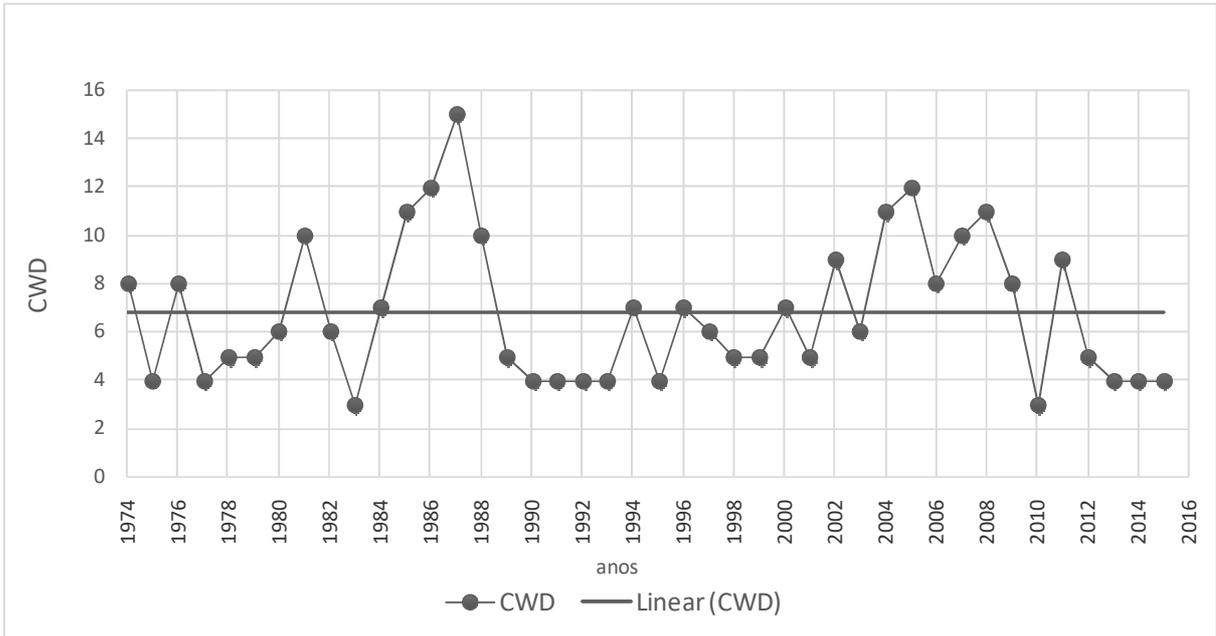
Figura 28 - Tendência linear do Número de Dias Secos Consecutivos (CDD) da estação de Trairi (1976 - 2015)



Os resultados divergentes entre os postos pluviométricos de Aracati e Trairi são justificados pela divergência encontrada também no cálculo do índice anterior, da precipitação total anual, visto que, quando existe uma diminuição do total pluviométrico anual, conseqüentemente, os dias com precipitação tendem a diminuir, gerando um aumento do número consecutivo de dias secos e vice-versa. Santos et al. (2009), que estudaram o estado do Ceará, mostraram uma variação entre seus postos pluviométricos no cálculo do índice CDD, onde ocorre tanto tendências negativas, quanto positivas da quantidade de dias secos consecutivos.

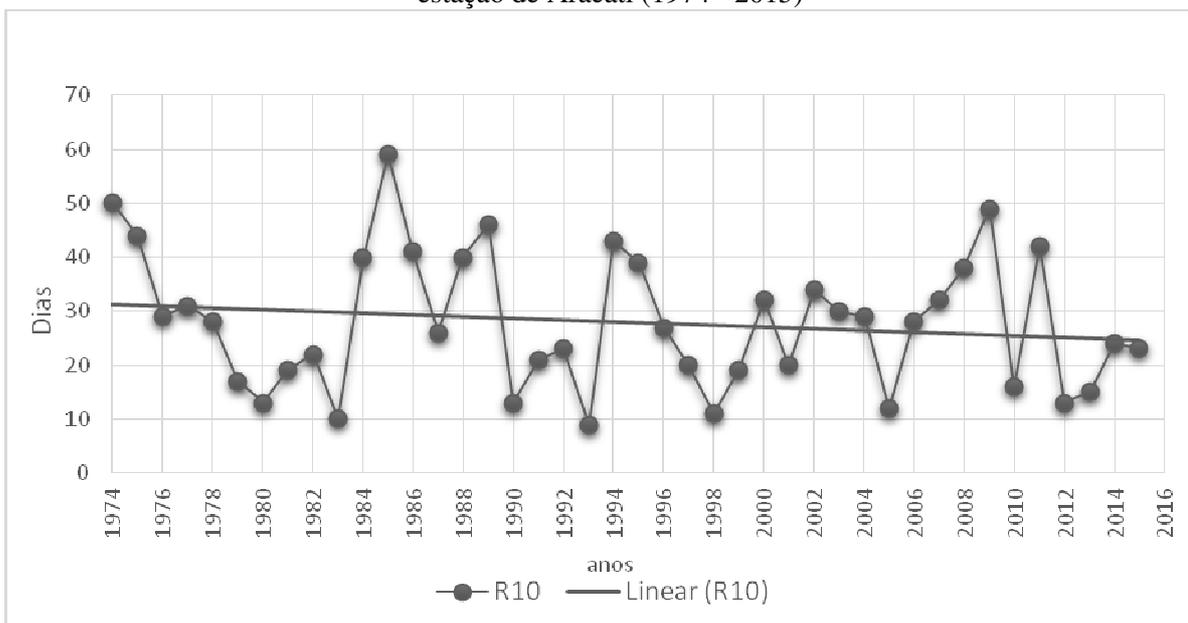
A Figura 29 apresenta as tendências do índice CWD da estação de Aracati (1974 - 2015). Não se verificou tendência de aumento ou diminuição do índice de extremo climático de dias úmidos consecutivos (CWD), que corresponde ao número máximo de dias consecutivos com chuva ao ano.

Figura 29 - Tendência linear do Número de Dias Úmidos Consecutivos (CWD) da estação de Aracati (1974 - 2015)



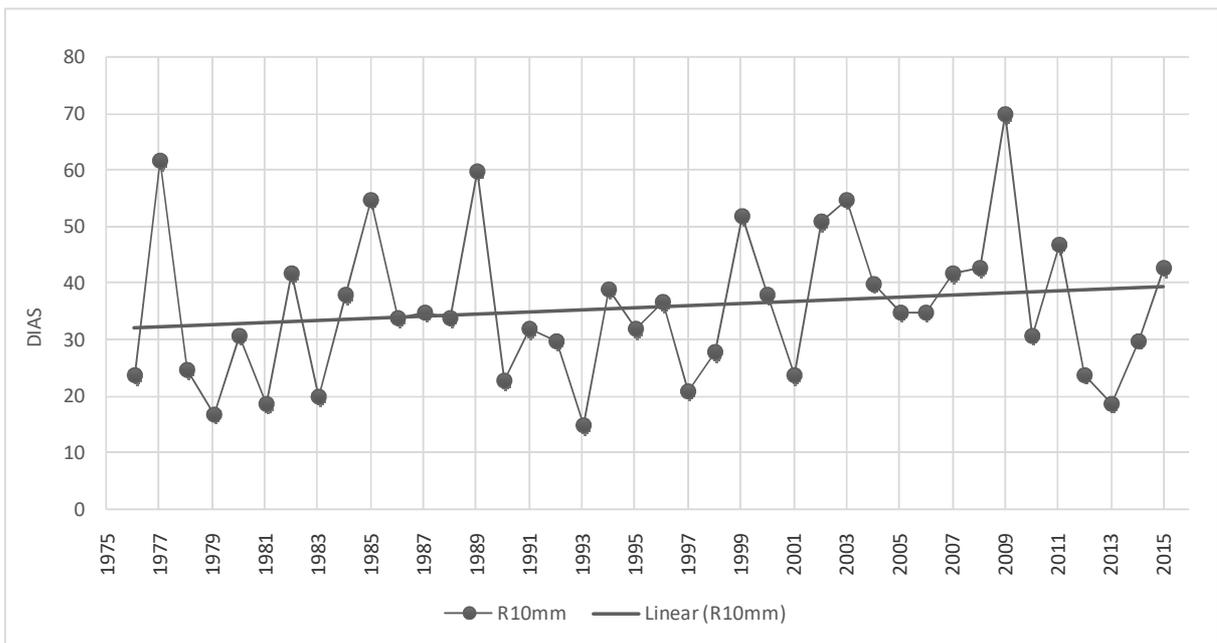
A Figura 30 mostra a tendência linear do índice de extremo climático R10mm da estação de Aracati. Observa-se que os anos de 1985 e 2009 foram os que apresentaram os maiores picos, e nestes anos ocorreram 59 e 49 dias, respectivamente, em que a precipitação superou 10 mm. Verifica-se uma tendência linear de redução do número de dias com precipitação acima de 10 mm.

Figura 30 - Tendência linear do número de dias/ano onde a precipitação ≥ 10 mm (R10mm) na estação de Aracati (1974 - 2015)



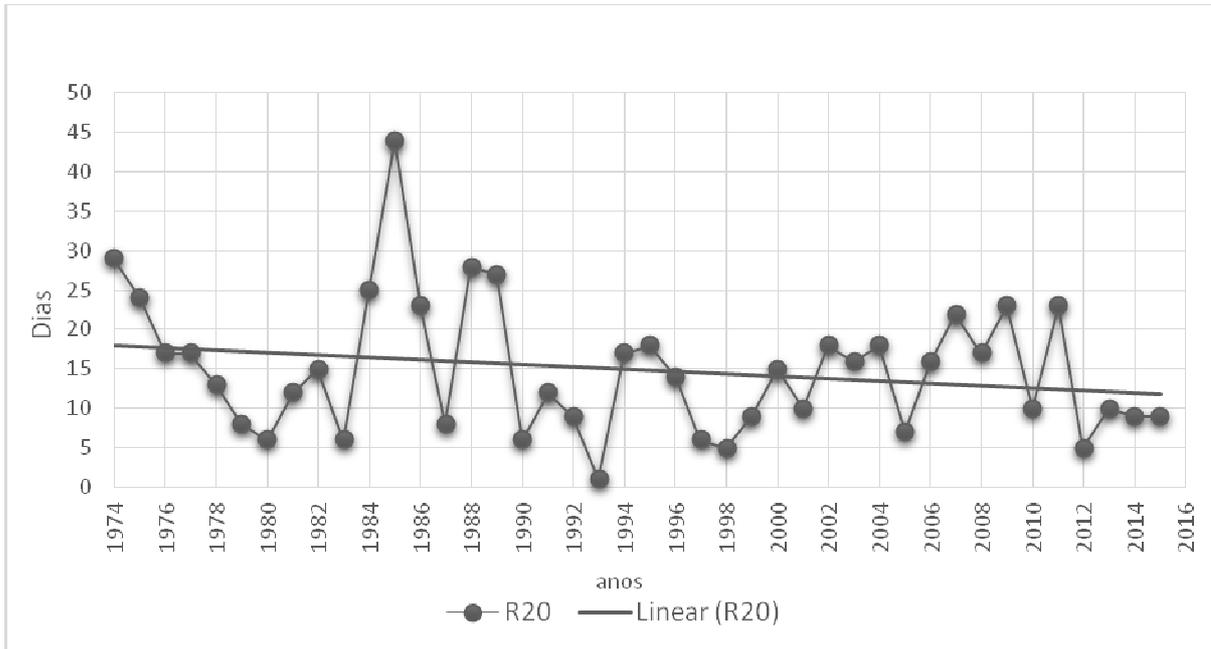
Para a estação de Trairi, a análise da tendência linear do índice de extremo climático R10mm (Figura 31) mostra que os anos de 1977, 1989 e 2009 apresentaram os maiores picos, e nestes anos ocorreram 60 e 70 dias, respectivamente, em que a precipitação superou 10 mm. Verifica-se uma tendência linear de aumento do número de dias com precipitação acima de 10 mm.

Figura 31 - Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 10 mm (R10mm) na estação de Trairi (1976 - 2015)



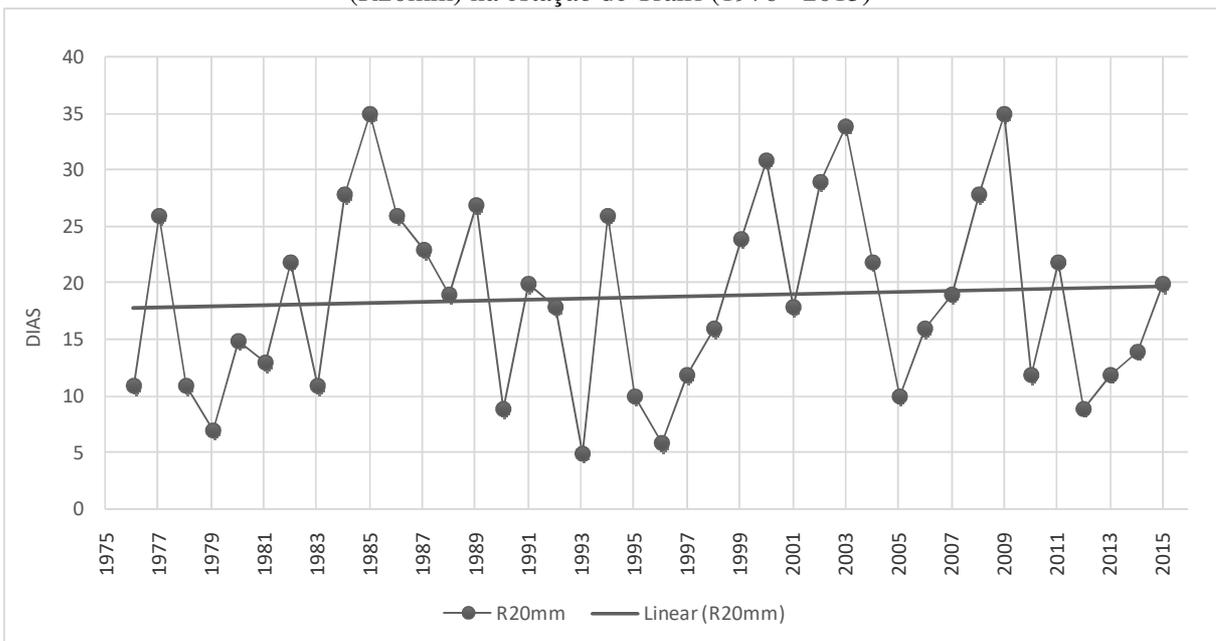
O índice R20mm da estação de Aracati (Figura 32) apresentou tendências semelhantes ao índice R10mm, um dos maiores picos durante a primeira metade da série histórica. No período de 2012 a 2015 o número de dias com precipitação acima de 20 mm variou de 5 a 10 dias.

Figura 32 - Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 20 mm (R20mm) na estação de Aracati (1974 - 2015)



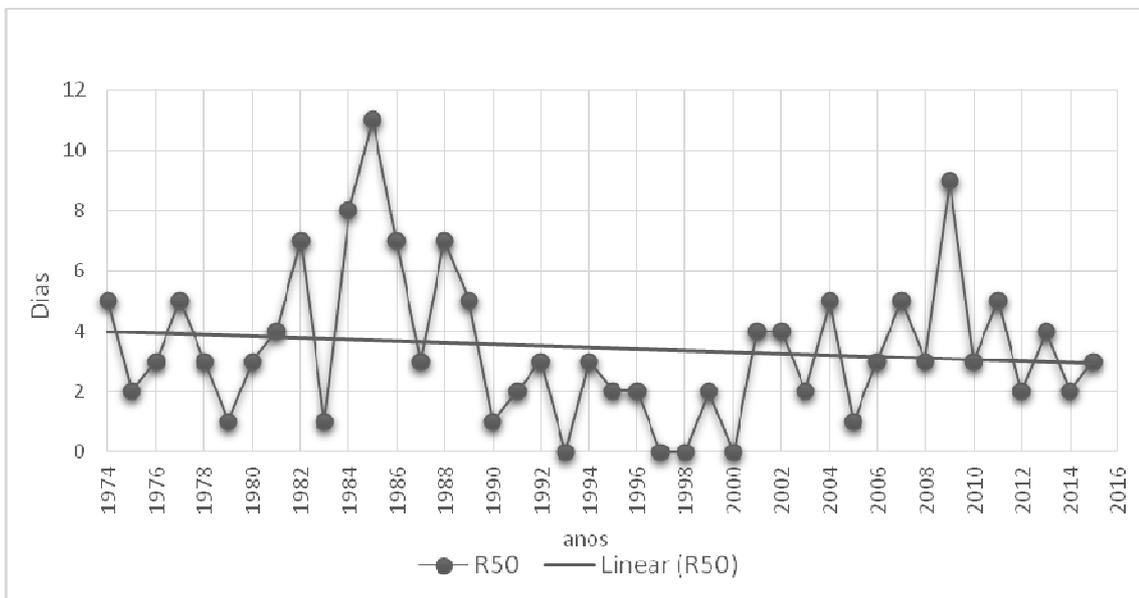
Para a estação de Trairi, a tendência linear do índice R20mm (Figura 33) também foi semelhante à observada para o índice R10mm. No período de 2012 a 2014 o número de dias com precipitação acima de 20 mm ficou abaixo da média, variando de 9 a 14 dias.

Figura 33 - Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 20 mm (R20mm) na estação de Trairi (1976 - 2015)



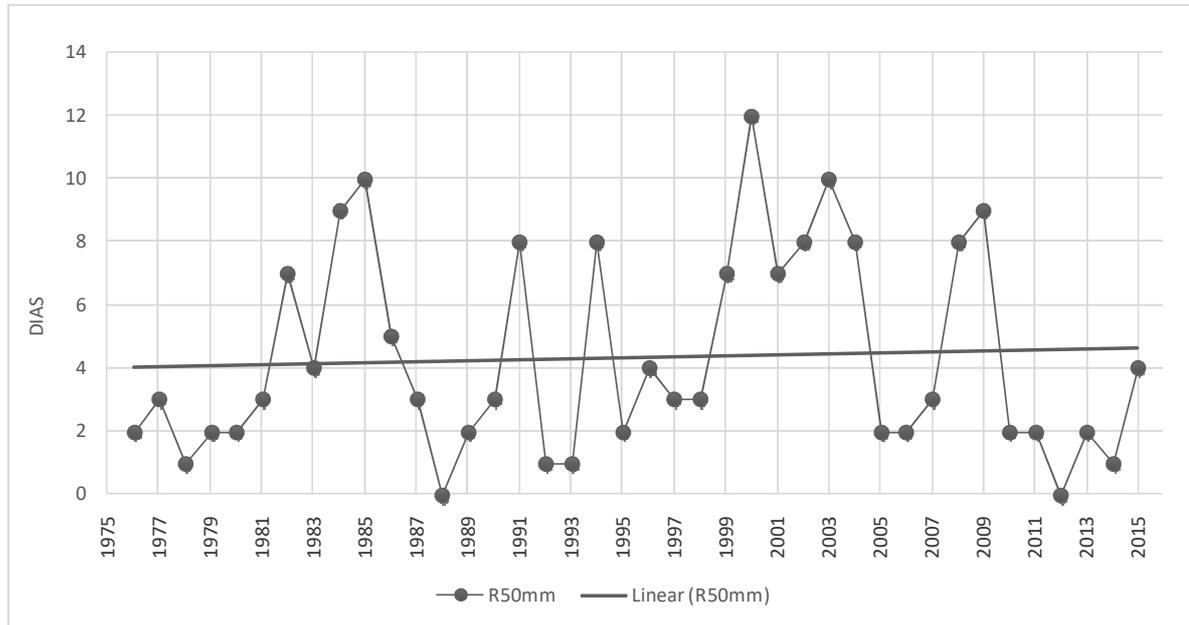
Corroborando com os resultados mostrados anteriormente, dos índices climáticos PRCPTOT e CDD, observa-se a coerência das análises, visto que, o município de Aracati, que apresentou diminuição da precipitação, e aumento dos dias secos, mostrou tendência de diminuição do número de dias com chuva até 10 mm e até 20 mm. O contrário ocorreu com o município de Trairi, visto que, nesta localidade foram encontradas tendências positivas e negativas para os índices PORCPTOT e CDD, consecutivamente. A tendência linear do índice R50mm das estações de Aracati e Trairi (Figura 34 e Figura 35) apresentou tendências semelhantes aos índices R10mm e R20mm.

Figura 34 - Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 50 mm (R50mm) na estação de Aracati (1974 - 2015)



Para a estação de Aracati os maiores picos ocorreram durante a primeira metade da série histórica. Os anos de 1985 e 2009 apresentaram 11 e 9 dias, respectivamente, com precipitação acima de 50 mm. Para a estação de Trairi os maiores picos ocorreram durante a segunda metade da série histórica. Os anos de 2000, 2003 e 2009 apresentaram 11, 10 e 9 dias, respectivamente, com precipitação acima de 50 mm.

Figura 35 - Gráfico da tendência linear do Número de dias/ano onde a precipitação ≥ 50 mm (R50mm) na estação de Trairi (1976 - 2015)



Na análise dos índices de extremos climáticos R10mm, R20mm e R50mm observam-se tendências negativas nos três índices para a estação de Aracati e tendências positivas para a estação de Trairi. Ressalta-se que para as duas estações foram registradas, nos últimos quatro anos, valores abaixo da média histórica, indicando que houve diminuição no número de dias por ano com chuva superior a 10 mm, 20 mm e 50 mm, respectivamente. Estes índices estão diretamente associados aos índices anteriores (PRCPTOT, CDD e CWD), uma vez que os resultados apresentados mostram uma diminuição pluviométrica, aumento do número de dias consecutivos sem chuva e diminuição do número de dias consecutivos com chuva.

Analisando os índices RX1day e RX5day da estação de Aracati (Figura 36 e Figura 37) observa-se que não há uma tendência negativa e nem positiva. Estes índices correspondem à máxima precipitação registrada em 1 dia e em 5 dias consecutivos, respectivamente. RX1day e RX5day apresentam coerências com os índices PRCPTOT e R50mm, uma vez que havendo tendência de diminuição tanto da precipitação total quanto do número de dias com chuva intensa, conseqüentemente, ocorre um decréscimo também destes índices, tanto concentradas em 1 dia, quanto em 5 dias consecutivos.

Figura 36 - Gráfico da tendência linear dos dias extremamente úmidos (RX1day) da estação de Aracati (1974 - 2015)

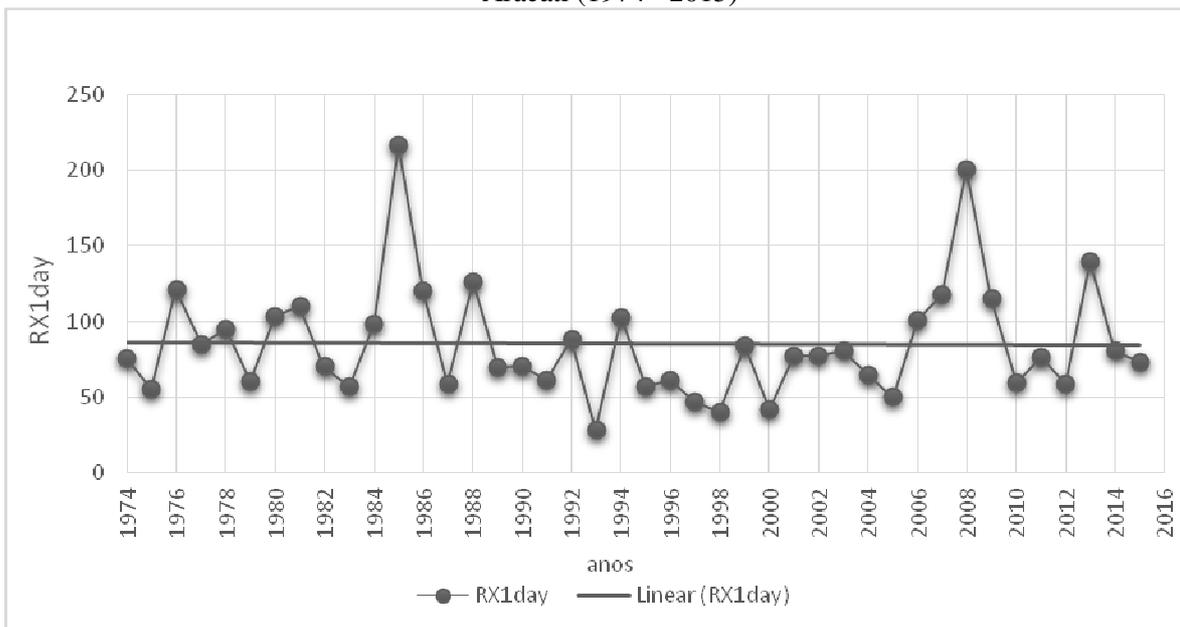
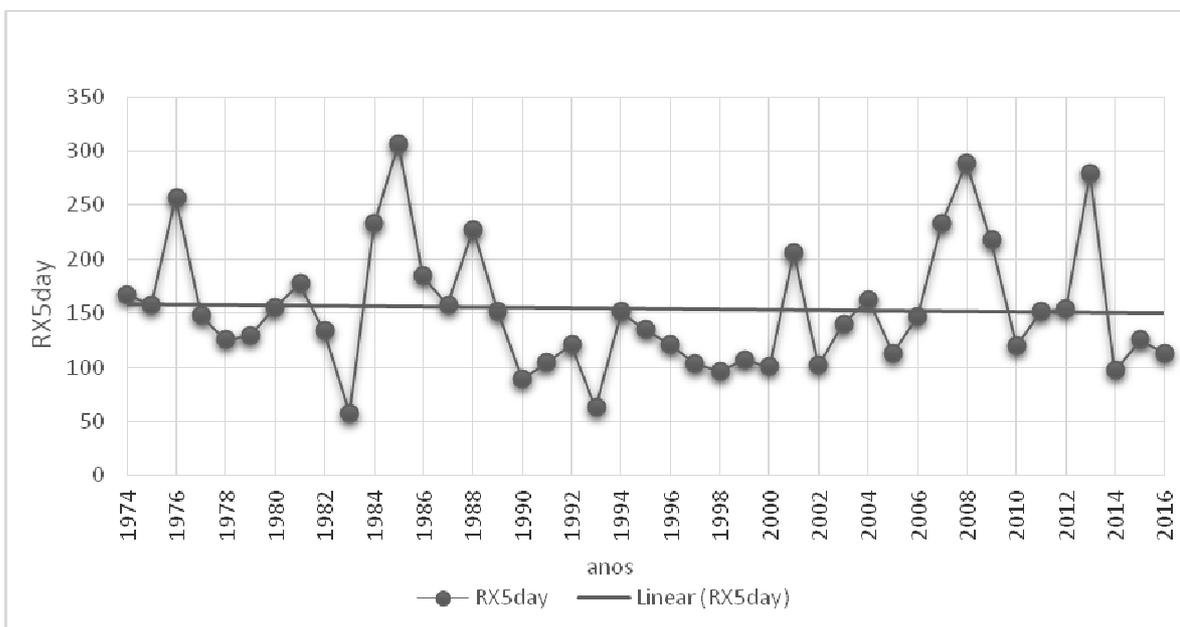


Figura 37 - Gráfico da tendência linear dos dias extremamente úmidos (RX5day) da estação de Aracati (1974 - 2015)



Em relação à estação de Trairi, os índices RX1day e RX5day (Figura 38 e Figura 39) apresentaram uma leve tendência negativa, ou seja, diminuição do volume máximo precipitado em um dia e em 5 dias consecutivos, respectivamente. A precipitação máxima registrada em um dia foi de 190 mm e ocorreu em 1976.

Figura 38 - Gráfico da tendência linear dos dias extremamente úmidos (RX1day) da estação de Trairi (1976 - 2015)

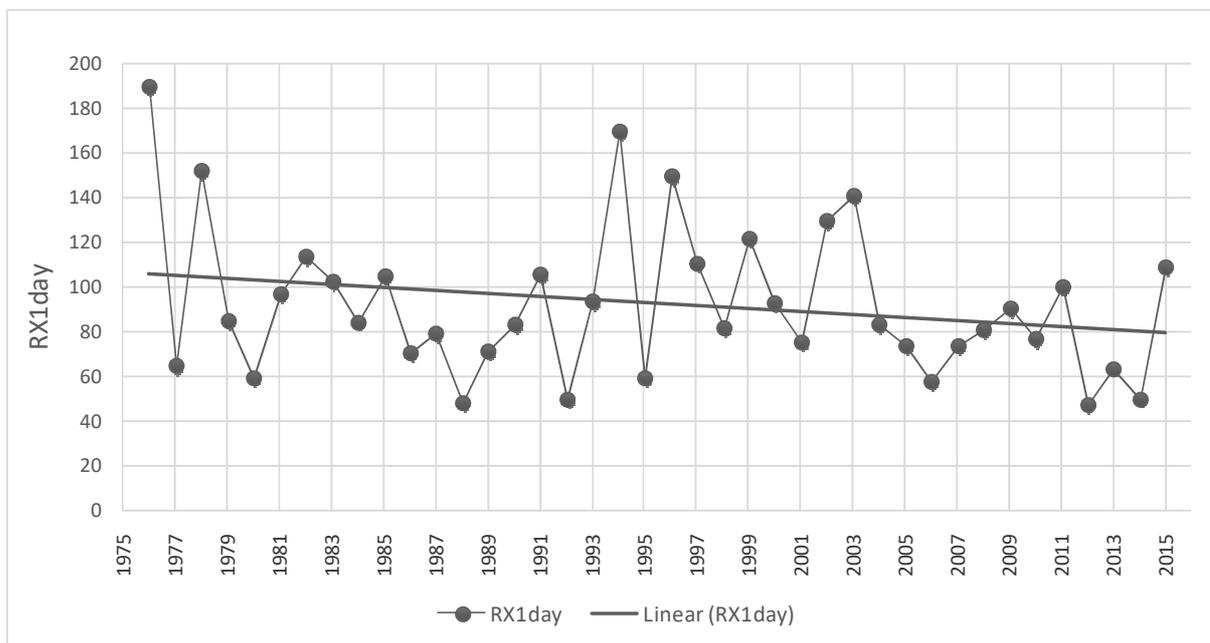
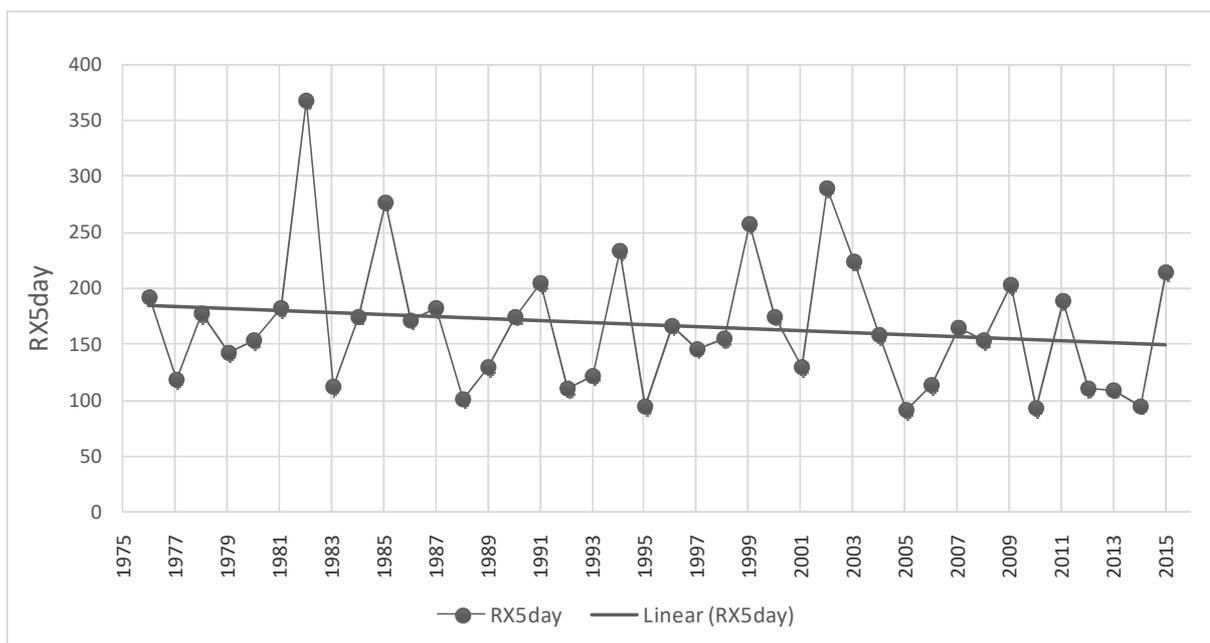


Figura 39 - Gráfico da tendência linear dos dias extremamente úmidos (RX5day) da estação de Trairi (1976 - 2015)



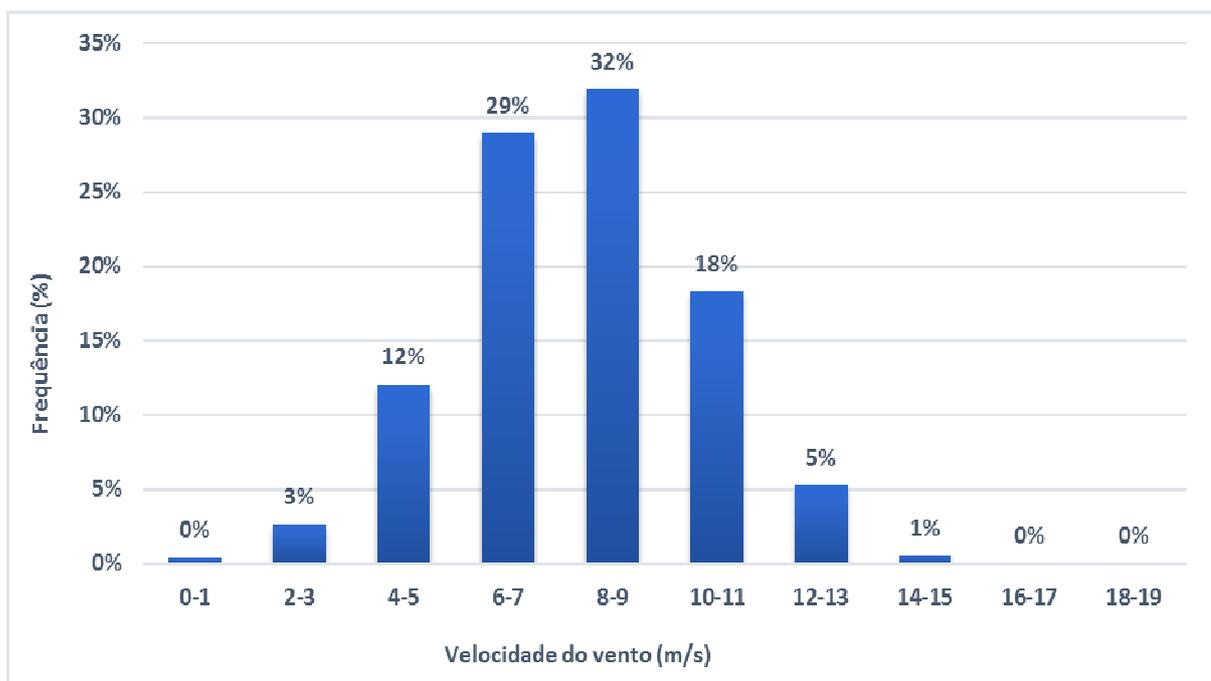
A predominância de tendências negativas dos índices RX1day e RX5day mostra a diminuição do volume máximo de precipitação em 1 dia e em 5 dias consecutivos. A predominância de tendências negativas desses índices reforça as tendências encontradas de diminuição da precipitação total, diminuição da intensidade diária da chuva, diminuição do número de dias com chuvas forte, moderada e intensa.

4.3 CARACTERIZAÇÃO DO REGIME DE VENTOS

4.3.1 Regime dos ventos do Ceará - CE1

A seguir são apresentadas as rosas dos ventos de cada período do dia do parque eólico CE1, bem como os resultados do período seco e chuvoso. A Figura 40 mostra a distribuição de frequência das classes de vento e a Figura 41 apresenta a rosa dos ventos para o período analisado.

Figura 40 - Distribuição de frequência da velocidade do vento de CE1



Verificou-se uma maior ocorrência de velocidades entre 8 a 9 m/s com uma frequência de ocorrência de 32%. As velocidades de 6 a 7 m/s também apresentaram uma frequência de ocorrência elevada, cerca 29%. A velocidade predominante varia entre 6 a 9 m/s, apresentando uma frequência de ocorrência de 61%. A direção este é predominante (85° a 105°). A velocidade média do período foi de 7,9 m/s.

A Figura 42 apresenta a rosa dos ventos para o período da madrugada (0 às 5h). A Figura 43 apresenta a rosa dos ventos para o período da manhã (6 às 11h). A Figura 44 apresenta a rosa dos ventos para o período da tarde (12 às 17h) e a Figura 45 apresenta a rosa dos ventos para o período da noite (18 às 23h). A Figura 46 apresenta a análise para o período úmido e a Figura 47 apresenta a análise para o período seco.

Figura 41 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 0 às 23h

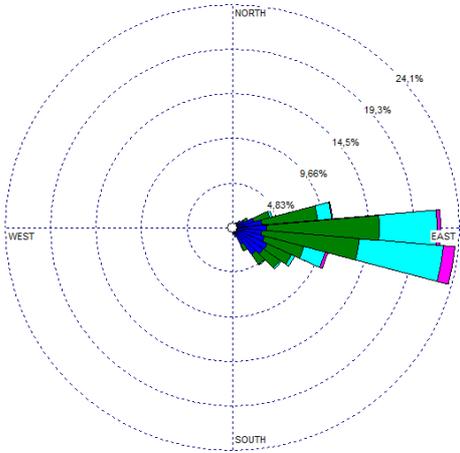


Figura 44 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 12 às 17h

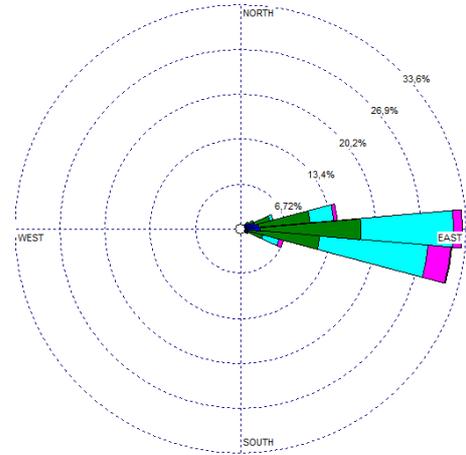


Figura 42 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 0 às 5h

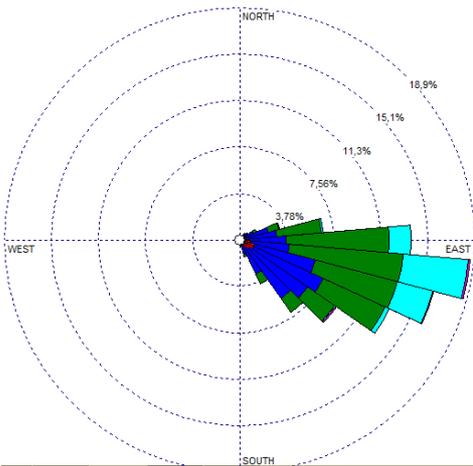


Figura 45 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 18 às 23h

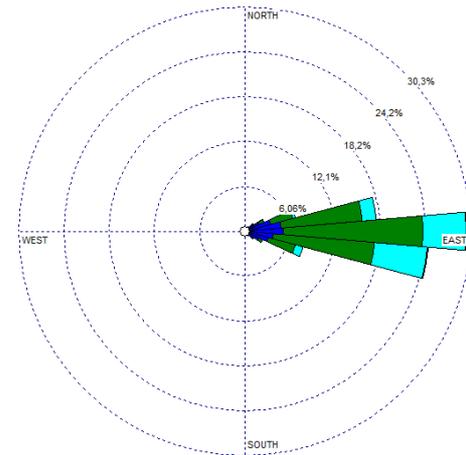
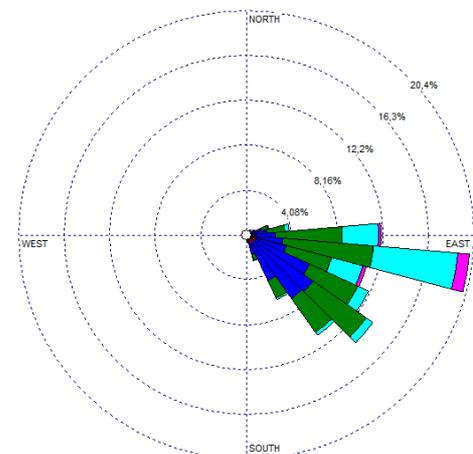


Figura 43 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016, 6 às 11h



Legenda



Figura 46 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - período úmido (mar a mai), 0 às 23h

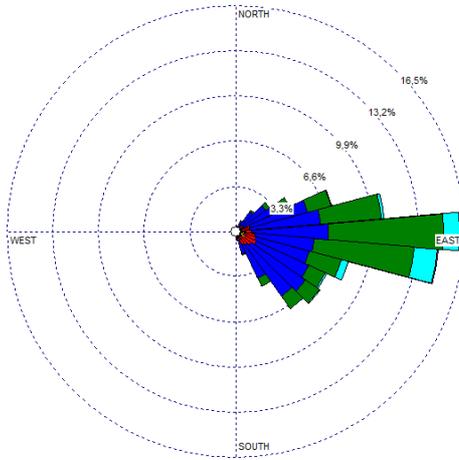
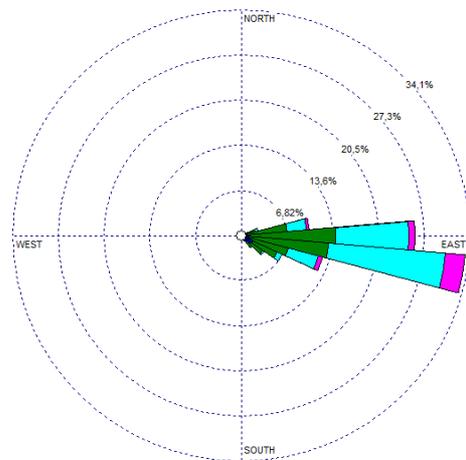


Figura 47 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - período seco (ago a dez), 0 às 23h



De acordo com a análise realizada, a direção predominante é a este-sudeste. A velocidade média do vento apresentou valores mais elevados durante o período da tarde (12 às 17h) e valores reduzidos no período da madrugada (0 às 5h). O período seco apresenta para todos os intervalos, velocidades superiores às observadas no período úmido.

A diferença observada entre a velocidade média do período úmido e seco variou de -22% no período da tarde a -26%, no período da manhã, conforme apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 - Análise da velocidade do vento para diferentes períodos do parque eólico CE1

Intervalo	Período	Vel. média (m/s) anual	Vel. média (m/s) p. seco	Vel. média (m/s) p. úmido	Diferença p. seco x p. úmido
0 às 23h	dia todo	7,90	8,70	6,60	-24%
0 às 5h	madrugada	6,80	7,50	5,70	-24%
6 às 11h	manhã	7,70	8,60	6,40	-26%
12 às 17h	tarde	9,30	10,2	8,00	-22%
18 às 23h	noite	7,30	8,10	6,20	-23%

A Tabela 15 apresenta as velocidades médias em cada período do dia para os anos de 2012 a 2016. O ano de 2012 apresentou os valores mais elevados da velocidade média, que atingiu 9,6 m/s no período da tarde. Os menores valores da velocidade média foram registrados em 2016, atingindo 6,40 m/s na madrugada.

Tabela 15 - Velocidade média (m/s) do parque CE1 no litoral do Ceará no período de 2012 a 2016 - todo o período

Intervalo	Período	2012	2013	2014	2015	2016*
0 às 23h	dia todo	8,00	8,0	7,60	7,80	7,40
0 às 5h	madrugada	6,90	7,00	6,50	6,80	6,40
6 às 11h	manhã	7,80	7,80	7,50	7,70	7,20
12 às 17h	tarde	9,60	9,40	9,00	9,20	8,80
18 às 23h	noite	7,40	7,40	7,20	7,30	7,10

*dados até 15/09/2016

A Tabela 16 e Tabela 17 apresentam a velocidade média do vento do parque CE1 no período seco e úmido de 2012 a 2016, respectivamente. Conforme constatado anteriormente, a velocidade média apresenta valores mais elevados no período da tarde (12 às 17h) e valores reduzidos na madrugada (0 às 5h), tanto no período seco quanto no período úmido.

Tabela 16 - Velocidade média (m/s) do parque CE1, litoral do Ceará, no período de 2012 a 2016 - período seco (agosto - dezembro)

Intervalo	Período	2012	2013	2014	2015	2016
0 às 23h	dia todo	9,0	9,6	9,2	9,3	9,5
0 às 5h	madrugada	7,7	8,4	8,0	8,2	8,2
6 às 11h	manhã	8,9	9,7	9,3	9,4	9,3
12 às 17h	tarde	10,9	11,0	10,6	10,6	11,1
18 às 23h	noite	8,2	9,0	8,5	8,5	8,9

*dados até 15/09/2016

No período seco, a máxima velocidade média foi registrada em 2016, 11,1 m/s, no período da tarde e a velocidade média mínima foi registrada em 2014, 5,7 m/s no período da madrugada (Tabela 17).

Tabela 17 - Velocidade média (m/s) do parque CE1, litoral do Ceará, no período de 2012 a 2016 - período úmido

Intervalo	Período	2012	2013	2014	2015	2016
0 às 23h	dia todo	7,3	6,9	6,7	6,8	6,8
0 às 5h	madrugada	6,3	6,1	5,7	5,8	5,8
6 às 11h	manhã	7,0	6,7	6,5	6,5	6,5
12 às 17h	tarde	8,8	8,3	8,1	8,2	8,1
18 às 23h	noite	6,8	6,5	6,4	6,5	6,5

*dados até 15/09/2016

No período úmido, a máxima velocidade média foi registrada em 2013, 8,3 m/s, no período da tarde, e a velocidade média mínima foi registrada em 2014, 5,7 m/s, no período da madrugada (Tabela 18).

Tabela 18 - Redução percentual da velocidade média dos ventos do período úmido em relação ao período seco (agosto a dezembro)

Intervalo	Período	2012	2013	2014	2015	2016
0 às 23h	dia todo	-19%	-28%	-27%	-27%	-28%
0 às 5h	madrugada	-18%	-27%	-29%	-29%	-29%
6 às 11h	manhã	-21%	-31%	-30%	-31%	-30%
12 às 17h	tarde	-19%	-25%	-24%	-23%	-27%
18 às 23h	noite	-17%	-28%	-25%	-24%	-27%

As diferenças observadas entre a velocidade média do período seco e úmido são significativas em CE1, conforme apresentado na Tabela 18. Essas diferenças variaram de - 17% (2012) a -31% (2013).

A Tabela 19 apresenta a velocidade média mensal do vento em CE1. Observa-se que os meses de fevereiro, março, abril e maio apresentam a menor velocidade média do vento com valores médios abaixo de 7 m/s. Porém, os meses de agosto, setembro e outubro, apresentam velocidade mais elevadas, acima de 9 m/s. Os meses de novembro, dezembro, janeiro, junho e julho apresentam valores intermediários que variam de 7,3 a 8,9 m/s.

Tabela 19 - Velocidade média do vento em CE1 - 15/10/2012 a 15/09/2016

Mês	Vel. média de CE1(m/s)
Janeiro	7,50
Fevereiro	6,90
Março	6,20
Abril	5,60
Maio	6,60
Junho	7,30
Julho	7,70
Agosto	9,10
Setembro	9,50
Outubro	9,50
Novembro	8,90
Dezembro	8,60

A Figura 48 até Figura 59 apresenta a rosa dos ventos de CE1 para os meses de janeiro a dezembro no período de 2012 a 2016. De acordo com a análise realizada, verifica-se que a direção varia bastante, função do ciclo anual do vento.

Figura 48 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Janeiro/2013, 14, 15 e 16

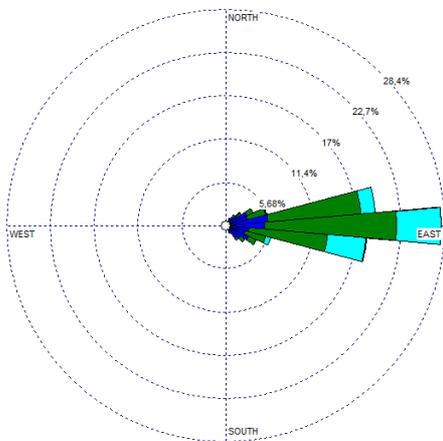


Figura 51 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Abr/2013, 14, 15 e 16

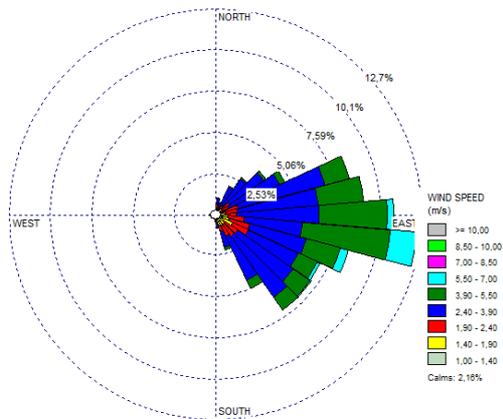


Figura 49 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Fev/2013, 14, 15 e 16

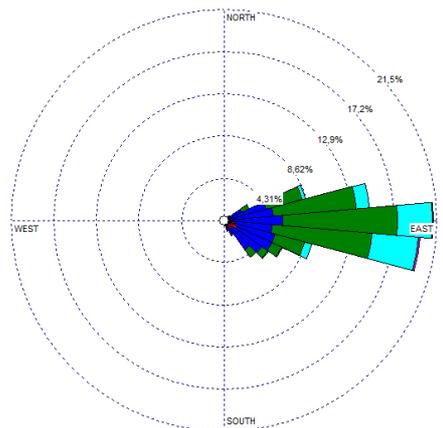


Figura 52 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Mai/2013, 14, 15 e 16

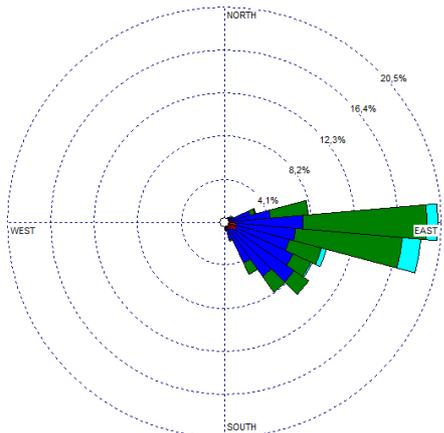


Figura 50 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Mar/2013, 14, 15 e 16

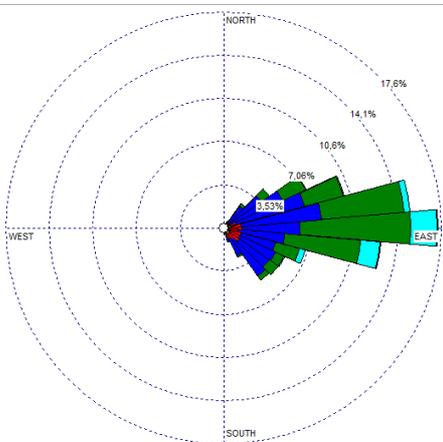


Figura 53 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Jun/2013, 14, 15 e 16

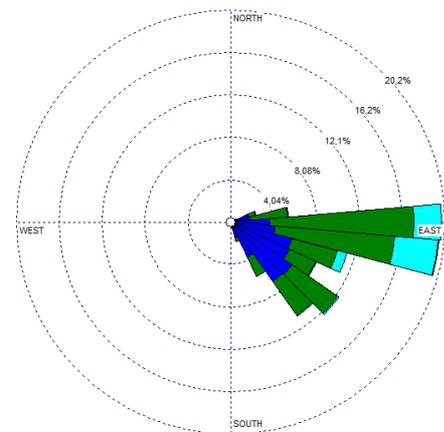


Figura 54 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Jul/2013, 14, 15 e 16

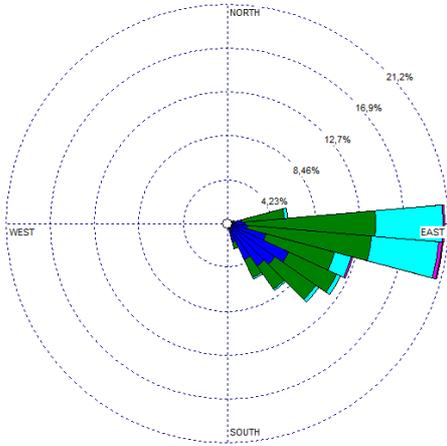


Figura 57 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Out/2012, 13, 14 e 15

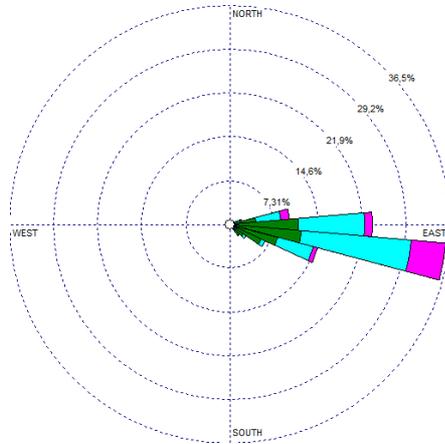


Figura 55 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Ago/2013, 14, 15 e 16

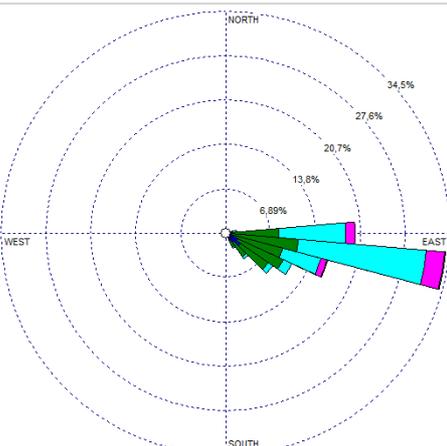


Figura 58 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Nov/2012, 13, 14 e 15

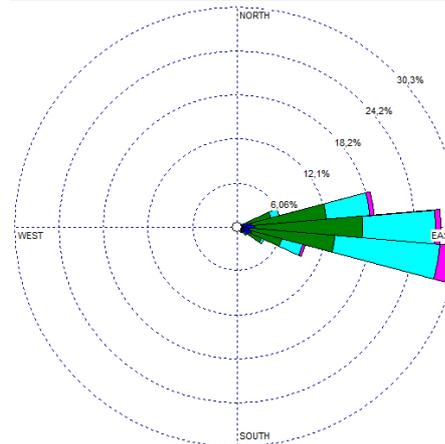


Figura 56 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Set/2013, 14, 15 e 16

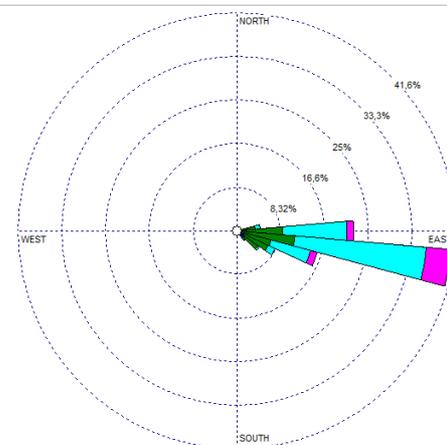
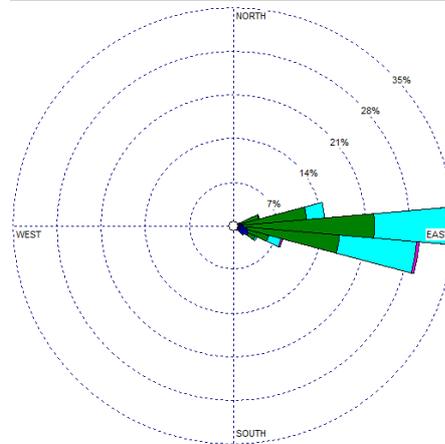


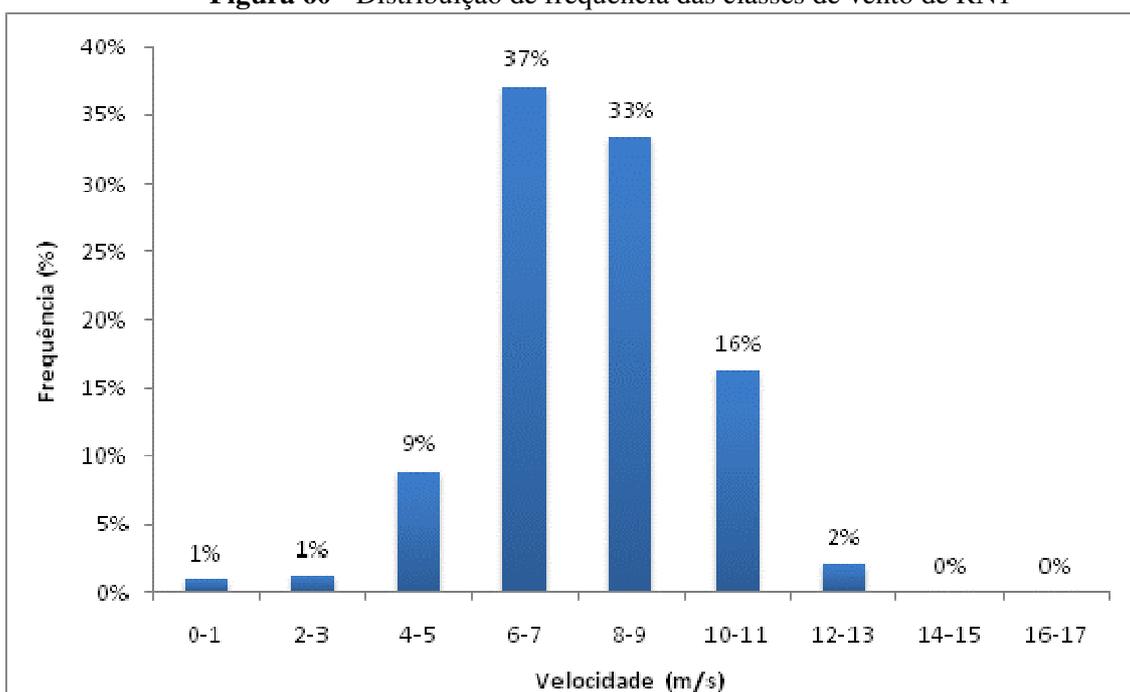
Figura 59 - Rosa dos ventos parque eólico CE1 - Dez/2012, 13, 14 e 15



4.3.2 Regime dos ventos do Rio Grande do Norte - RN1

A seguir são apresentadas as rosas dos ventos de cada período do dia do parque eólico RN1. O período de análise foi de 24/09/2011 a 15/09/2016. De acordo com a análise realizada a direção predominante é este-sudeste (115° a 125°) e a velocidade média do período foi de 7,7 m/s. A Figura 60 mostra a distribuição de frequência da velocidade de vento.

Figura 60 - Distribuição de frequência das classes de vento de RN1



Verificou-se uma maior ocorrência de velocidades entre 6 e 9 m/s com uma frequência de ocorrência de 70%. As velocidades de 10 e 11 m/s também apresentaram uma frequência de ocorrência elevada, cerca 16%. Figura 61 apresenta a rosa dos ventos todo o período analisado.

A Tabela 20 apresenta a velocidade média mensal do vento em RN1. Observa-se que os meses de janeiro a maio apresentam a menor velocidade média do vento com valores médios em torno de 7 m/s. Porém, os meses de julho a novembro, apresentam velocidade mais elevadas, acima de 8 m/s.

Tabela 20 - Velocidade média do vento em RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016.

Mês	Vel. média de RN1(m/s)
Janeiro	6,76
Fevereiro	7,24
Março	6,98
Abril	6,65
Maio	6,96
Junho	7,28
Julho	8,01
Agosto	8,81
Setembro	8,61
Outubro	8,52
Novembro	8,10
Dezembro	7,60

A Figura 62 apresenta a rosa dos ventos para o período da madrugada (0 às 5h). A Figura 63 apresenta a rosa dos ventos para o período da manhã (6 às 11h). A Figura 64 apresenta a rosa dos ventos para o período da tarde (12 às 17h) e a Figura 65 apresenta a rosa dos ventos para o período da noite (18 às 23h).

Figura 61 - Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 0 às 23h

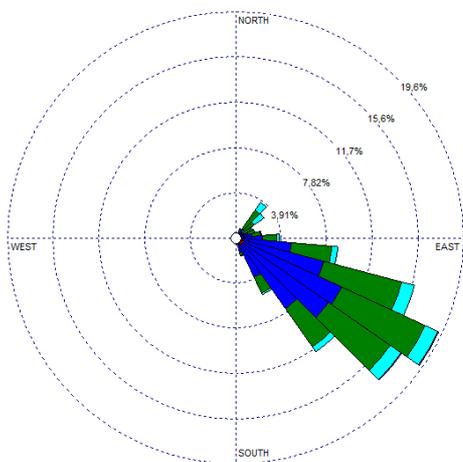


Figura 62 - Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 0 às 5h

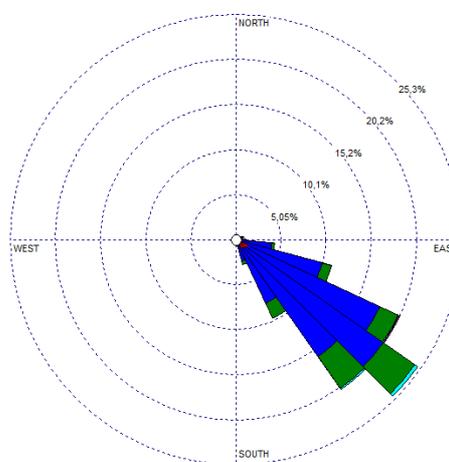


Figura 63 - Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 6 às 11 h

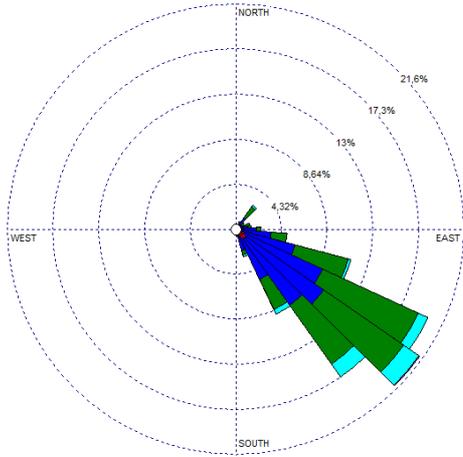


Figura 66 - Rosa dos ventos parque eólico RN1 - período úmido (fev a mai), 0 às 23h

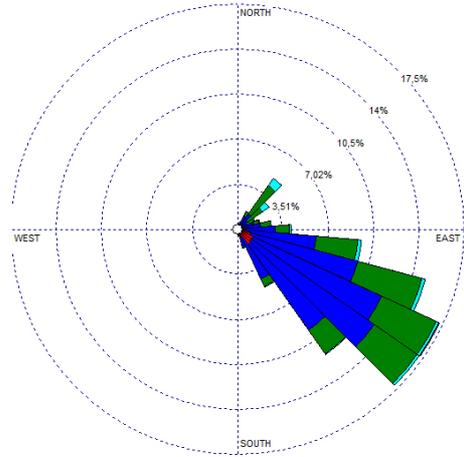


Figura 64 - Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 12 às 17 h

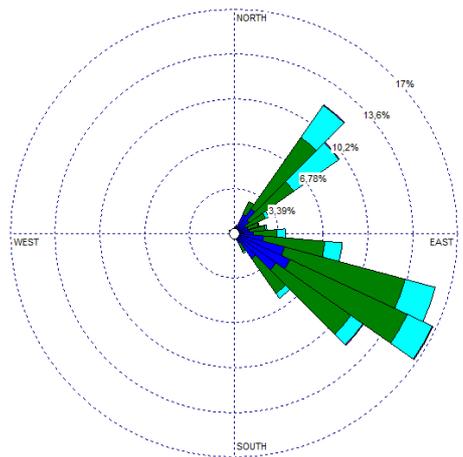


Figura 67 - Rosa dos ventos parque eólico RN1 - período seco (ago a dez), 0 às 23h

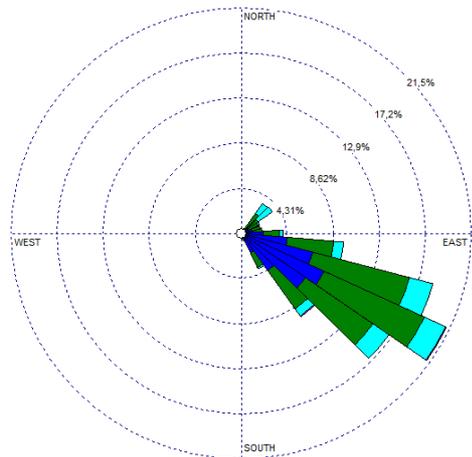
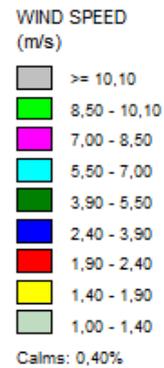
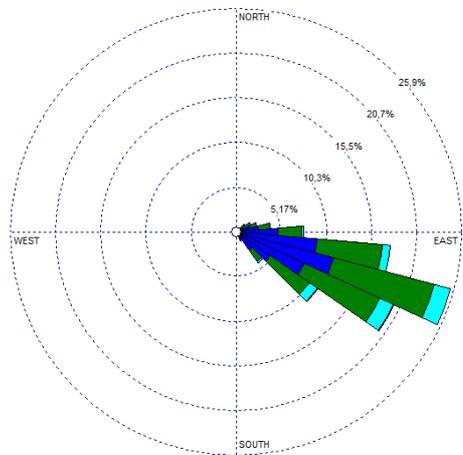


Figura 65 - Rosa dos ventos parque eólico RN1 - 24/09/2011 a 15/09/2016, 18 às 23h



Durante todo o dia, a direção predominante do vento é este-sudeste, devido à circulação de grande escala dos alísios. Porém, no período de 12 às 17h há uma mudança na direção predominante, que passa a ser nordeste, que coincide com o período do dia em que a diferença de temperatura entre o continente e oceano é máxima dando origem a brisa marítima (Figura 64). Esse fato está relacionado à dominância da brisa marítima que comanda a circulação e não os alísios. Os ventos alísios voltam a se intensificar às 18h, quando a direção este-sudeste predomina novamente.

Assim como no Ceará, a velocidade média do vento apresentou valores mais elevados durante o período da tarde (12 às 17h) e valores reduzidos no período da madrugada (0 às 5h). Ao comparar o período úmido e seco não são observadas mudanças significativas na direção do vento que permanece de este-sudeste.

Em RN1, a direção predominante do vento é este-sudeste. Em CE1, a direção predominante é de este. Nos dois parques analisados, a velocidade do vento apresenta uma maior intensidade no período seco e uma menor intensidade no período úmido. Em termos de sazonalidade, sobressaem os ventos mais intensos na segunda metade do ano.

4.4 AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DOS FENÔMENOS ENOS E DIPOLO DO ATLÂNTICO NO REGIME DE VENTOS E PRECIPITAÇÃO

Neste item são apresentadas as correlações obtidas entre as anomalias da Temperatura da Superfície do Mar dos oceanos Pacífico e Atlântico, analisando-se a sua influência nos regimes de ventos e precipitação da área de estudo.

4.4.1 Influência no regime de ventos

A Tabela 21 apresenta as correlações de Pearson obtidas entre as anomalias de TSM para as regiões dos oceanos Atlântico e Pacífico e a intensidade do vento nos níveis de 10 metros (V10), 850 hPa (V850 mb) e 1000 hPa (V1000) dos parques eólicos RN1 e CE1, localizados nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, respectivamente. As correlações que apresentam significância estatística de 1% e 5% estão destacadas na Tabela 25.

Tabela 21 - Correlação entre regime de ventos e os índices oceânicos do Pacífico e Atlântico

Parques	Oceano Pacífico						Oceano Atlântico	
	Niño 1+2	Niño3	Niño 3.4	Niño 4	ION	IOS	TNA	TSA
RN1-V10	0,425**	0,434**	0,371**	0,392**	0,328**	-0,369	0,578**	-0,087
CE1-V10	0,461**	0,458**	0,379**	0,407**	0,311*	-0,348	0,541**	-0,014
RN1-V850	0,121	0,121	0,075	0,054	0,123	-0,171	0,060	-0,283
CE1-V850	0,121	0,121	0,075	0,054	0,123	-0,171	0,060	-0,283
RN1-V1000	0,321**	0,335**	0,285*	0,302*	0,264*	-0,260	0,437**	-0,104
CE1-V1000	0,321**	0,335**	0,285*	0,302*	0,264*	-0,260	0,437**	-0,104

** correlação significativa no nível 0,01 * correlação é significativa no nível 0,05 (2 extremidades)

As correlações entre o regime de ventos a 10 m e os índices oceânicos do Pacífico variaram de 0,311 (ION) a 0,434 (Niño 3). Tanto para o Ceará, quanto para o Rio Grande do Norte, as regiões do Niño 1+2 e Niño 3 apresentaram as correlações positivas mais elevadas. As correlações obtidas mostram que um aumento da temperatura da superfície do mar nas regiões do Niño 1+2 e Niño 3 provoca uma intensificação na velocidade dos ventos na região litorânea do Rio Grande do Norte e Ceará.

Ao analisar as regiões climáticas Niño 1+2, Niño 3, Niño 3.4, Niño 4 e o índice ION, observa-se uma maior correlação linear positiva, com significância estatística, da velocidade do vento nos níveis 10 m e 1000 hPa, ou seja, o aumento da temperatura do oceano Pacífico,

especificamente, nas regiões de Niño 1+2 e Niño 3, provoca uma intensificação na velocidade dos ventos da área de estudo.

Em relação ao Dipolo do Atlântico, verifica-se uma maior influência do oceano Atlântico Norte, cuja correlação foi de 0,578 para RN1 e de 0,541 para CE1, ou seja, o aumento da TSM nesta região provoca uma intensificação na velocidade dos ventos. Quando a TSM do Atlântico Norte está mais aquecida que o Atlântico Sul, a pressão ao nível do mar (PNM) é mais baixa do que a média sobre o Atlântico Norte e mais alta do que a média sobre o Atlântico Sul. Consequentemente, os ventos alísios de Sudeste são mais intensos do que a média e os ventos alísios de Nordeste mais enfraquecidos. As correlações obtidas com o Atlântico Sul apresentaram valores negativos, porém sem significância estatística, variando de -0,014 a -0,283.

Para os demais níveis, 850 hPa e 1000 hPa, as correlações obtidas para o Rio Grande do Norte e Ceará foram idênticas. Para o nível de 850 hPa, as correlações obtidas foram baixas, variando de -0,171 a 0,121. Para o nível de 1000 hPa as correlações foram mais elevadas e variaram de -0,104 a 0,437. Assim como no nível de 10 m, as regiões do Niño 1+2 e Niño 3 apresentaram correlações positivas. Porém, verifica-se uma correlação maior com o Atlântico Norte, cuja correlação foi 0,437, ou seja, um aumento da TSM nesta região provoca uma intensificação na velocidade dos ventos em RN1 e CE1.

O regime de ventos para os três níveis apresentou correlação negativa com os índices IOS e TSA, ou seja, o aumento da TSM do Atlântico Sul provoca uma redução da velocidade dos ventos na região litorânea do Ceará e Rio Grande do Norte. As correlações dos níveis 850 hPa apresentaram correlação positiva com a maioria dos índices, exceto o IOS e TSA, porém sem significância estatística.

Nenhuma correlação negativa alta foi encontrada, ou seja, não há uma relação inversa entre as alterações na TSM do Pacífico e do Atlântico e a velocidade do vento sobre o Nordeste brasileiro, segundo os dados de reanálise do NCEP. Os índices TNA, Niño 3, Niño 1+2 e Niño 3.4 foram os que apresentaram maior correlação com a velocidade do vento no Nordeste. Resultados semelhantes foram obtidos por Oliveira (2007), que analisou a influência da circulação geral sobre o potencial eólico do Nordeste Brasileiro.

Além da correlação anual entre o regime de ventos e os índices oceânicos do Pacífico e Atlântico, também foram realizadas análises mensais, cujo detalhamento é apresentado no Apêndice C.

De acordo com a análise mensal, a velocidade do vento e os índices do Oceano Atlântico das bacias Norte (TNA) apresentaram correlações significativas positivas, tanto no primeiro semestre (fevereiro-junho), quanto no segundo semestre (julho-setembro). As correlações mais significativas foram encontradas no primeiro semestre, nos meses de fevereiro a maio, tanto nas correlações com os índices de Niño, como nas correlações com o Dipolo.

4.4.2 Influência no regime de precipitação

A Tabela 22 apresenta as correlações entre a precipitação (dados de reanálise) e os índices oceânicos do Pacífico e do Atlântico. Ressalta-se que quanto mais perto de 1/-1 for o valor da correlação, maior é a influência que a anomalia de TSM exerce sobre a região de estudo.

Tabela 22 - Correlação entre a precipitação e os índices oceânicos do Pacífico e Atlântico

Parque	Oceano Pacífico						Oceano Atlântico	
	Niño 1+2	Niño3	Niño 3.4	Niño 4	ION	IOS	TNA	TSA
PREC-RN1	-0,428	-0,448**	-0,350*	-0,271	-0,359*	0,367*	-0,402*	0,238
PREC-CE1	-0,425**	-0,376*	-0,230	-0,105	-0,277	0,272	-0,429**	0,299

** correlação significativa no nível 0,01 * correlação é significativa no nível 0,05 (2 extremidades)

De acordo com os resultados da Tabela 26, verifica-se que tanto o Oceano Pacífico quanto o Atlântico influenciam no regime da precipitação na área de estudo. As regiões do Pacífico Niño 1+2, Niño 3 e a região do Atlântico Norte apresentaram as maiores correlações negativas com a precipitação, ou seja, o aumento da TSM nessas regiões provoca uma redução na precipitação na região litorânea do Ceará e Rio Grande do Norte. Assis (2016) utilizando a mesma metodologia obteve maior influência do oceano Pacífico na precipitação da região semiárida do Nordeste do Brasil.

Os índices Niño 3.4, Niño 4 e ION, em menor intensidade, também apresentaram correlação negativa com a precipitação para o Rio Grande do Norte e Ceará. Em relação à influência do Oceano Atlântico, verificou-se uma maior correlação com o Atlântico Norte. A TSA apresentou uma correlação positiva, porém sem significância estatística.

Estudo realizado por Moura et al. (2009) para o período de 1945 a 1985, apresentou resultados semelhantes em relação a influência do Atlântico e Pacífico sobre as chuvas do setor leste do Nordeste do Brasil, sendo a correlação do Atlântico maior, principalmente, na área do Dipolo.

A Tabela 23 apresenta a correlação entre os índices climáticos (item 4.2) e oceânicos do Pacífico e Atlântico. Os índices oceânicos Niño 1+2, Niño 3, Niño 3.4, Niño 4 e ION, medidos no Pacífico, apresentam maior correlação linear negativa com os índices climáticos de precipitação. Porém, o índice IOS também medido no Pacífico, indica sinais contrários, com predominância de correlação linear positiva. Na anomalia de TSM do oceano Atlântico, TNA, do mesmo modo que as regiões do Pacífico, obteve-se predominância de anomalias negativas, já a região TSA, do Atlântico, apresenta predominância de correlações positivas, porém sem significância estatística.

Tabela 23 - Correlação entre os índices climáticos e oceânicos do Pacífico e Atlântico

Índices climáticos Aracati	Oceano Pacífico						Oceano Atlântico	
	Niño 1+2	Niño3	Niño 3.4	Niño 4	ION	IOS	TNA	TSA
PRECPTOT	-0,430**	-0,438**	-0,354*	-0,304	-0,346*	0,336*	-0,440**	0,275
CWD	-0,145	-0,089	-0,040	-0,009	-0,028	0,098	0,016	0,191
CDD	0,002	-0,028	0,011	0,035	-0,019	-0,083	0,148	-0,061
R99p	-0,255	-0,286	-0,227	-0,202	-0,204	0,119	-0,273	0,053
R95p	-0,280	-0,244	-0,162	-0,147	-0,135	0,091	-0,344*	0,140
RX5day	-0,407**	-0,412**	-0,370*	-0,339*	-0,353*	0,378*	-0,139	0,147
RX1day	-0,315*	-0,333*	-0,288	-0,243	-0,268	0,248	-0,183	0,070
R10	-0,388*	-0,424**	-0,362*	-0,328*	-0,365*	0,381*	-0,495**	0,244
R20	-0,488**	-0,533**	-0,467**	-0,418**	-0,448**	0,434**	-0,456**	0,233
R50	-0,350*	-0,270	-0,172	-0,150	-0,140	0,140	-0,326*	0,160

** Correlação é significativa no nível 0,01 (2 extremidades). * Correlação é significativa no nível 0,05 (2 extremidades).

Ao analisar as anomalias de TSM nas regiões de Niño, observa-se as maiores correlações negativas, com significância estatística, com os índices climáticos PRECPTOT, RX5day, RX1day, R10 e R20, indicando que quando a TSM aumenta, há uma redução na precipitação total anual, e, conseqüentemente, tendência negativa desses índices. Silva et al. (2011) encontrou resultados semelhantes em estudo realizado para a região semiárida de Pernambuco, onde constata que as correlações da precipitação com o Oceano Pacífico foram negativas para todos os índices estudados, implicando, assim, uma influência negativa nas chuvas na região semiárida de Pernambuco.

Em relação as correlações negativas entre o Atlântico Norte e os índices climáticos, Servain (1991) afirma que o dipolo de TSM do Atlântico Tropical apresenta correlações fortemente

negativas com as precipitações da região Norte de Nordeste. O dipolo de TSM do Atlântico tropical constitui um bom indicador da qualidade da estação chuvosa nessa região, especialmente em anos de condições neutras sobre o Pacífico. Marengo et al. (2011) afirma que o padrão do dipolo do Atlântico Tropical propicia a ocorrência de gradientes meridionais de anomalias de TSM, os quais afetam, sobremaneira, a posição latitudinal da ZCIT, modulando a distribuição sazonal da precipitação pluviométrica sobre o Atlântico Equatorial, na parte norte do Nordeste do Brasil.

4.5 AVALIAÇÃO DA CORRELAÇÃO ENTRE A GERAÇÃO EÓLICA E AS VARIÁVEIS MATEOROLÓGICAS

4.5.1 Geração eólica verificada x variáveis meteorológicas observadas

A análise de correlação efetuada entre os dados médios diários da geração eólica de CE1 e as variáveis climáticas da estação de Trairi mostrou que existe uma forte correlação positiva da geração eólica com a velocidade do vento (0,97), bem como uma correlação negativa moderada com a precipitação verificada (-0,41) e com a umidade relativa do ar (-0,44), conforme apresentado na Tabela 24.

Tabela 24 - Análise da correlação entre a geração eólica e as variáveis meteorológicas

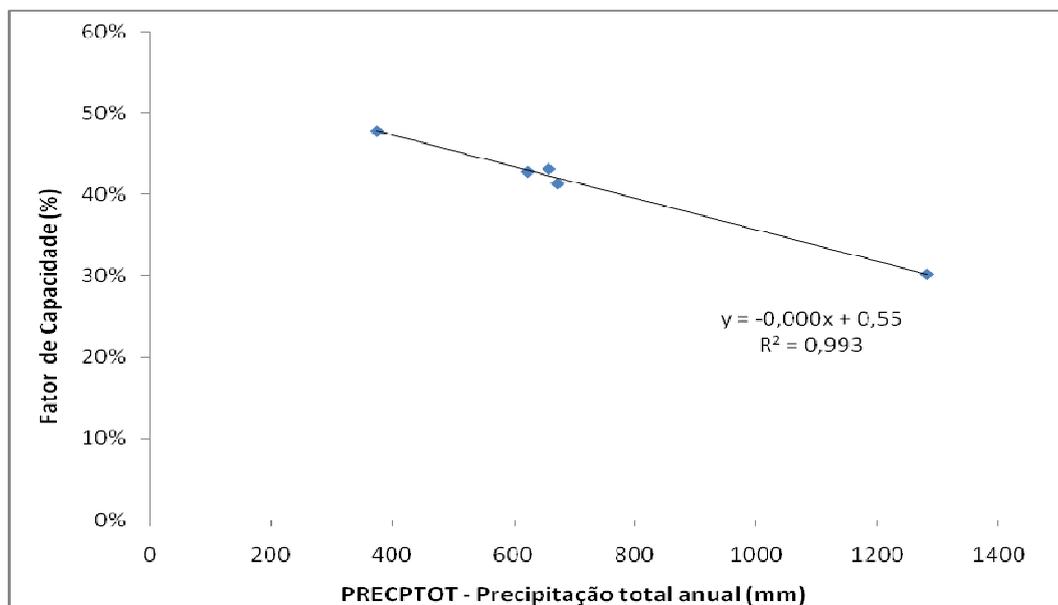
Variáveis	Geração	Vel. verificada	Prec. verificada	Pressão do ar	Temperatura do ar	Umidade relativa
Geração	1					
Vel. verificada	0,96914	1				
Prec. verificada	-0,40850	-0,45272	1			
Pressão do ar	0,28909	0,29104	-0,17716	1		
Temperatura do ar	0,06320	0,08476	-0,10780	-0,05078	1	
Umidade relativa	-0,44554	-0,46788	0,28299	0,17250	-0,31813	1

A velocidade verificada também apresentou uma correlação negativa moderada com a precipitação (-0,45) e umidade relativa do ar (-0,47), ou seja, verifica-se uma redução da geração eólica com o aumento da precipitação e umidade. As demais variáveis apresentaram correlação fraca ou inexistente. Visando um melhor entendimento da relação existente entre a geração eólica, velocidade do vento e precipitação foram realizadas as análises apresentadas a seguir.

A Figura 68 apresenta a relação entre o índice PRCPTOT de Aracati e o fator de capacidade de CE3 para o período de 2011 a 2015. Verificou-se uma redução do fator de capacidade com

o aumento do volume anual precipitado. A relação entre o índice PRCPTOT de Trairi e o fator de capacidade de CE1 não foi calculada devido a ausência de um histórico maior de dados de geração eólica verificada.

Figura 68 - Relação entre o índice PRCPTOT de Aracati x fator de capacidade de CE3 para o período de 2011 a 2015



4.5.2 Geração eólica verificada x velocidade do vento observada

A Figura 69 ilustra a relação entre a geração e a velocidade do vento média diária para todo o período analisado (29/03/2014 a 30/05/2016) de CE1. A Figura 70 e a Figura 71 ilustram a relação para os períodos úmido e seco, respectivamente.

Figura 69 - Relação entre a velocidade do vento e a geração eólica para todo o período

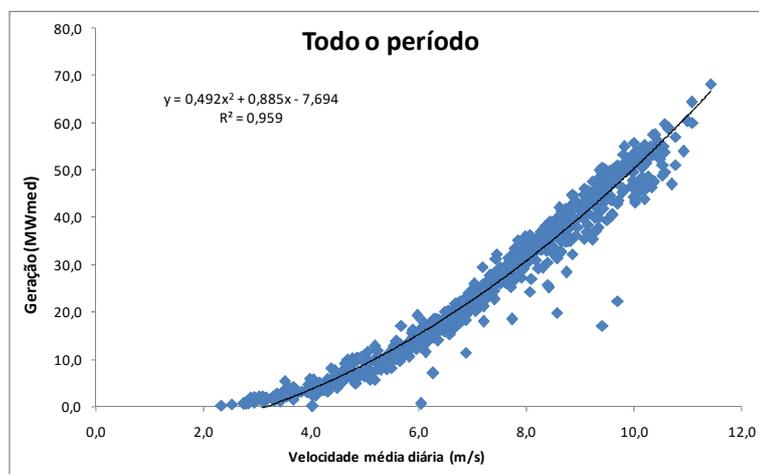
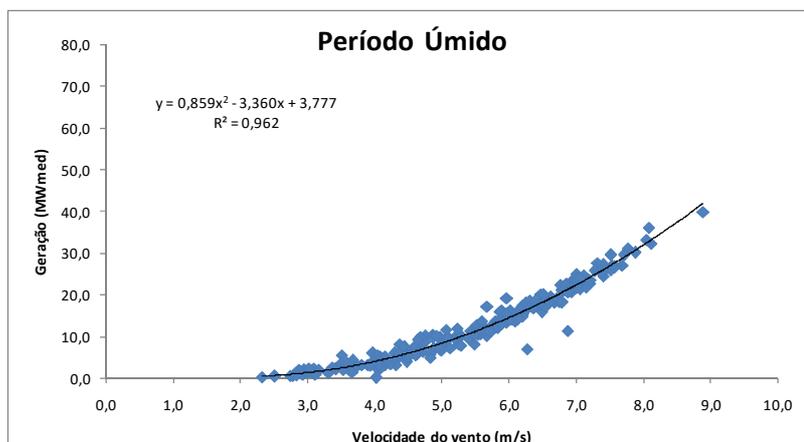
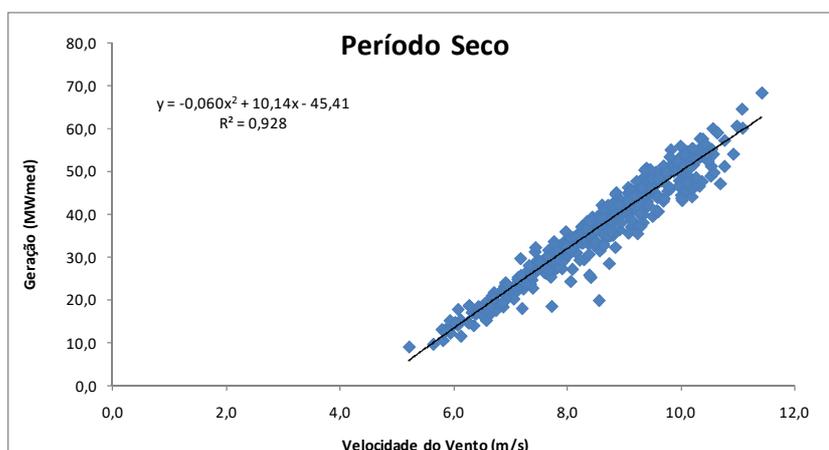


Figura 70 - Relação entre a velocidade do vento e a geração eólica no período úmido**Figura 71** - Relação entre a velocidade do vento e a geração eólica no período seco

Conforme esperado, as Figuras 69, 70 e 71 ilustram a boa relação entre os dados verificados de geração eólica e velocidade do vento média diária. Os coeficientes de correlação obtidos ficaram acima de 0,9 com valores de 0,959 para todo o período; 0,928 para o período seco e de 0,962 para o período úmido. Observa-se que a velocidade do vento é mais baixa no período úmido.

4.5.3 Geração eólica verificada x velocidade do vento prevista

As Figuras 72, 73 e 74 ilustram a relação entre a geração verificada e a velocidade média diária prevista para todo o período, bem como para os períodos úmido e seco.

Figura 72 - Relação entre geração verificada x velocidade média diária prevista - todo o período

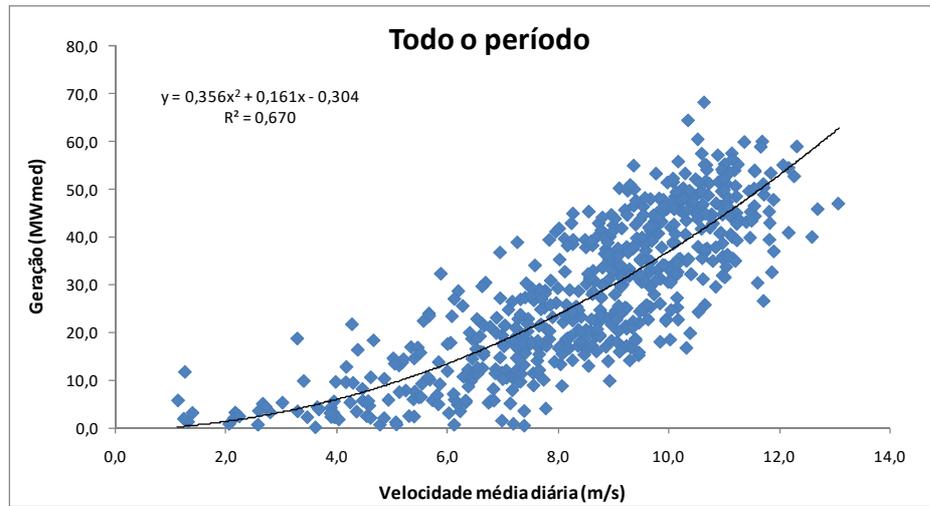


Figura 73 - Relação entre geração verificada x velocidade média diária prevista - período úmido

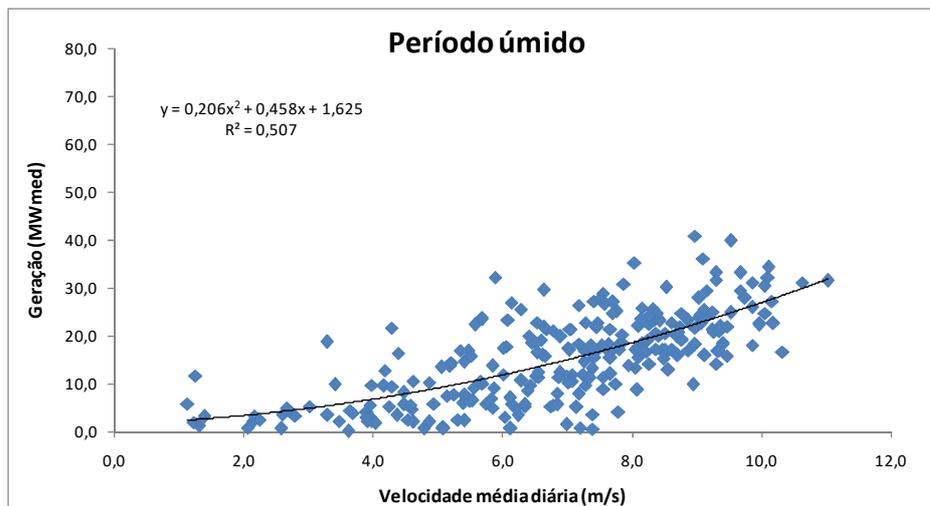
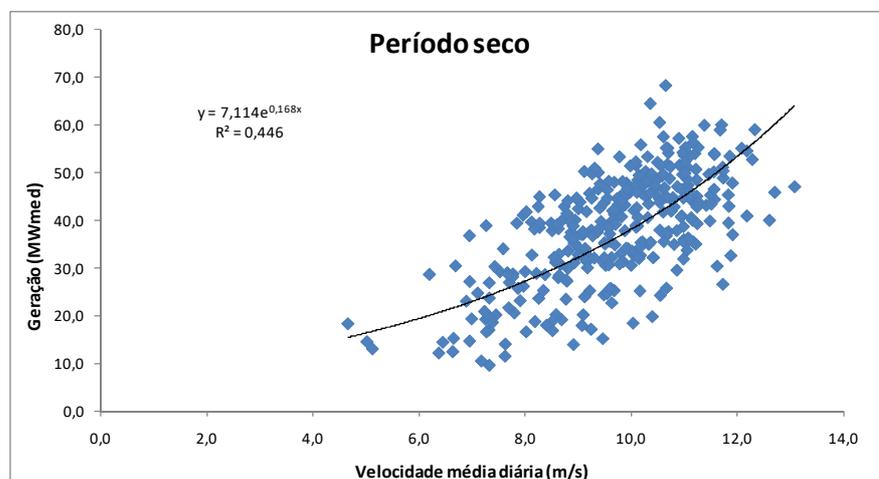


Figura 74 - Relação entre geração verificada x velocidade média diária prevista - período seco

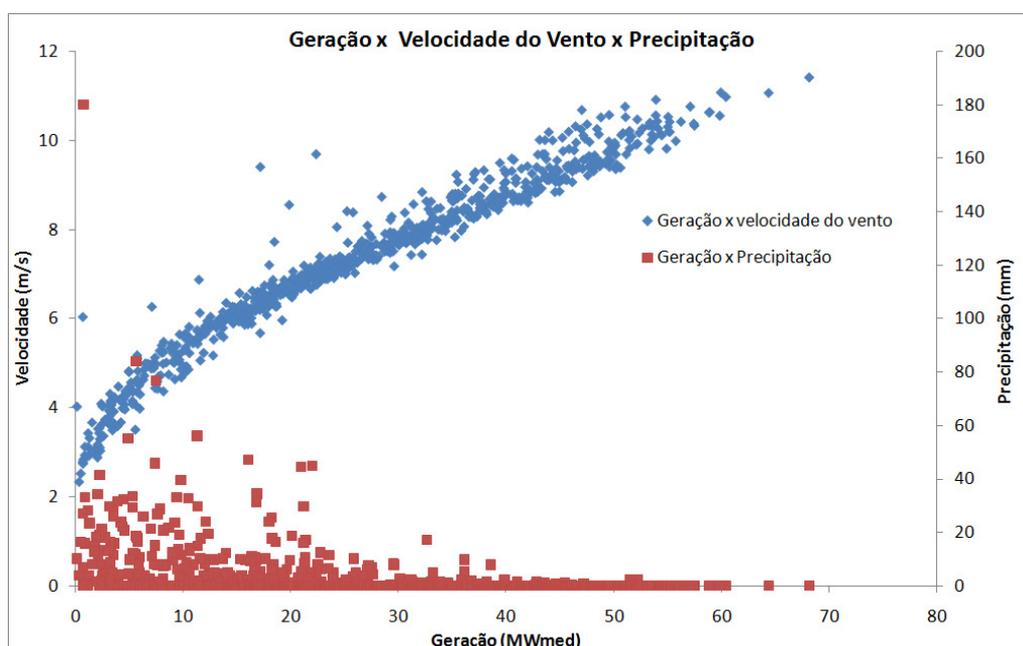


A análise da relação entre a geração eólica verificada e a velocidade do vento prevista mostrou que existe uma dispersão muito grande entre os dados, diferentemente do que se observa entre os dados verificados de geração e velocidade do vento (Figuras 69, 70 e 71). Há uma dispersão elevada entre os dados previstos e verificados, tanto no período seco quanto no período úmido.

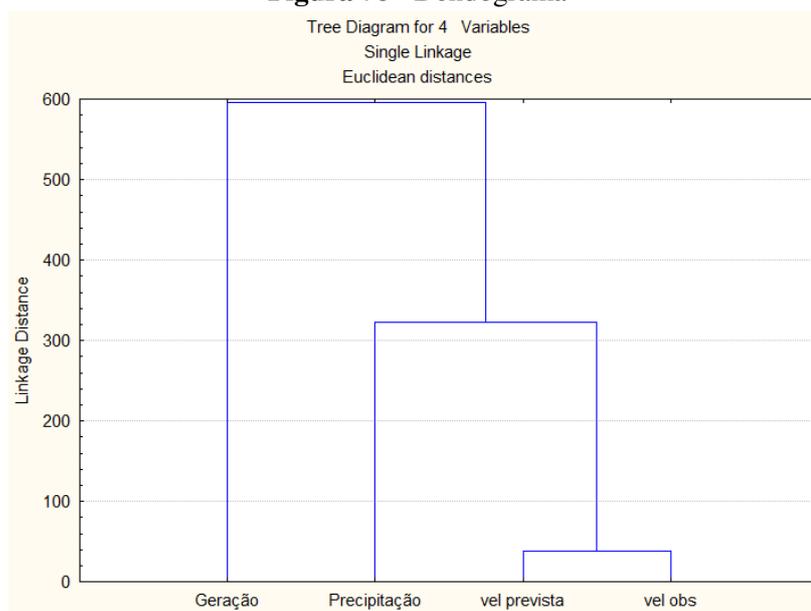
4.5.4 Geração x velocidade do vento x precipitação

A Figura 75 ilustra a relação entre a geração eólica média diária verificada x vento observado e precipitação observada de CE1 para o período de 29/03/2014 a 30/05/2016. Verifica-se que nos dias em que a precipitação diária foi mais elevada (acima de 20 mm), a velocidade média diária do vento ficou em torno de 6 m/s, conseqüentemente, nesses dias a geração eólica foi mais baixa.

Figura 75 - Relação entre a geração eólica, velocidade do vento e precipitação



A Figura 76 apresenta o dendograma elaborado com os dados de geração, precipitação, velocidade do vento prevista e velocidade do vento observada para todo período analisado (03/09/2014 a 30/05/2016).

Figura 76 - Dendograma

De acordo com a Figura 76, observa-se que as informações da velocidade prevista e observada estão bem agrupadas e o grupamento dessas duas variáveis se adere à precipitação observada. Por sua vez, a geração verificada se agrupa com o grupamento da precipitação e das velocidades prevista e verificada.

A seguir são apresentadas as curvas da geração eólica verificada x velocidade observada em dias com e sem chuva para o período de janeiro a maio/2015 e janeiro a maio/2016. A Figura 77 apresenta a velocidade do vento observada x geração verificada em dias sem chuva - jan a maio de 2015. A Figura 78 apresenta a velocidade do vento observada x geração verificada em dias com chuva - jan a maio de 2015.

Figura 77 - Vel. do vento observada x geração verificada em dias sem chuva - jan a maio de 2015

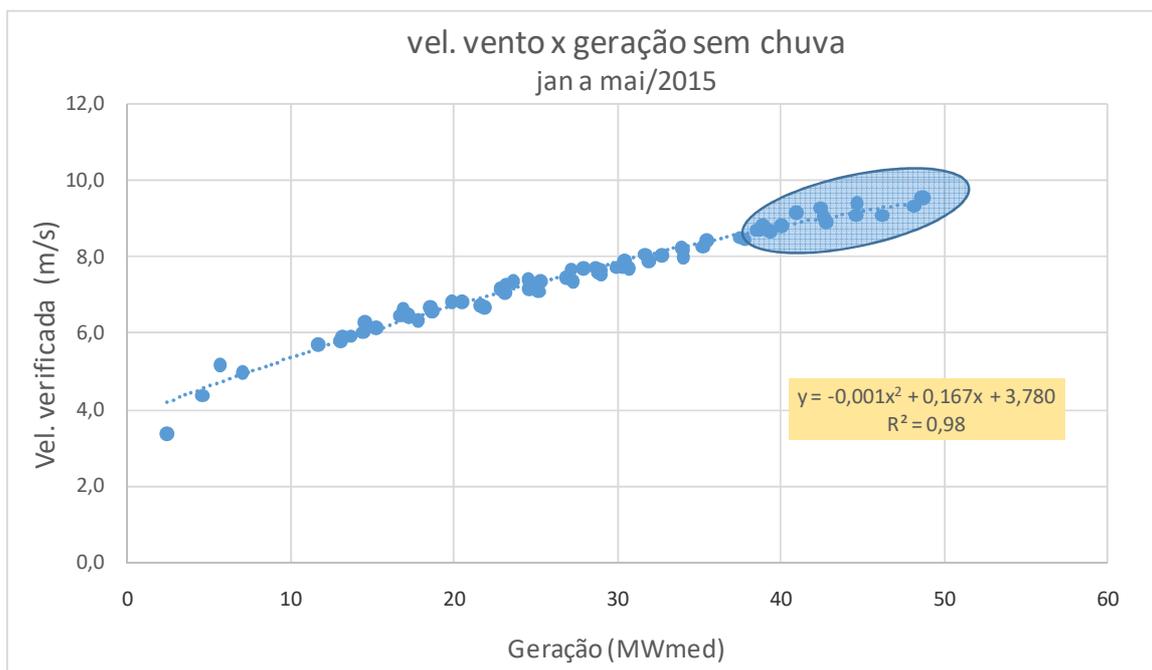
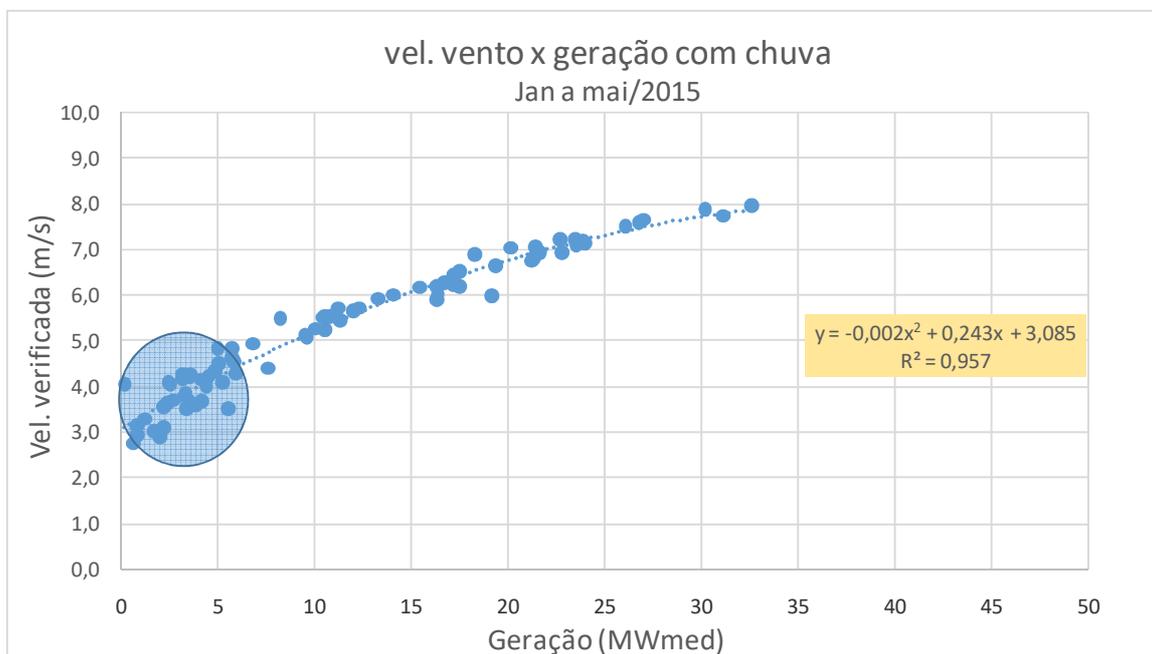


Figura 78 - Velocidade do vento observada x geração verificada em dias com chuva - jan a maio de 2015



Através da análise comparativa da Figura 77 e Figura 78, observa-se que nos dias sem chuva há uma frequência maior de velocidades superiores a 8 m/s, diferentemente do que se observa nos dias com chuva, onde há uma frequência maior de velocidades mais baixas que variam de

3 a 5 m/s. A ilustram a velocidade do vento observada x geração no período de jan a maio de 2016 para os dias sem chuva e com chuva, respectivamente.

Figura 79 - Velocidade do vento observada x geração verificada em dias sem chuva - jan a maio de 2016

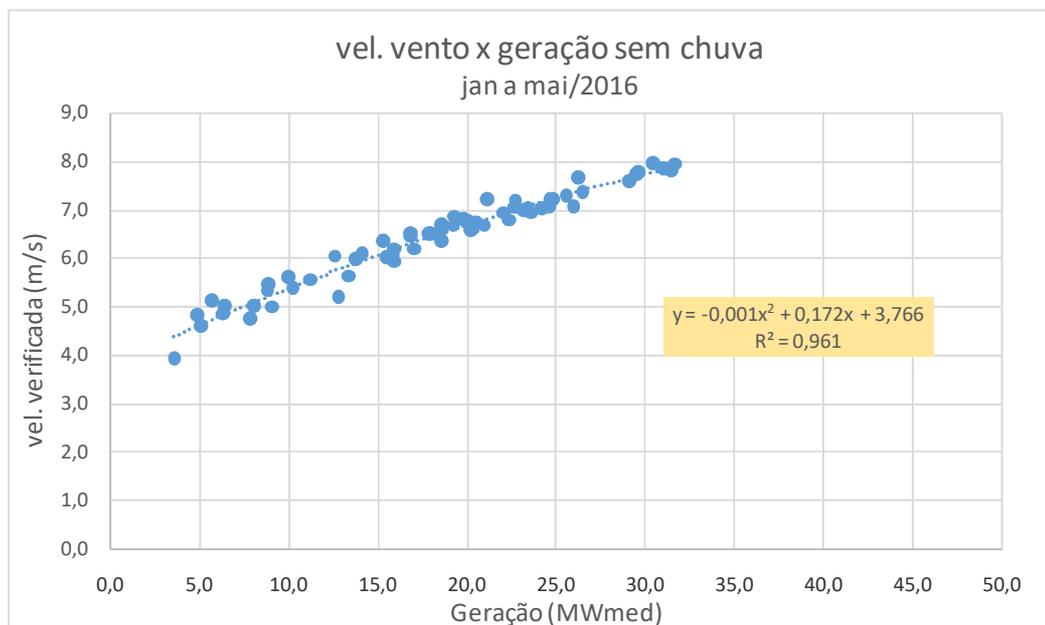
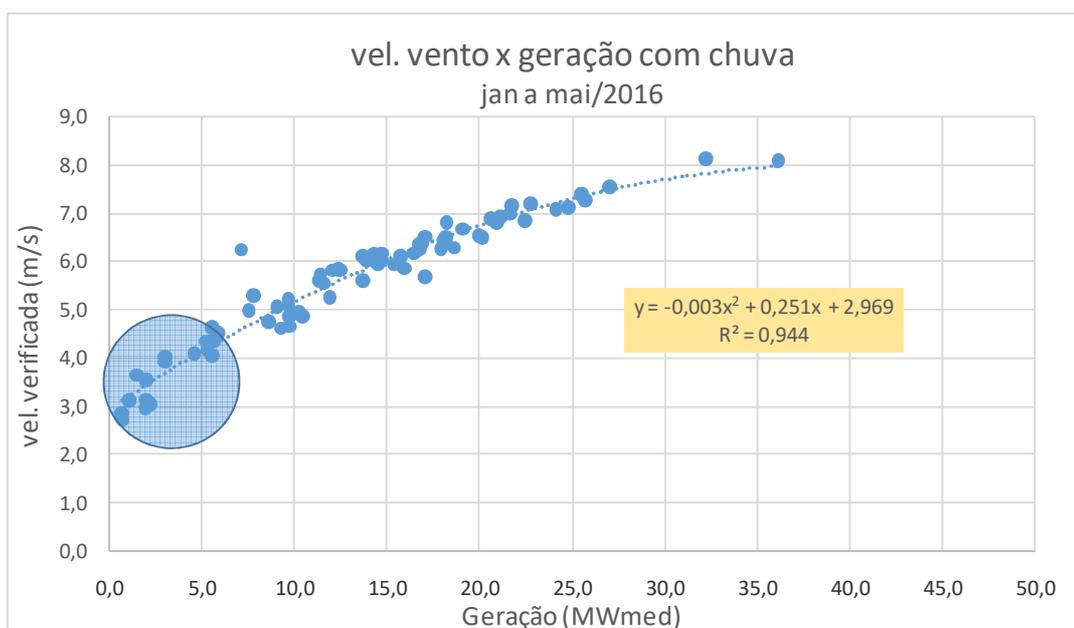


Figura 80 - Velocidade do vento observada x geração verificada em dias com chuva - jan a maio de 2016



Através da análise comparativa da Figura 79 e Figura 80 observa-se que nos dias com chuva há uma frequência maior de velocidades reduzidas que variam de 3 a 5 m/s. Diferentemente

do que aconteceu em 2015, os dias sem chuva não apresentaram velocidades superiores a 8 m/s. Ressalta-se que o ano de 2015 apresentou chuvas abaixo da média histórica, enquanto que em 2016 foram observadas chuvas acima da média histórica.

4.5.5 Geração eólica verificada x precipitação observada

A análise da relação entre a geração eólica e a precipitação observada foi realizada por meio de curvas de permanência do fator de capacidade para diferentes faixas de precipitação. A Figura 81 apresenta a curva de permanência do fator de capacidade da geração eólica para os dias com precipitação igual a zero. Verificou-se para uma frequência de ocorrência de 95%, FC máximo de 73%, médio de 47% e o mínimo de 15%. Nos dias com precipitação igual a 1 mm verificou-se um FC máximo de 65%, médio de 36% e o mínimo de 11%, conforme apresentado na Figura 82.

A Figura 83 apresenta a curva de permanência do fator de capacidade da geração eólica para os dias com precipitação entre 2 e 4 mm. Verificou-se para uma frequência de ocorrência de 95%, FC máximo de 55%, médio de 26% e o mínimo de 2%. Nos dias com precipitação entre 5 e 10 mm, verificou-se um FC máximo de 47%, médio de 14% e o mínimo de 1%, conforme apresentado na Figura 84.

A Figura 85 apresenta a curva de permanência do fator de capacidade para precipitação maior que 10 mm. Verificou-se para uma frequência de ocorrência de 95%, FC máximo de 37%, médio de 12% e o mínimo de 1%.

Figura 81 - Fator de capacidade da geração eólica para dias sem chuva

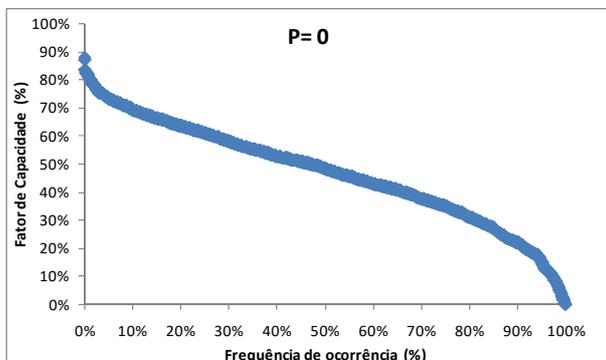


Figura 84 - Fator de capacidade da geração eólica para precipitação entre 5 a 10 mm

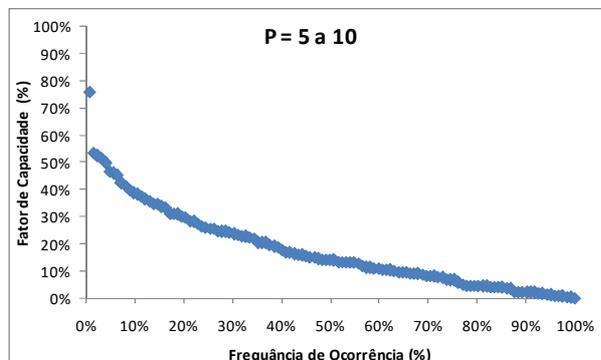


Figura 82 - Fator de capacidade da geração eólica para precipitação igual a 1 mm

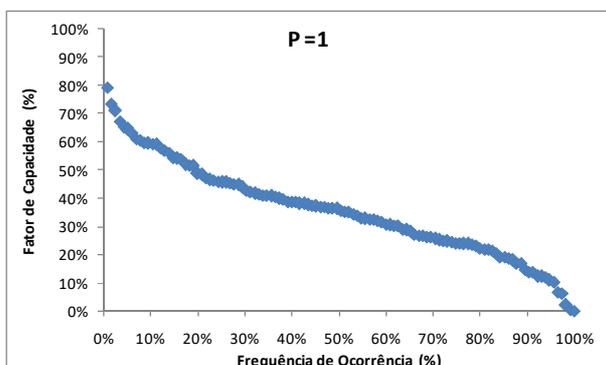


Figura 85 - Fator de capacidade da geração eólica para precipitação maior que 10 mm

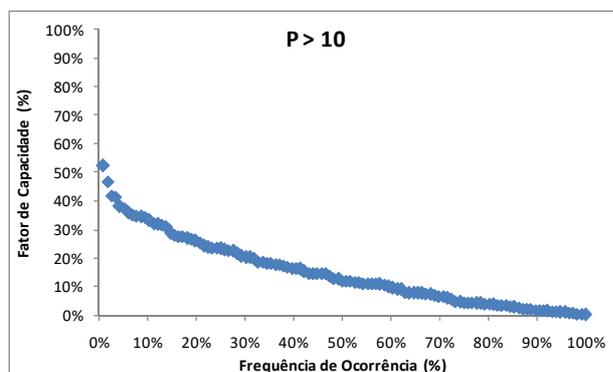
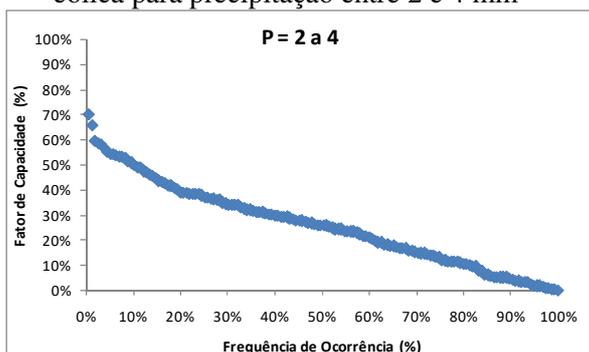


Figura 83 - Fator de capacidade da geração eólica para precipitação entre 2 e 4 mm



As curvas de permanência ilustram uma redução do fator de capacidade da geração eólica com o aumento da precipitação. Apresenta-se a seguir, de forma tabular e gráfica, o fator de capacidade mínimo, médio e máximo por faixa de precipitação para uma frequência de ocorrência de 95% (Figura 86 e Tabela 25), bem como para uma frequência de ocorrência de 90% (Figura 87 e Tabela 26).

Figura 86 - Fator de capacidade da geração eólica por faixa de precipitação para a frequência de ocorrência de 95%

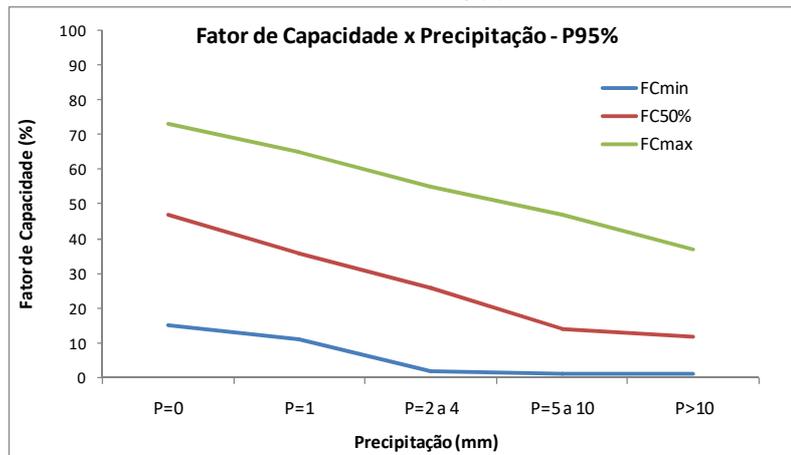


Figura 87 - Fator de capacidade da geração eólica por faixa de precipitação para a frequência de ocorrência de 90%

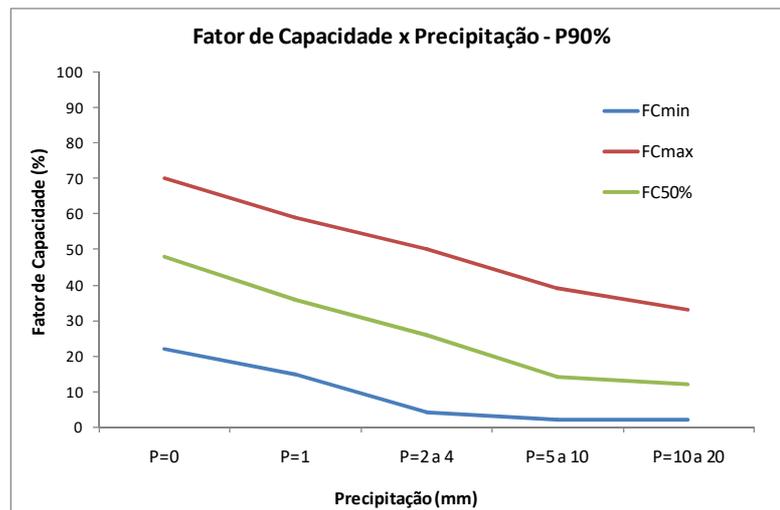


Tabela 25 - Fator de capacidade da geração eólica por faixa de precipitação para a frequência de ocorrência de 95%

FC	P=0	P=1	P=2 a 4	P=5 a 10	P>10
FCmin	15	11	2	1	1
FCmed	47	36	26	14	12
FCmax	73	65	55	47	37
n° dados	1476	115	155	122	116

Tabela 26 - Fator de capacidade da geração eólica por faixa de precipitação para a frequência de ocorrência de 90%

FC	P=0	P=1	P=2 a 4	P=5 a 10	P>10
FCmin	22	15	4	2	2
FCmed	48	36	26	14	12
FCmax	70	59	50	39	33
n° dados	1476	115	155	122	116

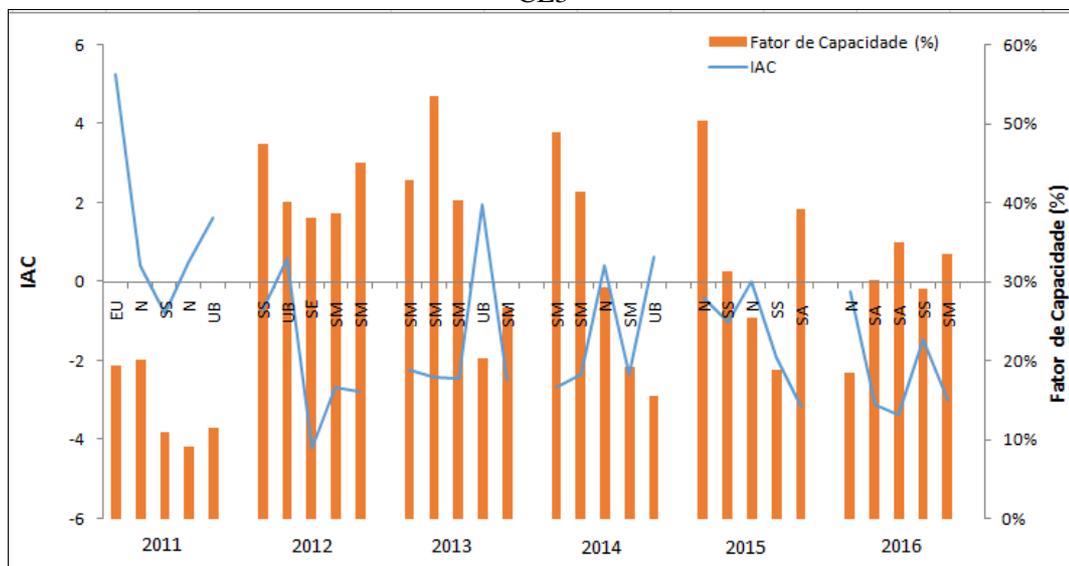
A análise realizada demonstra claramente uma redução do fator de capacidade com o aumento da precipitação.

4.6 ANÁLISE DA ENTRE O ÍNDICE DE ANOMALIA DE CHUVA E O FATOR DE CAPACIDADE DA GERAÇÃO EÓLICA

A chuva média mensal foi calculada com o histórico disponível da estação meteorológica de Aracati (CE), cujo período vai de janeiro/1974 a julho/2016. O fator de capacidade foi calculado através da relação entre a geração média verificada / capacidade instalada da usina eólica CE3, localizada a 7,5 km da estação meteorológica de Aracati.

Na Figura 88 são apresentados o fator de capacidade em percentual do parque eólico CE3 e o índice de anomalia de chuva da estação meteorológica de Aracati (CE) do período de janeiro a maio (quadra chuvosa) dos anos de 2011 a 2016.

Figura 88 - Relação entre o índice de anomalia de chuva e o fator de capacidade da geração eólica em CE3



Legenda: EU: extremamente úmido; UA: umidade alta; UM: umidade moderada; UB: umidade baixa; N: normal; SS: seca suave; SM: seca moderada; SA: seca alta; SE: seca extrema

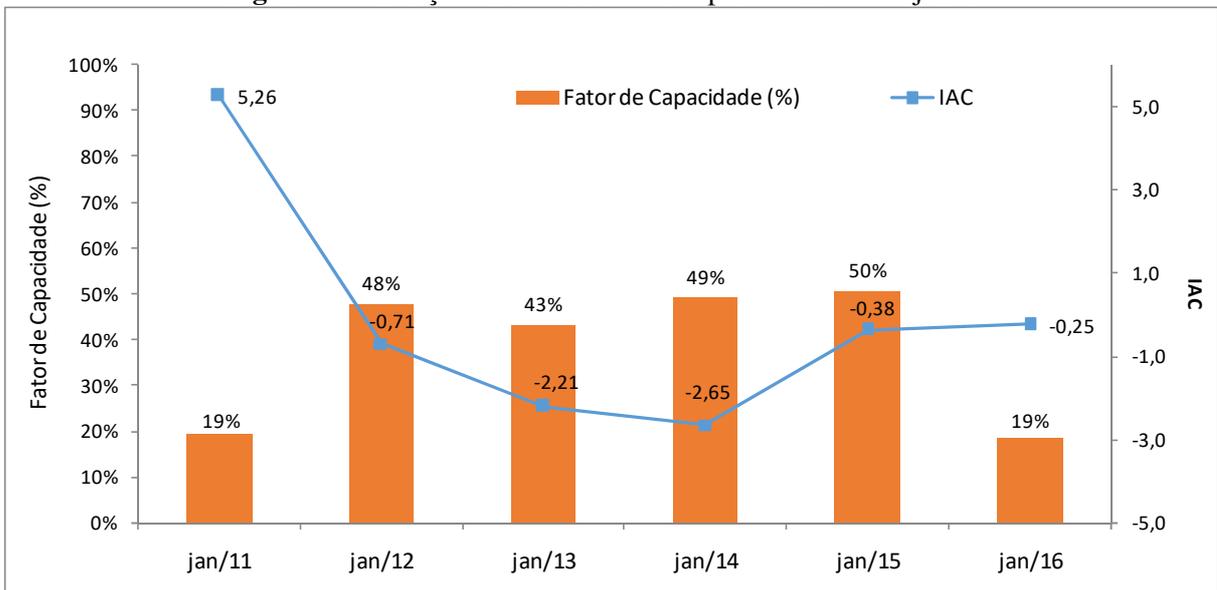
Em 2011, os meses de janeiro, fevereiro, abril e maio apresentaram anomalias positivas de precipitação e o FC médio do período foi de 14%. Em 2012, os meses de janeiro a maio apresentaram anomalias negativas de precipitação. O FC médio do período foi de 42%, ou seja, três vezes mais alto que o FC médio registrado em 2011.

Em 2013, os meses de janeiro, fevereiro, março e maio apresentaram anomalias negativas de precipitação e o FC médio foi de 41%. Em abril, a anomalia de precipitação foi positiva e o FC caiu para 20%. Em 2014, os meses de janeiro, fevereiro e abril apresentaram anomalia negativa de precipitação e o FC médio foi de 37%. Nos meses de março e maio/2014 com anomalia positiva de precipitação, o FC médio caiu para 22%.

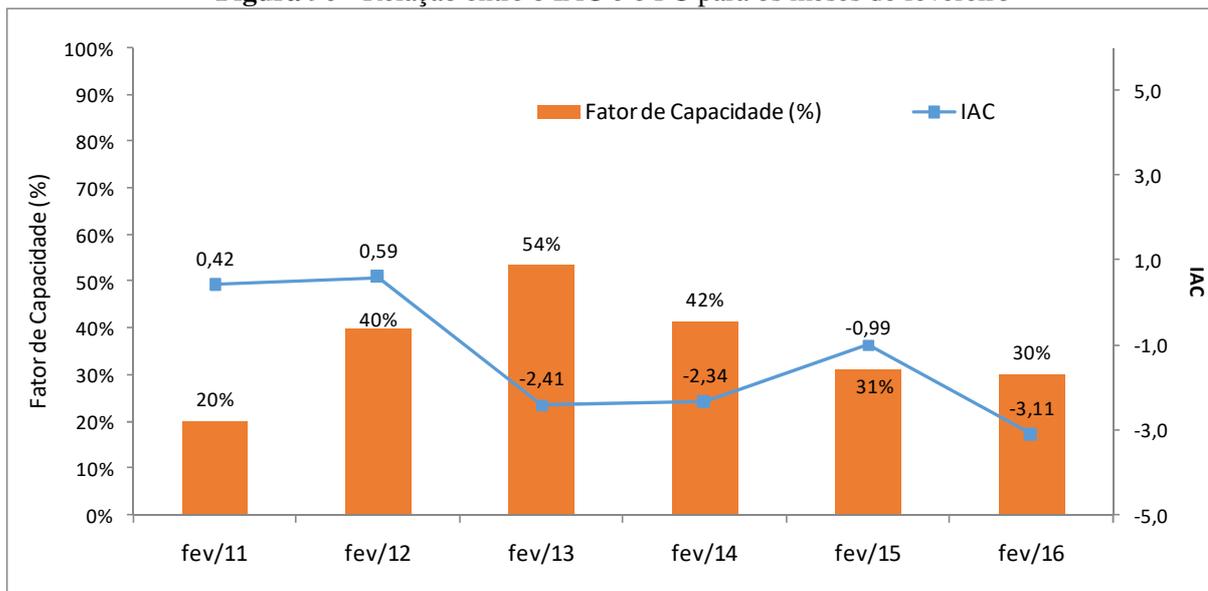
Em 2015, os meses de janeiro, fevereiro e março apresentaram precipitação próxima a média e o FC médio foi de 36%. Em maio, a anomalia de precipitação foi negativa e o FC médio subiu para 39%. Em 2016, o mês de janeiro apresentou anomalia de precipitação próxima à média, sendo o FC igual a 19%. Nos meses de fevereiro, março, abril e maio onde a anomalia de precipitação foi negativa, o FC médio foi de 32%.

A Figura 89 apresenta a relação entre o IAC e o FC para os meses de janeiro no período de 2011 a 2016. Verifica-se que nos anos de 2012 a 2015, o IAC foi negativo e o FC médio foi de 47%. Em 2011 e 2016, o FC foi de 19%. Porém, 2011 apresentou IAC positivo onde se verificou precipitação superior à média histórica. Em 2016, o IAC foi negativo, próximo ao que se verificou em 2015, porém o FC igual a 19%.

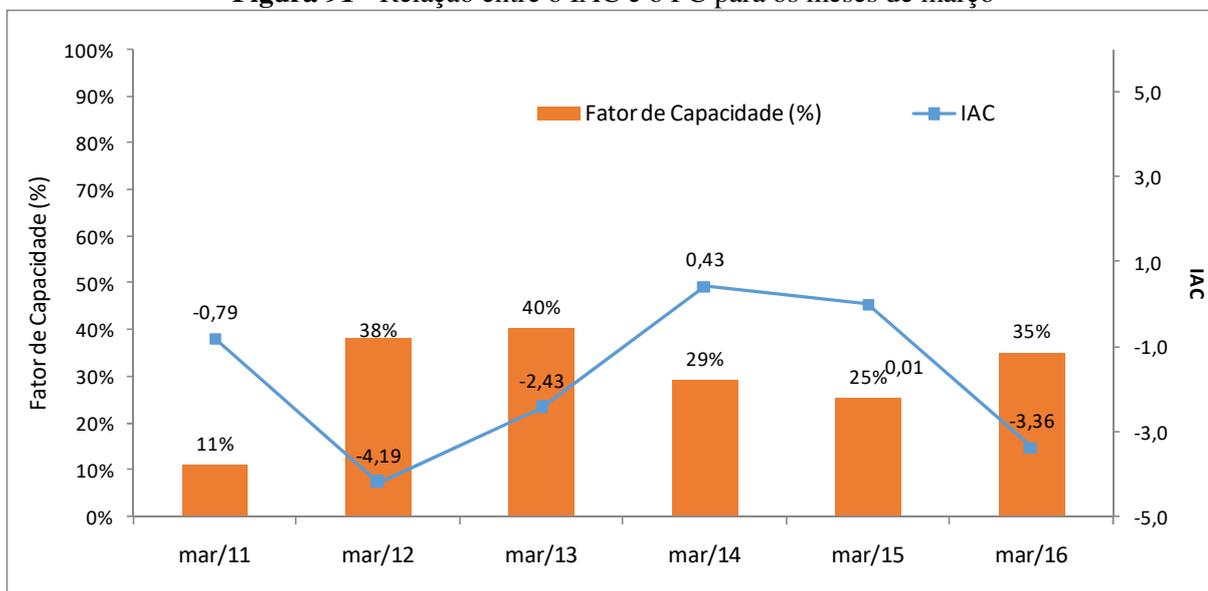
Figura 89 - Relação entre o IAC e o FC para os meses de janeiro



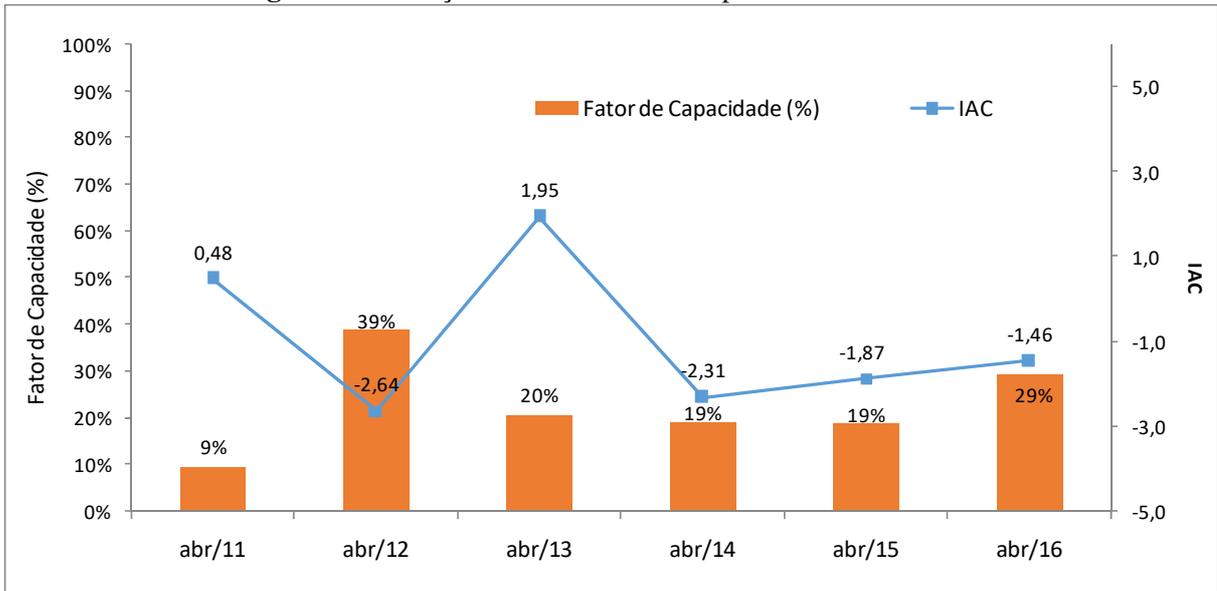
Em fevereiro para os anos de 2013 a 2016 (Figura 90), o IAC foi negativo e o FC médio foi de 39%. Os anos de 2011 e 2012 apresentaram valores semelhantes das anomalias positivas de precipitação. Em 2011, verificou-se uma redução no FC que ficou em torno de 20%. Porém, o FC em 2012 foi de 40%, próximo ao verificado em 2014, onde o IAC foi negativo.

Figura 90 - Relação entre o IAC e o FC para os meses de fevereiro

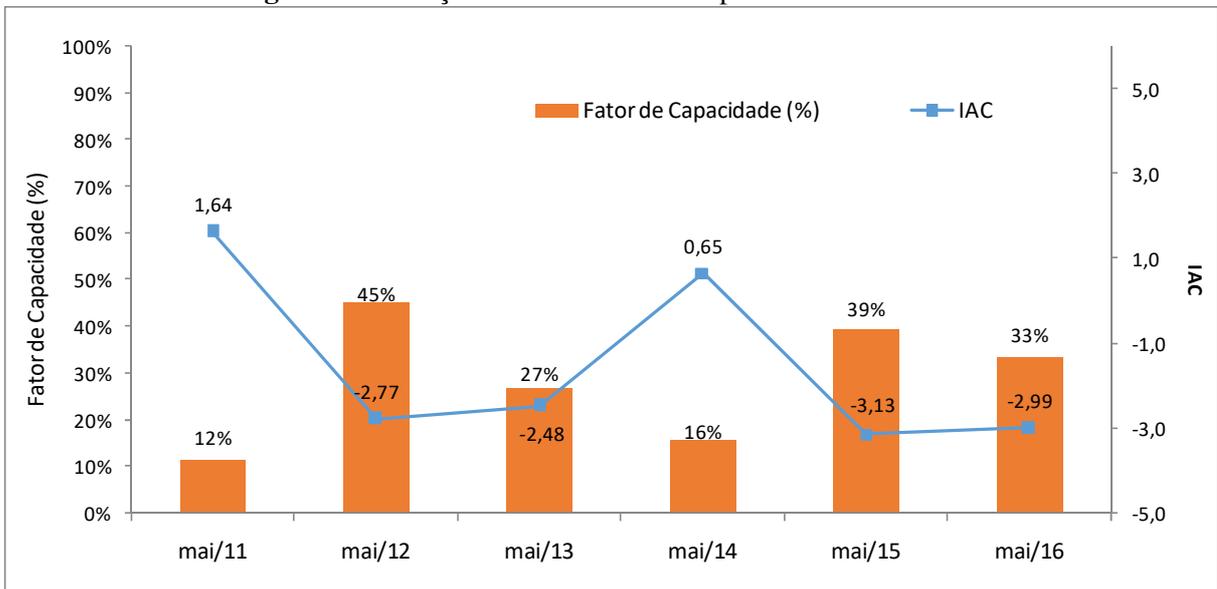
Em março, para os anos de 2012, 2013 e 2016, o IAC foi negativo e o FC médio foi de 38% (Figura 91). Nos anos de 2014 e 2015 o IAC ficou próximo a zero com chuvas próximo a média histórica e o FC médio foi de 27%. O ano de 2011 apesar de apresentar anomalia negativa de precipitação, o FC foi baixo e igual a 11%, ou seja, o menor valor do período analisado.

Figura 91 - Relação entre o IAC e o FC para os meses de março

Em abril, os anos de 2012, 2014, 2015 e 2016 apresentaram IAC negativo e o FC médio foi de 27%. Em 2011 e 2013 o IAC foi positivo e o FC verificado foi de 9% e 20%, respectivamente (Figura 92).

Figura 92 - Relação entre o IAC e o FC para os meses de abril

Em maio, os anos de 2012, 2013, 2015 e 2016 apresentaram IAC negativo e o FC médio foi de 36%. Em 2011 e 2014, o IAC foi positivo e o FC verificado foi de 12% e 16%, respectivamente (Figura 93).

Figura 93 - Relação entre o IAC e o FC para os meses de maio

A Figura 94 a Figura 98 mostra a correlação entre o IAC (eixo x) e o FC (eixo y) dos meses de janeiro a maio. Verifica-se que apenas o mês de maio apresentou uma correlação forte correlação linear com R^2 igual a 0,814. Os demais meses apresentaram uma fraca correlação linear.

Figura 94 - Relação entre IAC x FC nos meses de janeiro de 2011 a 2016

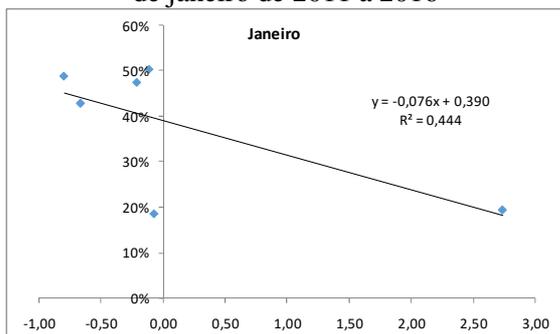


Figura 96 - Relação entre IAC x FC nos meses de fevereiro de 2011 a 2016

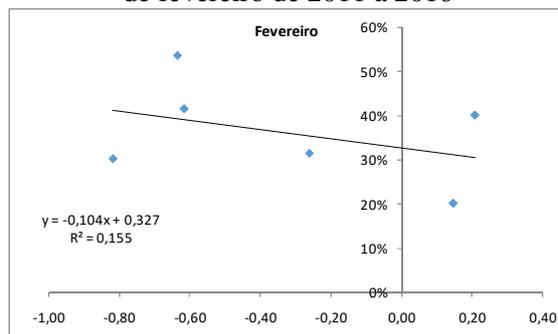


Figura 95 - Relação entre IAC x FC nos meses de março de 2011 a 2016

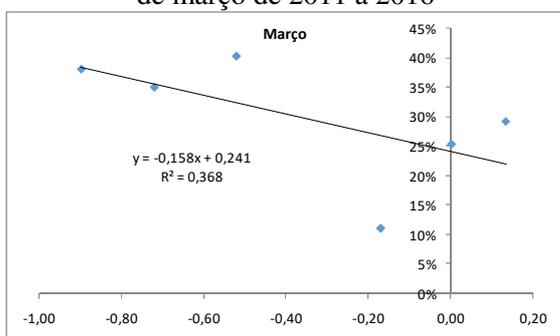


Figura 97 - Relação entre IAC x FC nos meses de abril de 2011 a 2016

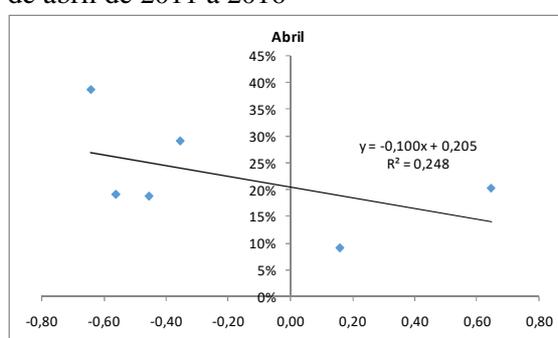
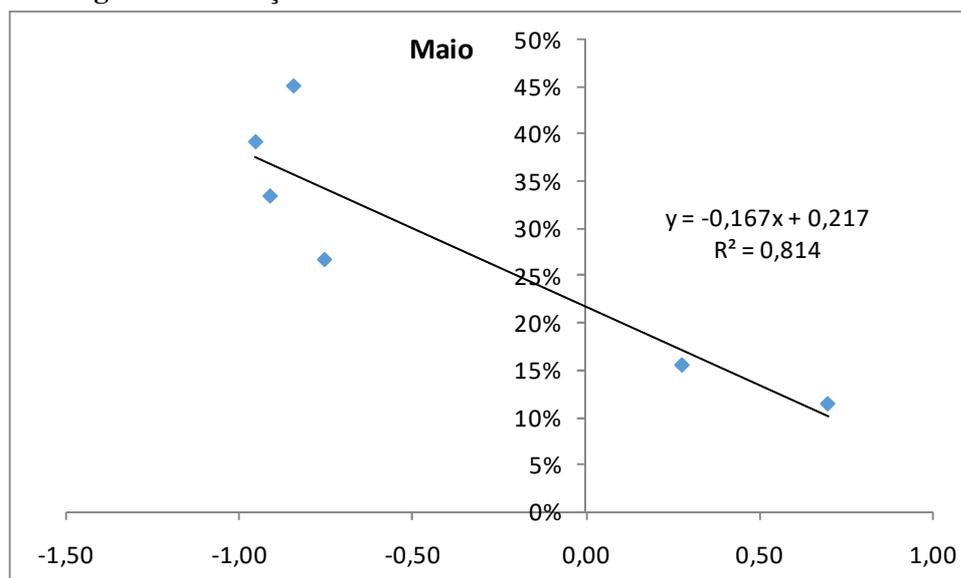


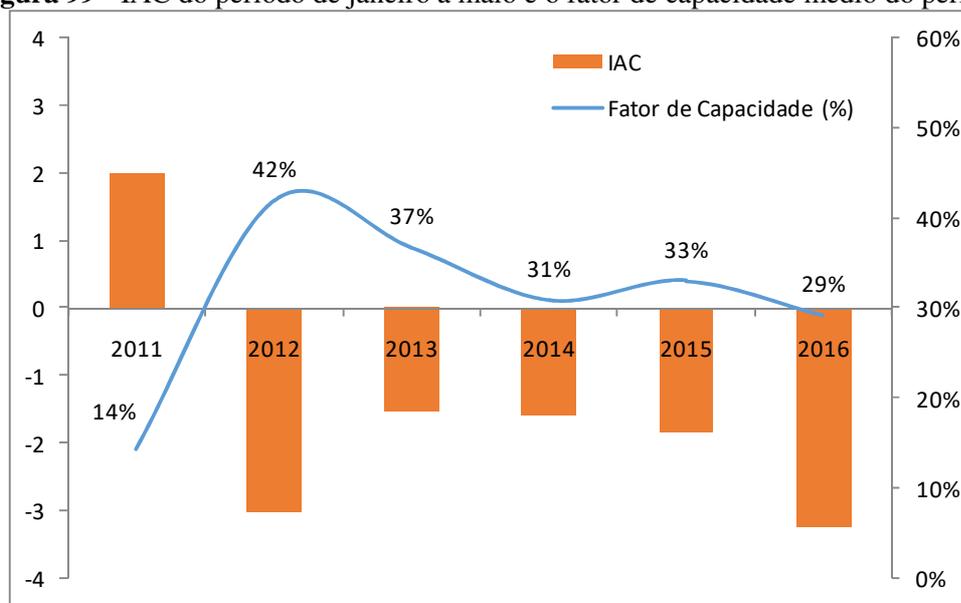
Figura 98 - Relação entre IAC x FC nos meses de maio de 2011 a 2016



A Figura 98 mostra que nos meses cuja anomalia de precipitação foi negativa, ou seja, chuva abaixo da média histórica, o FC foi elevado. Porém, nos meses em que a anomalia de precipitação foi positiva, chuva acima da média histórica, o FC foi baixo.

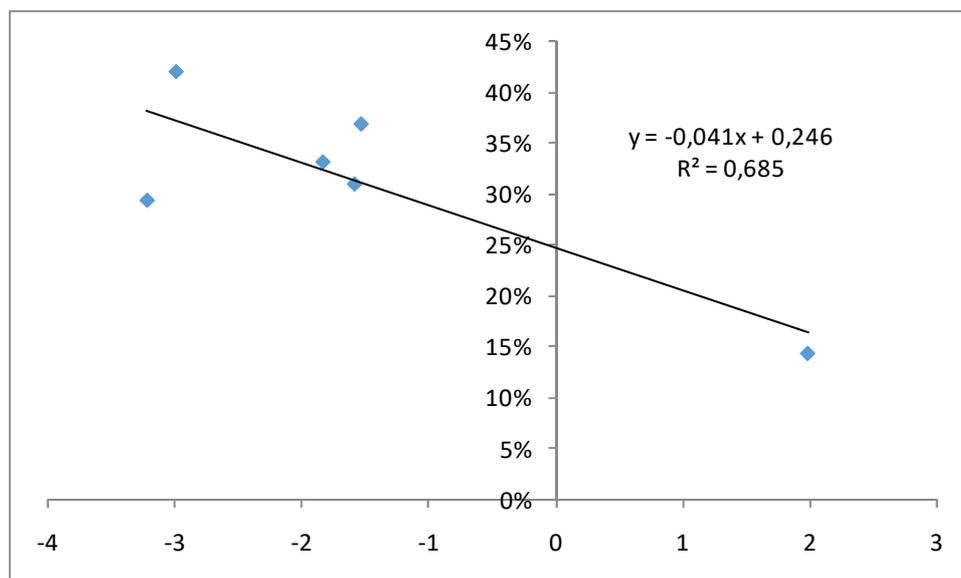
A Figura 99 apresenta o IAC médio do período de janeiro a maio para os anos de 2011 a 2016. De acordo com a análise realizada, nos anos chuvosos o FC tende a ser menor. Nos últimos 5 anos, 2012 a 2016, foram verificadas anomalias negativas de precipitação com fatores de capacidade elevados.

Figura 99 - IAC do período de janeiro a maio e o fator de capacidade médio do período



Para a análise anual da correlação linear entre o Índice de Anomalia de Chuva (IAC) e o Fator de Capacidade (FC) verificou-se uma forte correlação linear de negativa, cujo valor foi de -0,87, ou seja, verifica-se uma redução no FC nos meses com anomalias positivas de precipitação. A Figura 100 mostra a dispersão entre os pontos e a forte correlação linear.

Figura 100 - Correlação entre o IAC anual e o fator de capacidade de 2011 a 2016



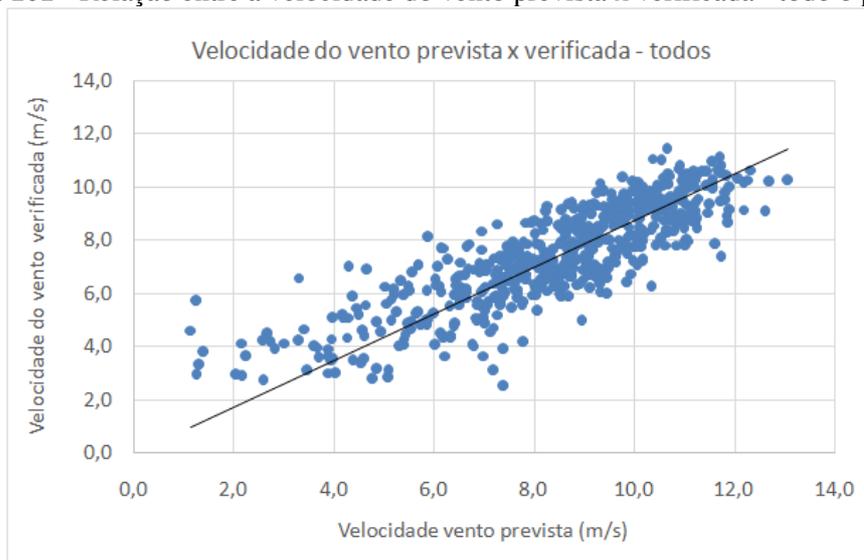
De acordo com a análise realizada, verificou-se um fator de capacidade menor nos anos que apresentaram anomalias positivas de precipitação. Porém, nos anos em que a anomalia de precipitação foi negativa (chuva abaixo da média histórica), o fator de capacidade foi mais elevado. Em relação à análise mensal, apenas o mês de maio apresentou uma correlação linear significativa.

4.7 ANÁLISE DA VELOCIDADE DO VENTO PREVISTA X VERIFICADA

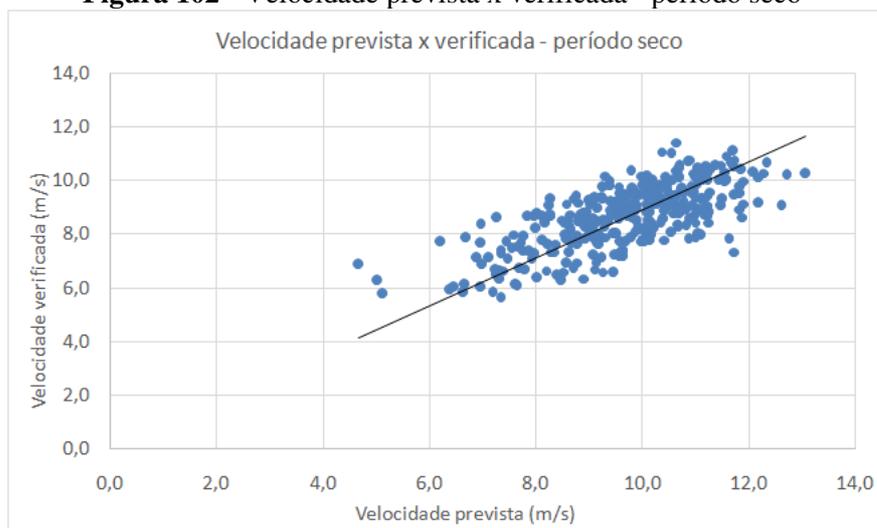
A velocidade do vento prevista utilizada foi obtida da rodada do modelo numérico regional ETA. Este modelo é executado operacionalmente no Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos – CPTEC, e possui resolução horizontal de 15 km x 15 km. Diariamente os arquivos são disponibilizados ao ONS com a previsão horária da velocidade do vento para o horizonte de 5 dias à frente. Na análise realizada comparou-se a média diária da previsão da velocidade do vento de 1 dia à frente x velocidade verificada.

A seguir são apresentados os resultados da análise dos desvios da previsão de vento de um grupo de usinas eólicas localizadas no Ceará (CE1) que somam 79,8 MW de capacidade instalada no período de 03/09/2014 a 30/05/2016. As análises também foram realizadas separadamente para o período seco (03/09/2014 - 18/02/2015 e 06/07/2015 - 05/01/2016) e o período úmido (19/02/2015 - 05/07/2015 e 07/01/2016 - 26/05/2016). A Figura 101 mostra a relação entre a velocidade do vento, observada e prevista para todo o período disponível.

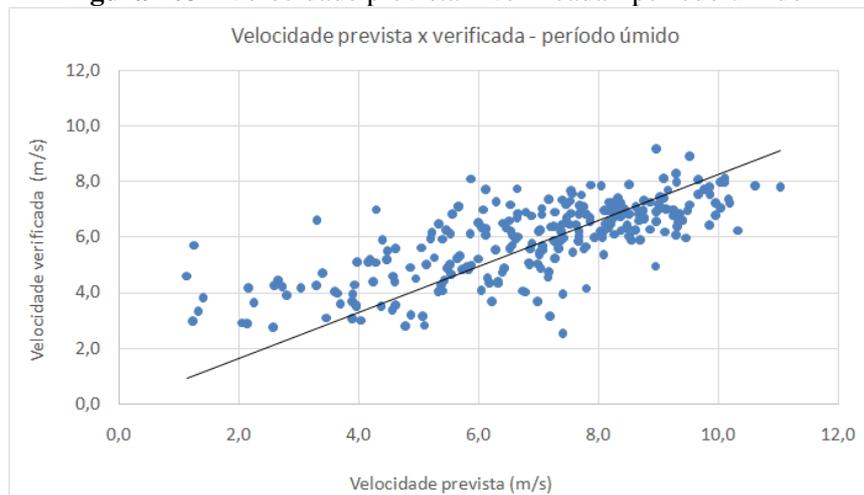
A Figura 102 ilustra a relação entre a velocidade observada e prevista para o período seco e a Figura 103 ilustra a relação para o período úmido. De acordo com a Figura 101, Figura 102, Figura 103, observa-se que o modelo ETA tem uma tendência de superestimar a velocidade do vento prevista para todo o período analisado, tanto para o período seco e quanto para o período úmido.

Figura 101 - Relação entre a velocidade do vento prevista x verificada - todo o período*

*03/09/2014 a 26/05/2016

Figura 102 - Velocidade prevista x verificada - período seco*

*03/09/2014 a 18/02/2015 e 06/07/2015 a 05/01/2016

Figura 103 - Velocidade prevista x verificada - período úmido*

*19/02/2015 - 05/07/2015 e 07/01/2016 - 26/05/2016

A Figura 104, Figura 105 e Figura 106, apresentam as curvas de permanência dos valores médios diários previstos e verificados da velocidade do vento para todo o período, período úmido e período seco, respectivamente.

Figura 104 - Curva de permanência da velocidade do vento prevista x verificada - todo o período

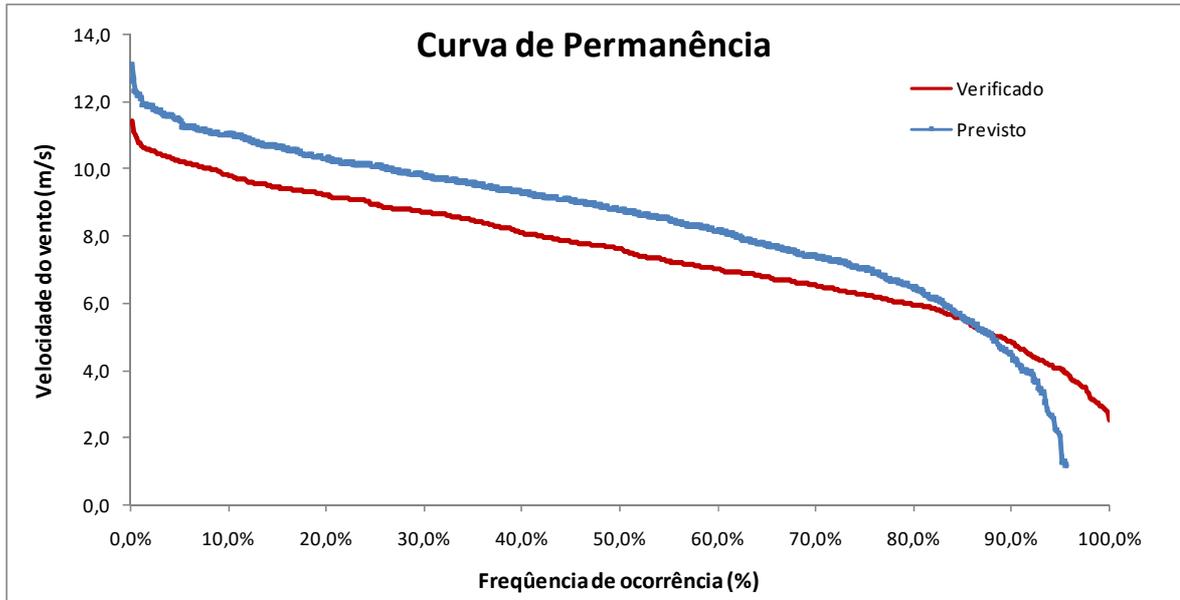
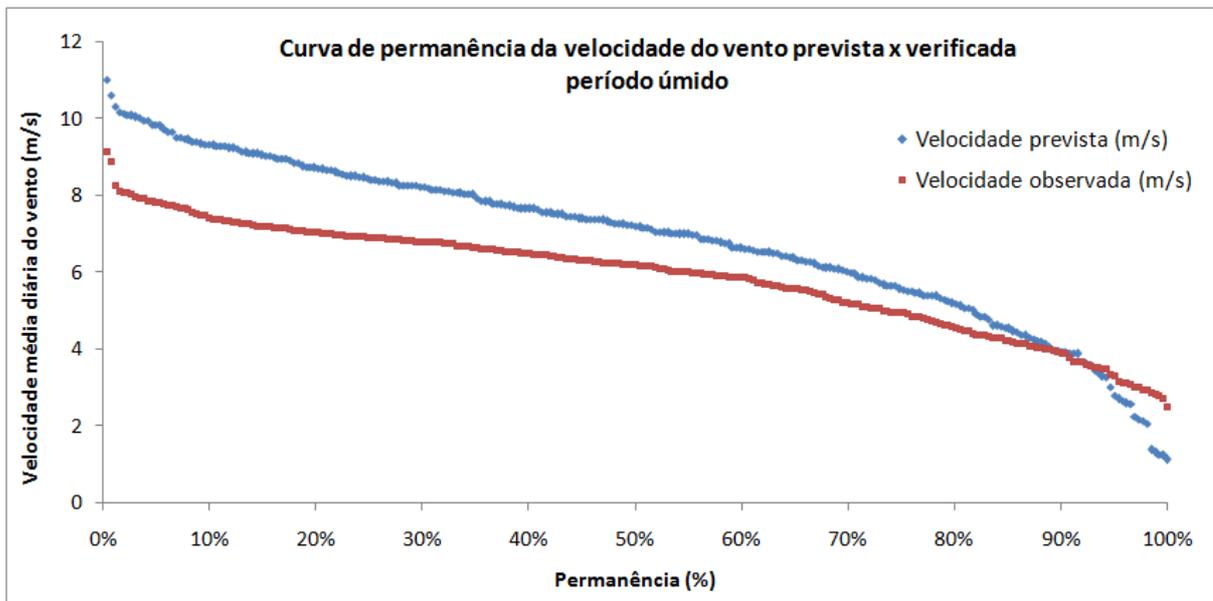
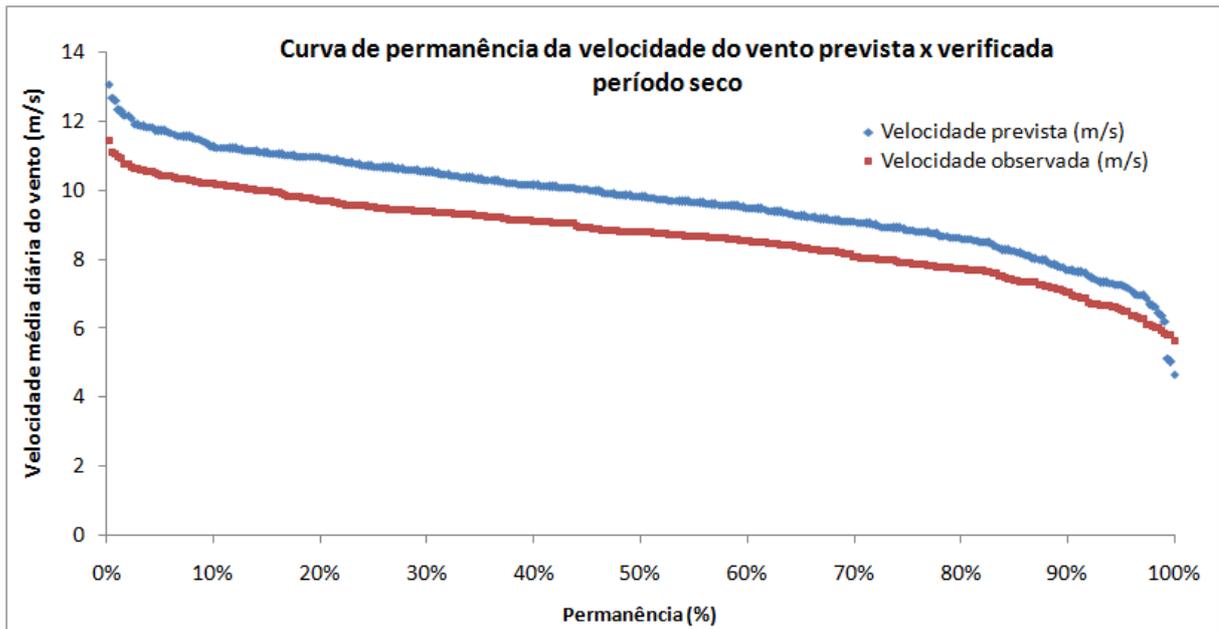


Figura 105 - Curva de permanência da velocidade do vento prevista x verificada - período úmido



A análise das curvas de permanência evidencia a tendência do modelo ETA 15km de superestimar a velocidade do vento prevista. Porém, no período úmido, as diferenças entre os valores previstos e observados são maiores que as observadas no período seco.

Figura 106 - Curva de permanência da velocidade do vento prevista x verificada - período seco*

A Tabela 27 apresenta os desvios calculados por faixa de precipitação com diferentes métricas para os períodos seco e úmido.

Tabela 27 - Desvios da previsão média diária de vento no período seco e úmido para diferentes faixas de precipitação

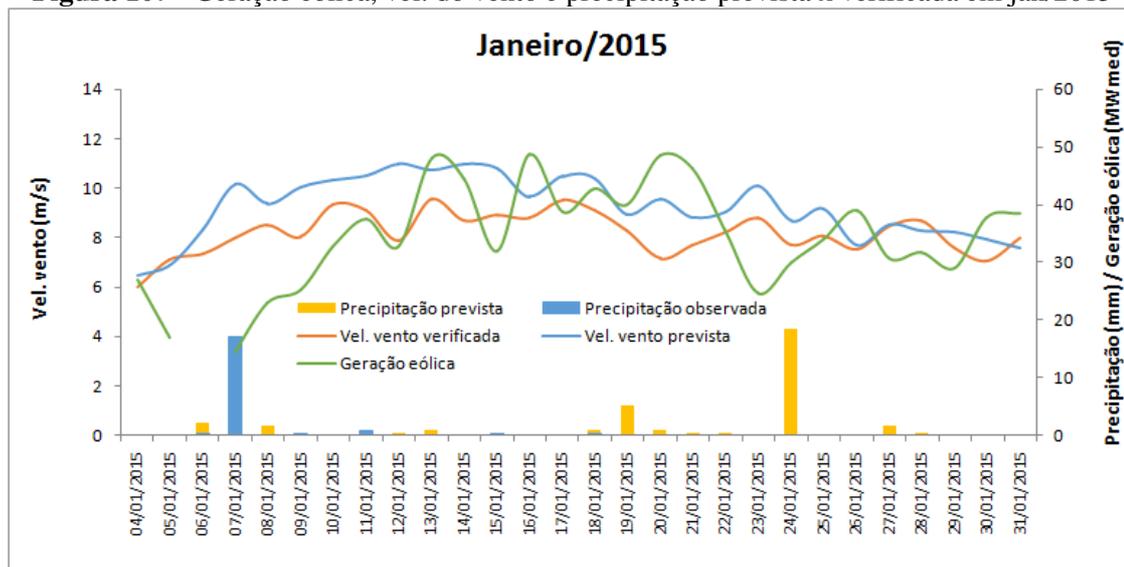
Desvio	P.úmido						P.Seco		
	P.todos	P=0	P>0	0<P<5 mm	5<=P<20 mm	P>20	P.todos	P=0	P>0
MAE	1,5	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,1	1,1	1,4
MSE	3,1	3,3	2,9	2,8	3,1	2,8	2,0	1,9	2,9
RMSE	1,7	1,8	1,7	1,7	1,8	1,7	1,4	1,4	1,7
MAPE	24,9	22,7	26,2	20,4	29,2	32,6	11,7	11,3	15,3
nº dados	262	99	163	69	59	35	347	313	34

De acordo com a Tabela 31, verifica-se que o MAE no período úmido (1,5 m/s) foi 28% superior ao MAE observado no período seco (1,1 m/s). O MSE no período úmido (3,1 m/s) foi 56% superior ao MSE observado no período seco (2,0 m/s). O RMSE do período úmido (1,7 m/s) foi 25% superior ao observado no período seco (1,4 m/s). O MAPE do período seco foi de 11,7%, enquanto que no período úmido foi de 24,9%, ou seja, 13,23% superior ao valor observado para o período seco.

Contatou-se que os desvios da previsão de vento são maiores no período úmido do que no seco. Os dias com ocorrência de chuva, tanto no período seco quanto no período úmido, apresentaram desvios maiores que os dias sem chuva. Com exceção do MAPE, os desvios foram semelhantes para diferentes faixas de precipitação, ou seja, o aumento do volume

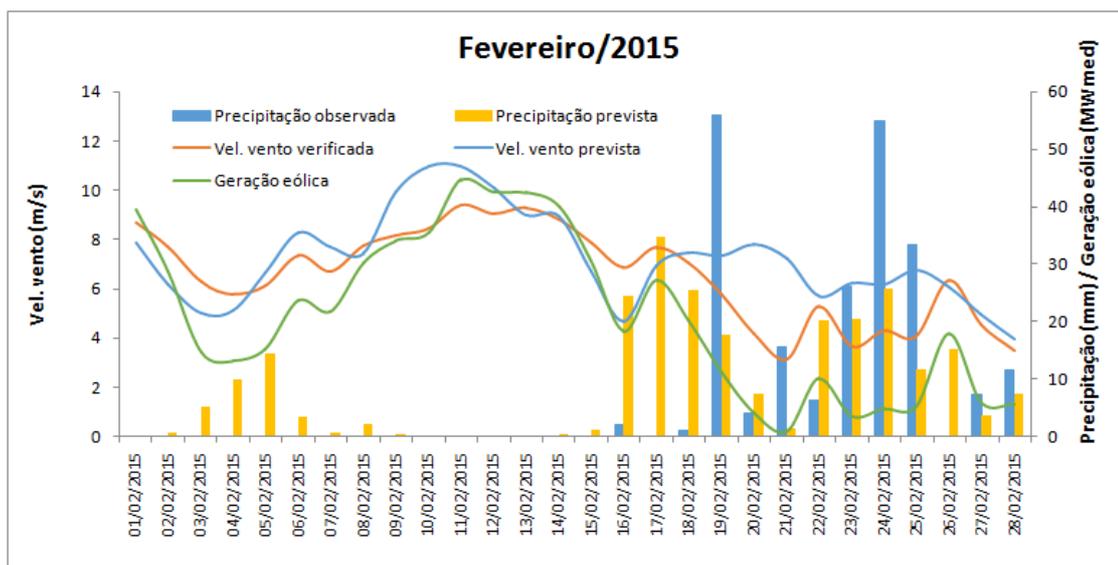
precipitado não alterou a magnitude do desvio. A fim de avaliar o porquê desta deficiência do modelo e procurar entender se o modelo não previu a chuva ou ele não prevê bem o vento em dias de chuva, foram realizadas as análises mensais dos valores previstos x verificados da velocidade do vento e da precipitação no período de janeiro/2015 a maio/2016 (Figura 107 a Figura 123).

Figura 107 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jan/2015



De acordo com a Figura 107 verifica-se a tendência do modelo ETA em superestimar a previsão da velocidade do vento. A Figura 108 apresenta os dados para o mês de fevereiro/2015.

Figura 108 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em fev/2015



De acordo com a Figura 108, verifica-se que no período de 19/02 a 25/02/2015 ocorreram eventos significativos de precipitação (superior aos valores previstos) e o modelo ETA não previu a redução da velocidade do vento que ficou bem inferior aos valores previstos. A geração eólica verificada ficou em torno de 5 MWmed. A Figura 109 apresenta a análise para o mês de março/2015.

Figura 109 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em mar/2015

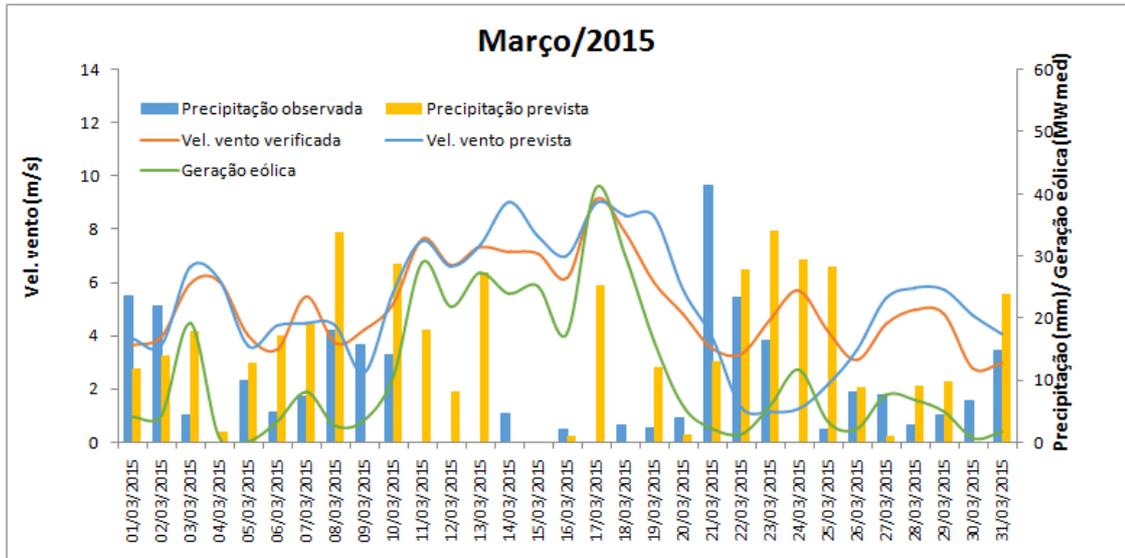
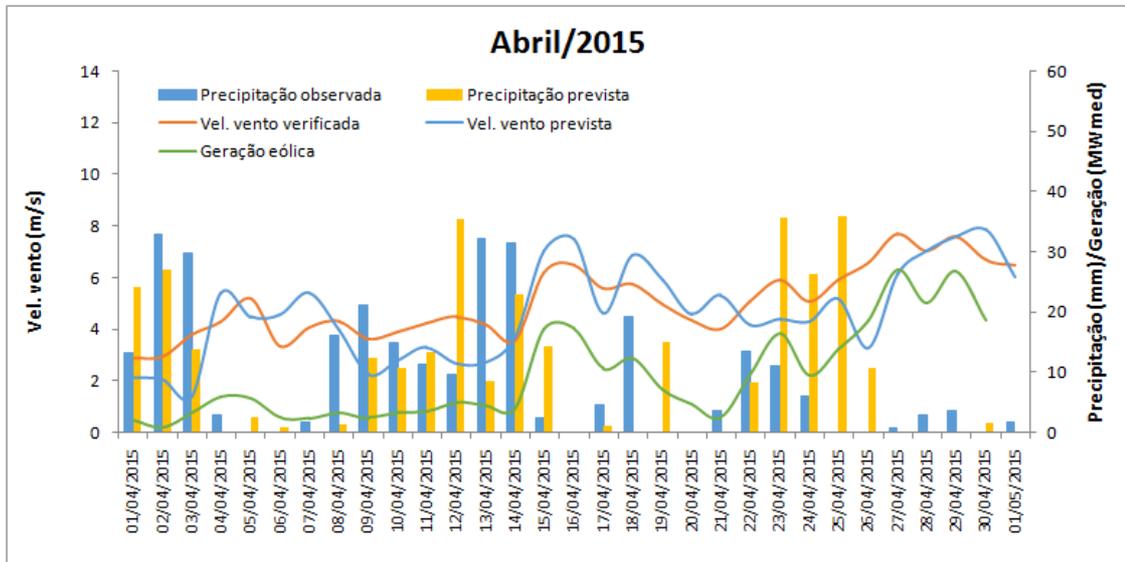


Figura 110 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em abr/2015



Verifica-se que o período de 22/03 a 25/03/2015 o modelo ETA previu eventos significativos de precipitação bem como uma redução na previsão da velocidade do vento. Porém, os eventos de precipitação não ocorreram e a velocidade do vento ficou bem superior aos valores previstos. A Figura 110 apresenta a análise para o mês de abril/2015.

De acordo com a Figura 110, verificou-se choveu em quase todos os dias da primeira quinzena do mês de abril e a geração eólica verificada ficou bem próximo a zero. No período de 23/04 a 26/04/2015 o modelo ETA previu quatro dias consecutivos com eventos significativos de precipitação. Porém, a precipitação se verificou e a velocidade do vento observada foi superior ao valor previsto. A Figura 111 apresenta a análise para o mês de maio/2015.

Na maioria dos dias do mês de maio/2015 a velocidade do vento foi superestimada. No período de 22 a 27/05/2015 houve uma chuva que o ETA não previu e a velocidade do vento caiu (Figura 111). As Figuras 112, 113 e 114 apresentam as análises para os meses de junho, julho e agosto, respectivamente.

Figura 111 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em mai/2015

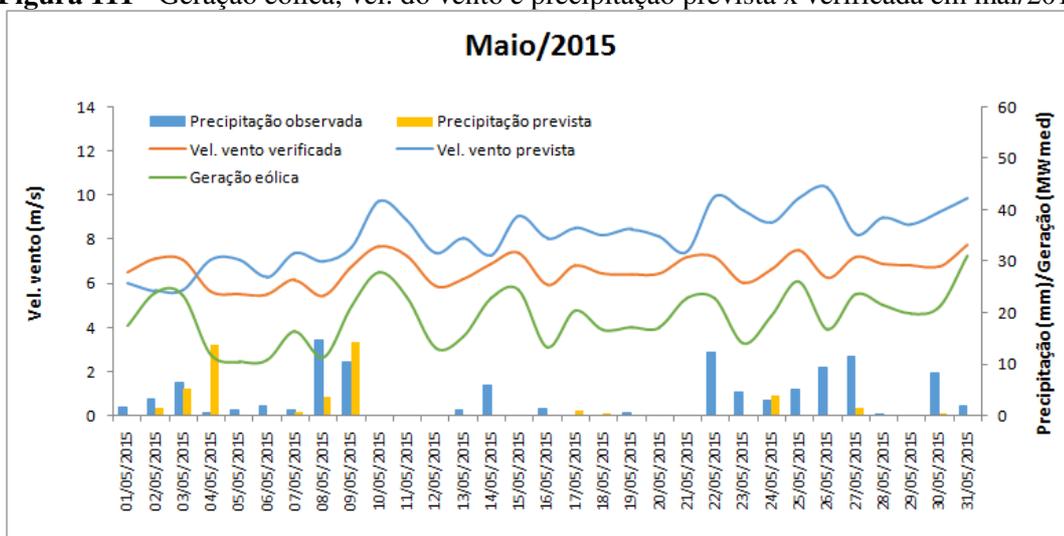


Figura 112 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jun/2015

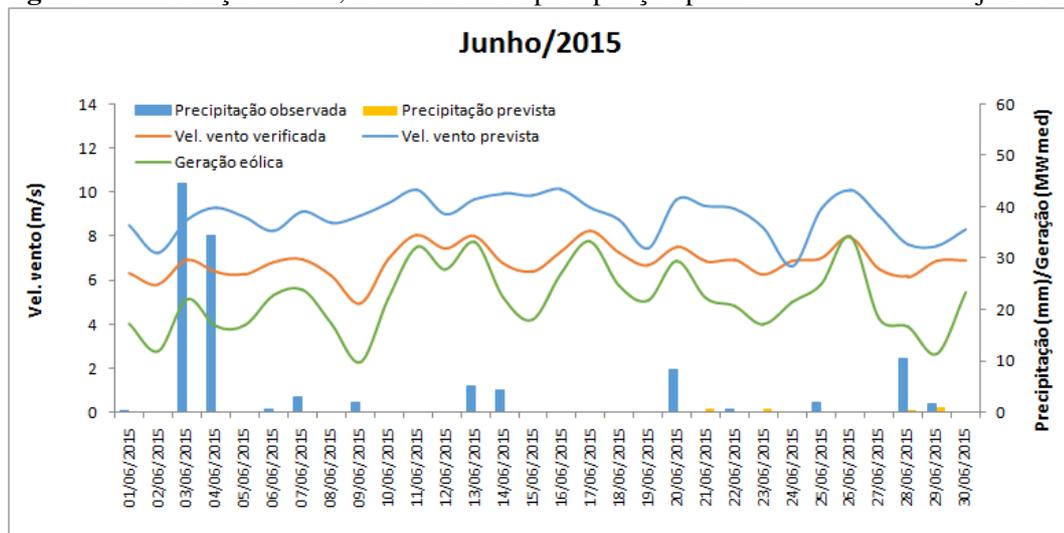
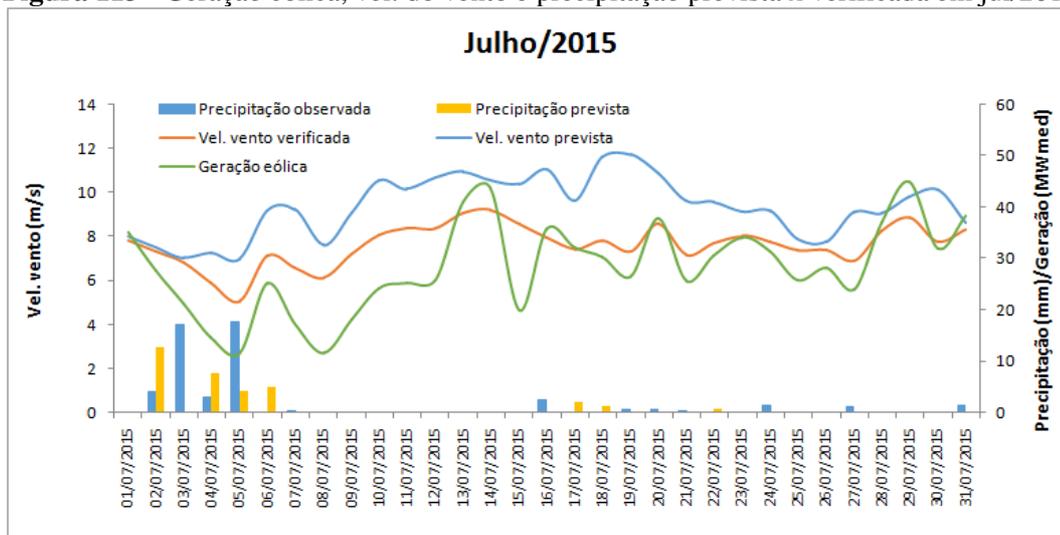
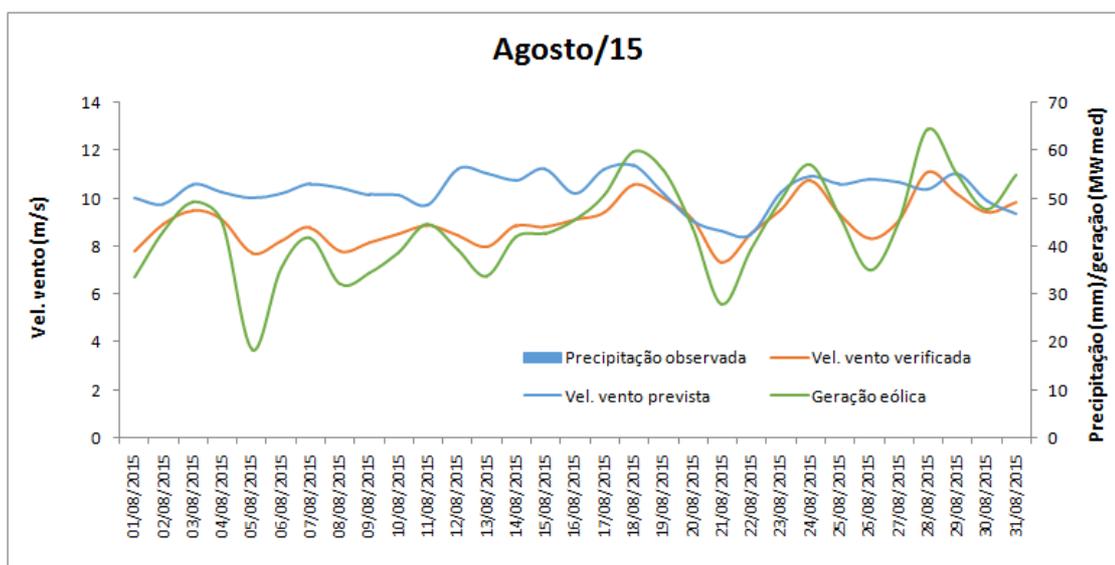


Figura 113 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jul/2015**Figura 114** - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em ago/2015

Para os meses de junho, julho e agosto verificou-se uma permanência da tendência do modelo ETA de superestimar a velocidade prevista e uma redução do número de dias com precipitação.

As Figura 115, Figura 116, Figura 117 e 118 apresentam as análises para os meses de setembro, outubro, novembro e dezembro/2015, respectivamente. Verifica-se uma elevação da velocidade do vento (acima de 6 m/s) e uma redução dos desvios entre os valores previstos x verificados da velocidade do vento.

Figura 115 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em set/2015

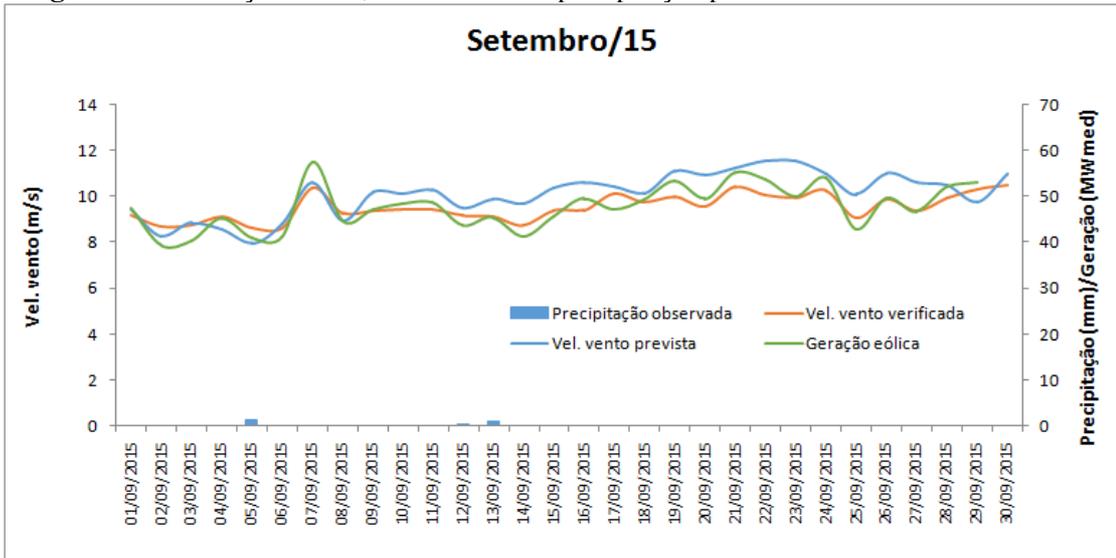


Figura 116 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em out/2015

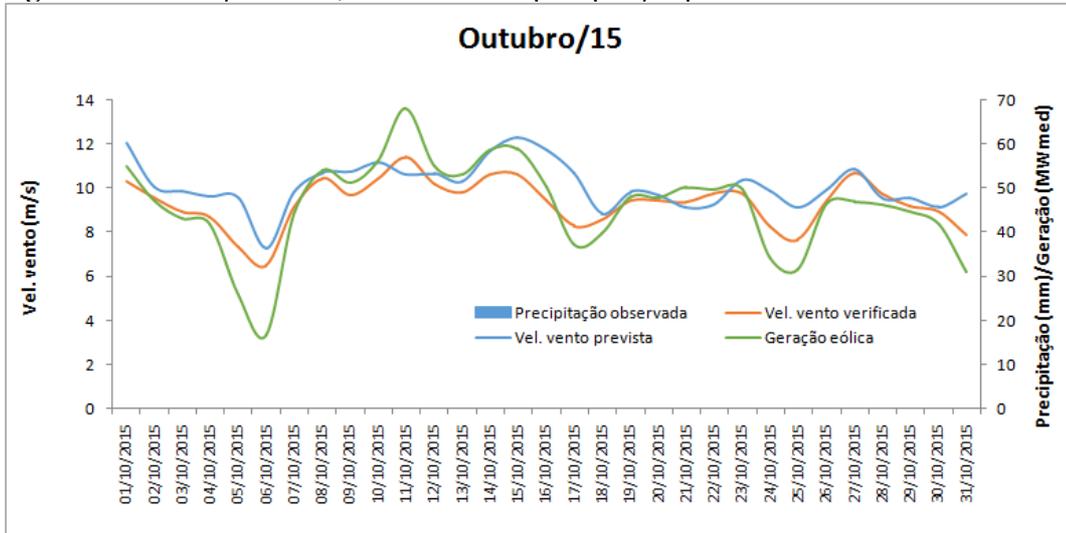


Figura 117 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em nov/2015

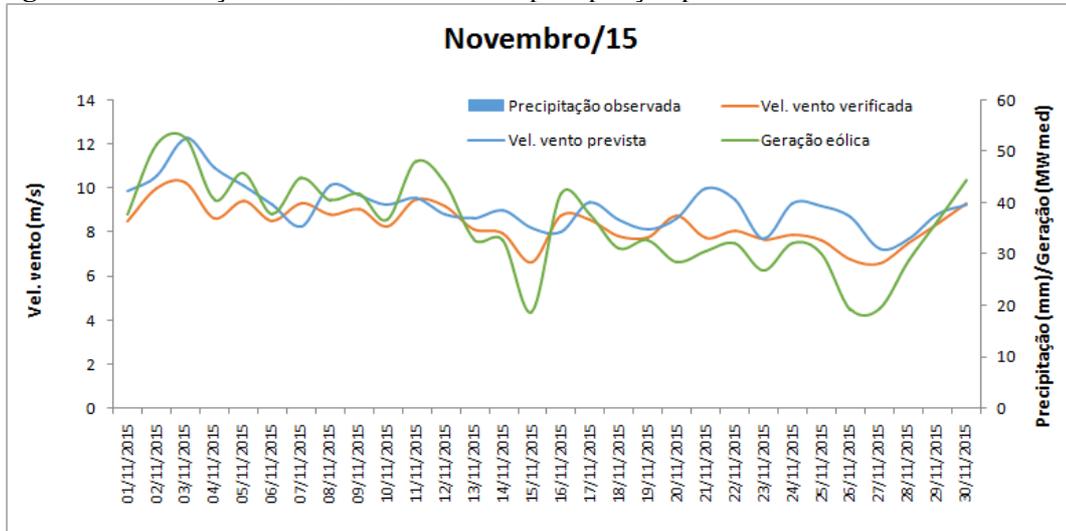
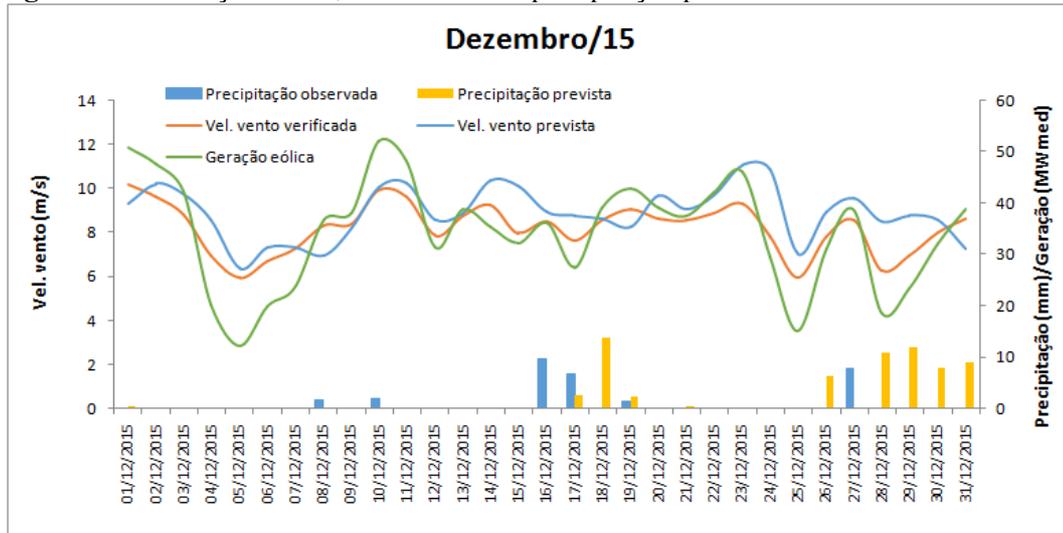
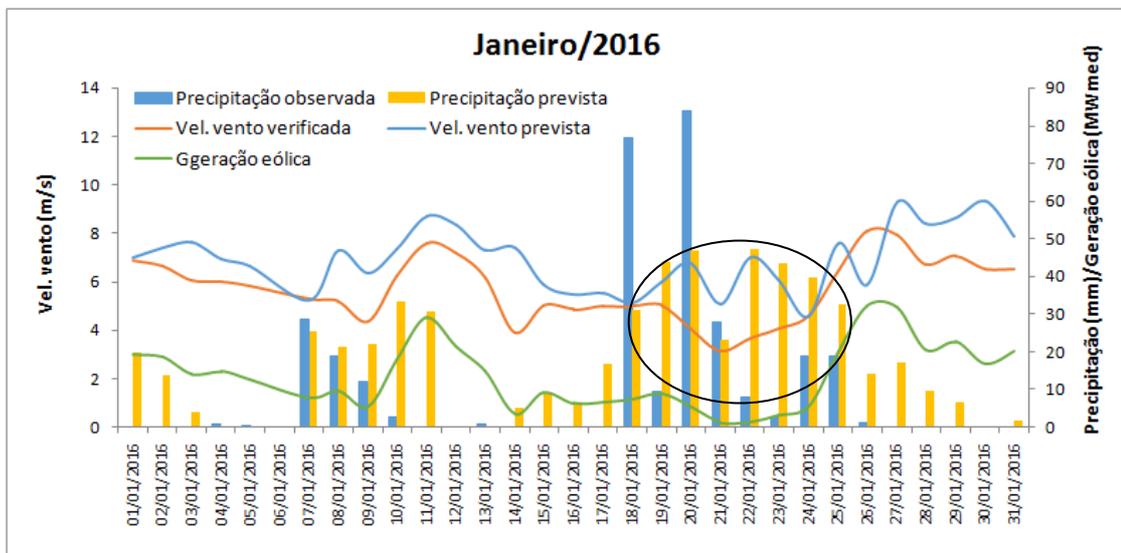


Figura 118 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em dez/2015

As Figura 119 a Figura 123 apresentam as análises para o período de janeiro a maio/2016. De acordo com a Figura 119, a velocidade prevista pelo ETA foi superestimada para a maioria dos dias de janeiro/2016. No período de 19/01 a 23/01, o modelo ETA previu chuva, porém não previu a redução da velocidade do vento. A geração no período ficou praticamente zerada.

Figura 119 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em jan/2016

A Figura 120 apresenta as análises para o mês de fevereiro/2016. A velocidade prevista foi superior aos valores observados para a maioria dos dias. No período de 18 a 23/02/2016 o modelo ETA previu chuvas e não reduziu a velocidade do vento prevista que ficou bem acima dos valores verificados. A Figura 121 apresenta as análises para o mês de março/2016.

Figura 120 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em fev/2016

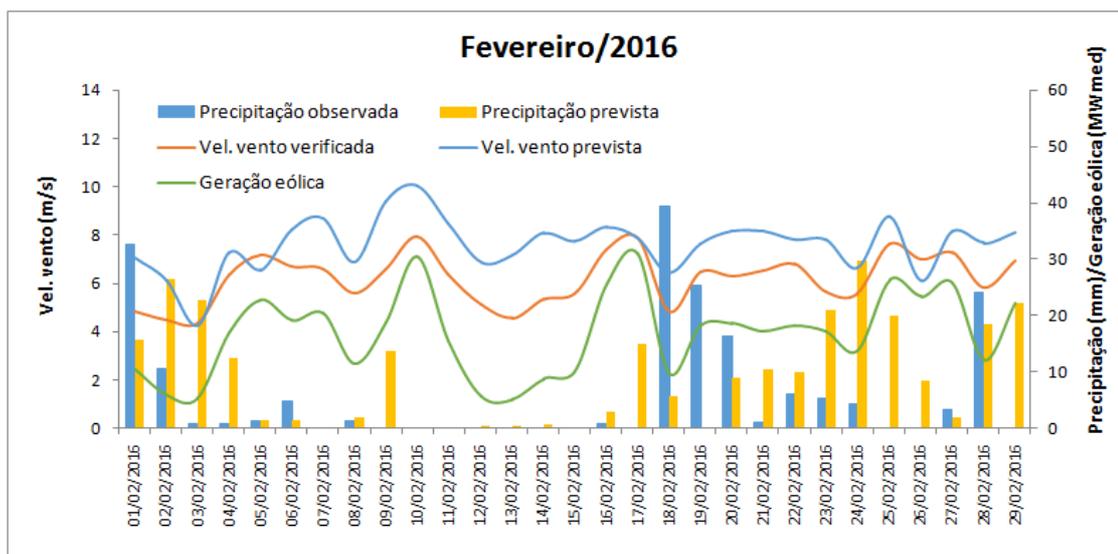
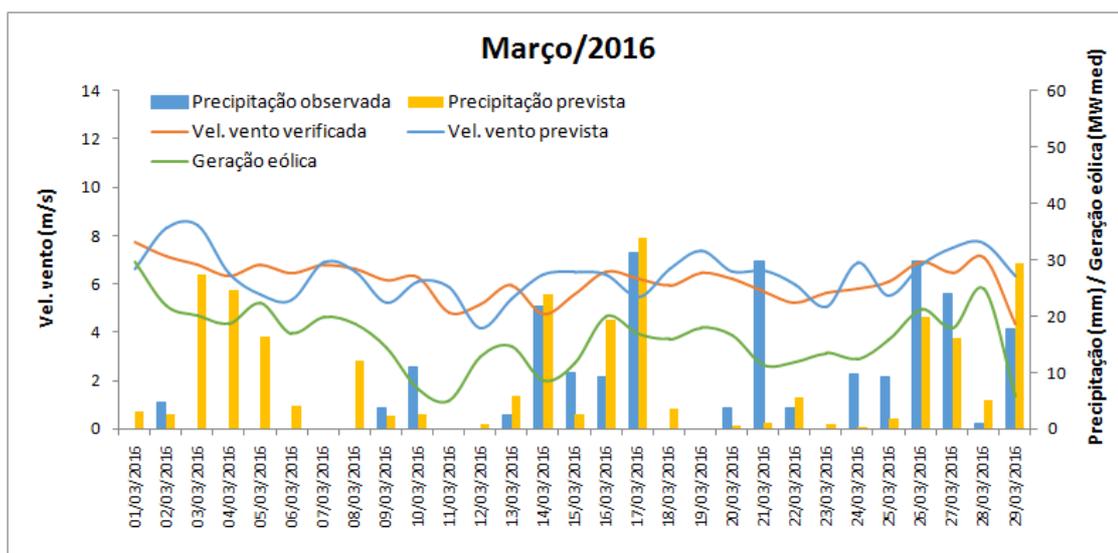


Figura 121 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em mar/2016



Em março/2016 os desvios entre a velocidade prevista e verificada foram reduzidos. A Figura 122 apresenta as análises para o mês de abril/2016 e a Figura 123 apresenta as análises para o mês de maio/2016. Nos meses de abril e maio/2016 a velocidade prevista pelo ETA foi superior aos valores verificados. Não houve ocorrência de precipitação significativa na maioria dos dias.

Figura 122 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em abr/2016

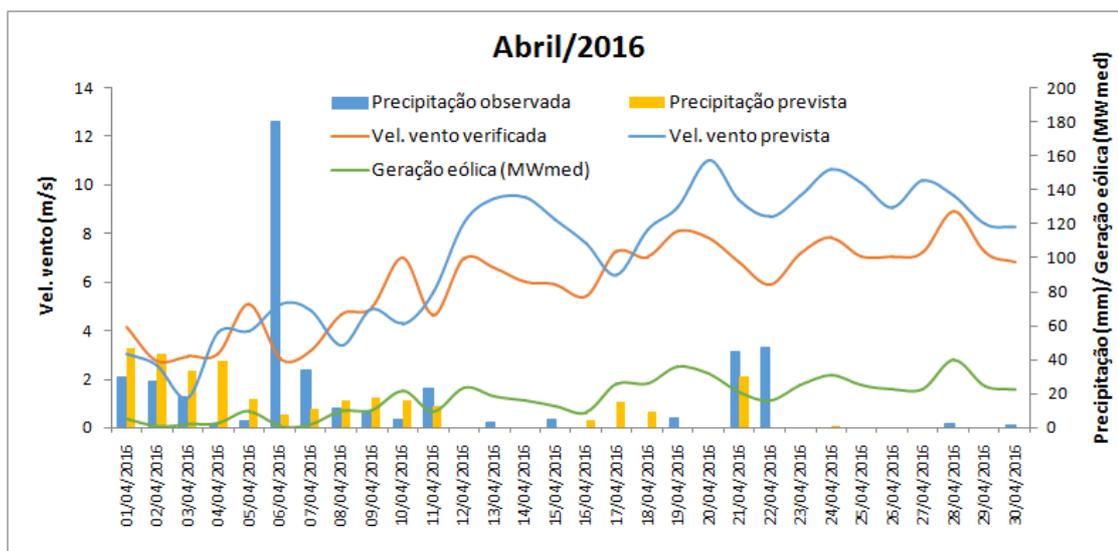
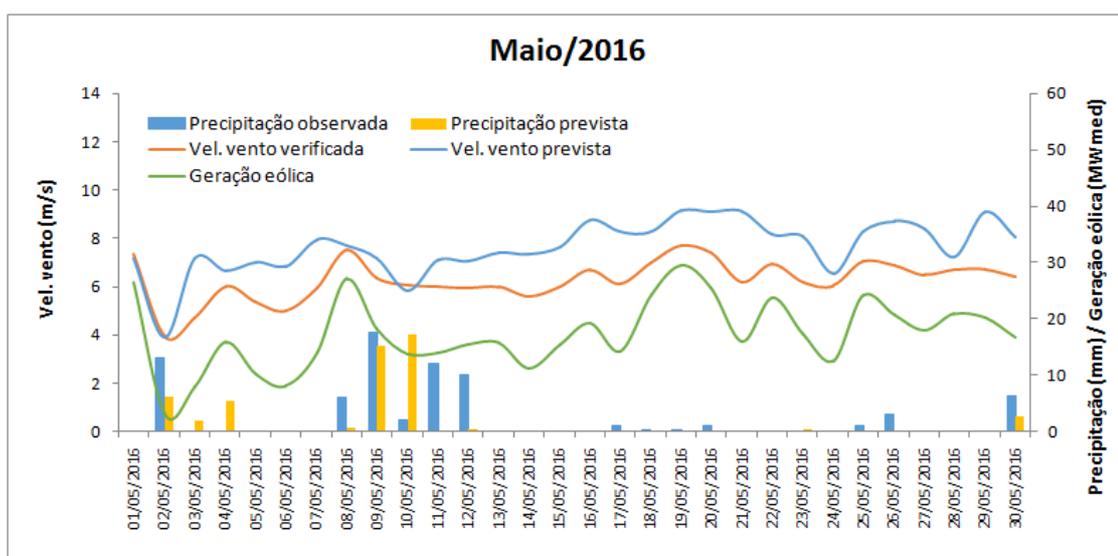


Figura 123 - Geração eólica, vel. do vento e precipitação prevista x verificada em mai/2016



As análises realizadas ratificam os resultados obtidos anteriormente, quais sejam: tendência do modelo ETA em superestimar a velocidade do vento prevista, bem como a ocorrência de desvios maiores no período úmido (janeiro a julho), e menores, no período seco (agosto a dezembro).

Verificou-se também que os desvios da previsão de vento são mais elevados para as faixas de velocidades mais baixa, ou seja, de 4 a 6 m/s. Nos meses de agosto a dezembro, em que as velocidades são mais elevadas e variam de 8 a 10 m/s os desvios da previsão de vento são reduzidos. Ackermann, T, (2012) obteve resultados semelhantes em estudo realizado por 13 meses de experimento, considerando 8 ferramentas de previsão e sete parques eólicos na

Espanha que corroboram com essa conclusão, uma vez que, as velocidades reduzidas foram associadas a desvios de previsão mais elevados. Dessa forma, a precisão tem uma dependência do nível de velocidade do vento.

Gallego-castillo et al. (2015) ressaltam que a compreensão dos eventos climáticos que impactam a produção de energia eólica é uma tarefa complexa, pois são raros os casos para os quais as condições meteorológicas são iguais para diferentes parques eólicos. Mesmo quando dois parques se encontram localizados a latitudes semelhantes, os efeitos locais podem diferir em muito devido às características do terreno, rugosidade, topografia ou mesmo devido a fenômenos como brisas do mar/terrestre. Além desses aspectos, ressalta-se também que a configuração e disposição do parque eólico podem ou não justificar a ocorrência de variações elevadas na produção eólica através de processos meteorológicos que envolvam variações na direção do vento.

4.8 AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DO MODELO

4.8.1 Desempenho do modelo considerando a previsão de vento sem correção do viés

A Tabela 28 apresenta o período de análise, os dados de entrada e saída do modelo para os seis casos testados.

Tabela 28 - Divisão dos dados e período de calibração

Caso	Período	calibração	validação	testes	Dados de entrada	Dado de saída
1.	Todo o período	03/09/14 a 18/09/15	19/09/15 a 24/01/16	25/01/16 a 30/05/16	vel prev (d+1)	geração prevista
2.	Todo o período	03/09/14 a 18/09/15	19/09/15 a 24/01/16	25/01/16 a 30/05/16	vel prev (d+1) prec. verif. (d+1)	geração prevista
3.	Período seco	03/09/14 a 18/02/15	20/08/15 a 29/10/15	30/10/15 a 05/01/16	vel prev (d+1)	geração prevista
4.	Período seco	03/09/14 a 18/02/15	20/08/15 a 29/10/15	30/10/15 a 05/01/16	vel prev (d+1) prec. verif. (d+1)	geração prevista
5.	Período úmido	19/02/15 a 05/07/15	05/02/16 a 31/03/16	01/04/16 a 26/05/16	vel prev (d+1)	geração prevista
6.	Período úmido	19/02/15 a 05/07/15	05/02/16 a 31/03/16	01/04/16 a 26/05/16	vel prev (d+1) prec. verif. (d+1)	geração prevista

Utilizou-se como dados de entrada: a velocidade do vento prevista e a precipitação observada, sendo a geração verificada o dado de saída. Foram realizadas seis calibrações, quais sejam:

- Caso 1: todo o período sem considerar a precipitação
- Caso 2: período seco sem considerar a precipitação
- Caso 3: período úmido sem considerar a precipitação
- Caso 4: todo o período considerando a precipitação
- Caso 5: período seco considerando a precipitação
- Caso 6: período úmido considerando a precipitação

A seguir são apresentados os resultados da modelagem através de redes neurais NSRBN para as calibrações realizadas para cada caso. A Tabela 29 e a Tabela 30 apresentam os parâmetros, desvios obtidos nas calibrações e os exemplos de saída do processo de calibração da rede neural com e sem considerar a precipitação, referentes a todo o período, período seco e período úmido. Os casos que apresentaram os menores desvios para o conjunto de testes estão destacadas em cinza.

Tabela 29 - Parâmetros e desvios obtidos nas calibrações dos casos 1, 2 e 3 da rede neural sem considerar a precipitação

Simulação	Variáveis de entrada					MAE		MSE		RMSE		MAPE	
	alfa	semente	beta	época min	época max	Valid	Teste.	Valid	Teste.	Valid.	Teste	Val.	Teste
Caso 1: todo o período	30	987654	40	200	1000	7,5	10,1	81	134	9,0	11,6	24,4	39,3
	30	987654	40	400	4000	7,2	9,6	75	126,4	8,7	11,2	23,7	40,9
	25	987654	25	200	1000	7,1	9,3	73,8	117,3	8,6	10,8	23,7	29,5
	25	987654	25	400	4000	7,2	9,5	74,5	122,6	8,6	11,1	23,7	41,8
Caso 2: Período seco	30	987654	40	200	1000	6,6	7,5	63,1	82,3	7,9	9,1	15,6	21,5
	30	987654	40	400	4000	7,2	7,0	69,8	72,4	8,4	8,5	17,3	20,7
	25	987654	25	200	1000	5,5	6,7	50,2	70,2	7,1	8,4	13,4	20,3
	25	987654	25	400	4000	7,4	6,4	74,5	62,4	8,6	7,9	18,7	20,2
Caso 3: Período úmido	30	987654	40	200	1000	5,2	5,9	43,4	48,9	6,6	7,0	27,6	32,2
	30	987654	40	400	4000	5,1	5,8	42,0	47,1	6,5	6,9	27,3	32,3
	25	987654	25	200	1000	5,3	5,9	45,4	49,8	6,7	7,1	27,5	32,3
	25	987654	25	400	4000	5,2	5,9	43,8	48,8	6,6	7,0	27,5	32,1

Tabela 30 - Parâmetros e desvios obtidos nas calibrações dos casos 4, 5 e 6 da rede neural considerando a precipitação

Simulação	Variáveis de entrada					MAE		MSE		RMSE		MAPE	
	alfa	semente	beta	época min	época max	Valid	Teste.	Valid	Teste.	Valid.	Teste	Val.	Teste
Calibração 4: todo o período	30	987654	40	200	1000	8,0	13,0	100,7	217,0	10,0	14,7	24,3	42,4
	30	987654	40	400	4000	7,0	9,0	71,0	114,0	8,4	10,7	23,2	39,4
	25	987654	25	200	1000	7,9	12,6	96,0	198,6	9,8	14,1	24,2	44,1
	25	987654	25	400	4000	7,0	8,9	71,1	112,4	8,4	10,6	23,2	41,8
Calibração 5: Período seco	30	987654	40	200	1000	7,2	7,0	70,4	70,6	8,4	8,4	17,5	21,0
	30	987654	40	400	4000	7,2	12,0	84,0	225,4	9,2	15,0	16,6	27,6
	25	987654	25	200	1000	7,1	7,4	68,9	80,2	8,3	9,0	17,1	22,9
	25	987654	25	400	4000	6,1	7,6	57,4	83,7	7,6	9,2	14,4	21,8
Calibração 6: Período úmido	30	987654	40	200	1000	5,5	5,5	45,3	44,7	6,7	6,7	29,2	25,7
	30	987654	40	400	4000	4,9	5,5	40,2	45,4	6,3	6,7	27,3	30,1
	25	987654	25	200	1000	6,3	7,8	62,1	91,7	7,9	9,6	30,7	38,2
	25	987654	25	400	4000	4,9	5,3	39,8	43,3	6,3	6,6	26,6	29,4

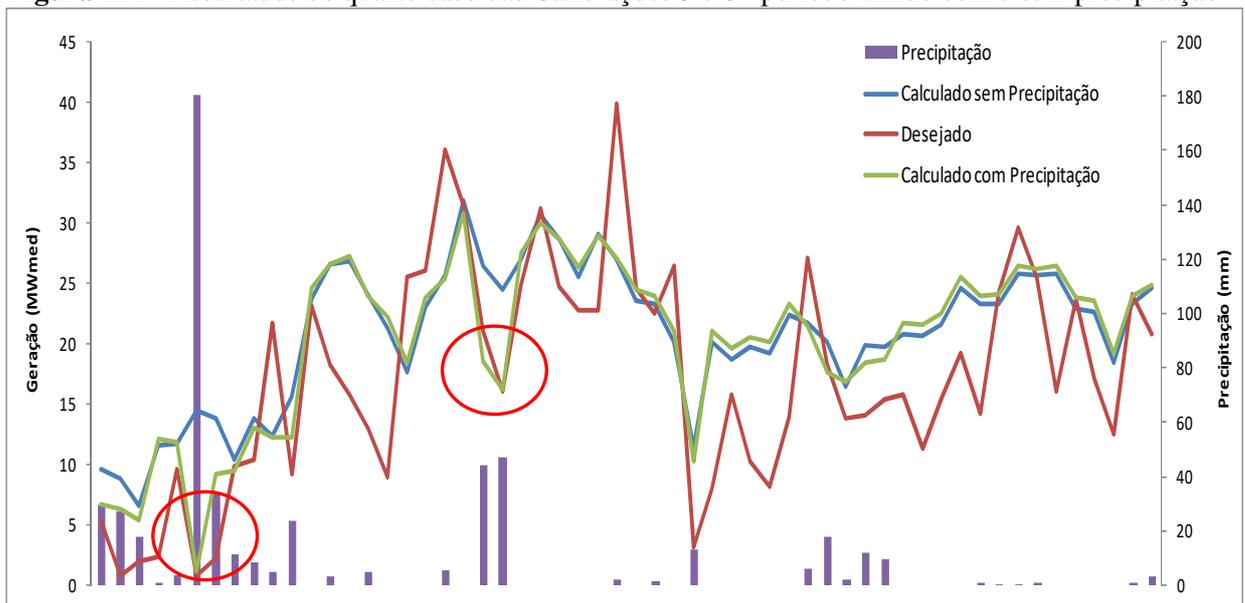
Os casos que consideraram a precipitação apresentaram um desempenho ligeiramente melhor. A Tabela 31 apresenta a melhoria de todas as simulações considerando a precipitação na modelagem.

Tabela 31 - Melhoria obtida considerando a precipitação na modelagem - todos os casos

Simulação	Variáveis de entrada					MAE		MSE		RMSE		MAPE	
	alfa	semente	beta	época min	época max	Valid	Teste.	Valid	Teste.	Valid.	Teste	Val.	Teste
Diferença entre 1 e 4: todo o período	30	987654	40	200	1000	6,3	22,3	19,6	38,2	10,0	21,1	-0,4	7,3
	30	987654	40	400	4000	-2,9	-6,7	-5,6	-10,9	-3,6	-4,7	-2,2	-3,8
	25	987654	25	200	1000	10,1	26,2	23,1	40,9	12,2	23,4	2,1	33,1
	25	987654	25	400	4000	-2,9	-6,7	-4,8	-9,1	-2,4	-4,7	-2,2	0,0
Diferença entre 2 e 5: Período seco	30	987654	40	200	1000	8,3	-7,1	10,4	-16,6	6,0	-8,3	10,9	-2,4
	30	987654	40	400	4000	0,0	41,7	16,9	67,9	8,7	43,3	-4,2	25,0
	25	987654	25	200	1000	22,5	9,5	27,1	12,5	14,5	6,7	21,6	11,4
	25	987654	25	400	4000	-21,3	15,8	-29,8	25,4	-13,2	14,1	-29,9	7,3
Diferença entre 3 e 6: Período úmido	30	987654	40	200	1000	5,5	-7,3	4,2	-9,4	1,5	-4,5	5,5	-25,3
	30	987654	40	400	4000	-4,1	-5,5	-4,5	-3,7	-3,2	-3,0	0,0	-7,3
	25	987654	25	200	1000	15,9	24,4	26,9	45,7	15,2	26,0	10,4	15,4
	25	987654	25	400	4000	-6,1	-11,3	-10,1	-12,7	-4,8	-6,1	-3,4	-9,2

A inserção da precipitação na modelagem melhorou o desempenho do modelo, especificamente, para o período úmido e o período total. Conforme esperado, não foram identificados ganhos para a maioria das simulações no período seco (Tabela 31).

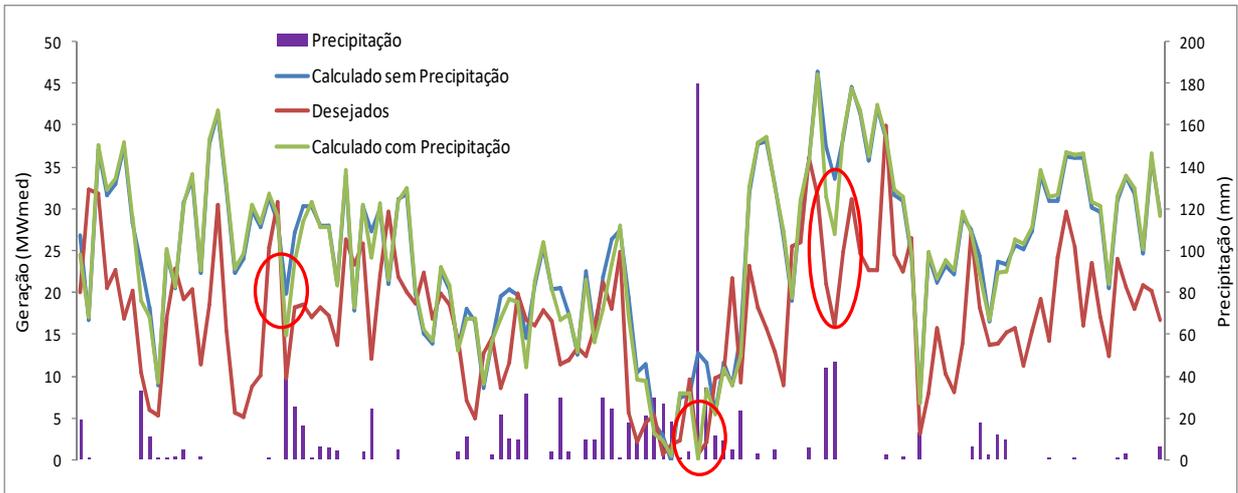
A Figura 124 apresenta graficamente os resultados obtidos para o período de testes referentes a quarta calibração dos casos 4, 5 e 6, com e sem precipitação.

Figura 124 - Resultados do quarto caso das Calibrações 3 e 6 - período úmido com e sem precipitação

Nas áreas circunscritas em vermelho da Figura 124 estão os períodos em que o desempenho do modelo considerando a precipitação foi superior ao desempenho do modelo sem considerar a precipitação. A Figura 125 apresenta os resultados das Calibrações 1 e 4 (todo período analisado - seco+úmido). As áreas circunscritas em vermelho correspondem aos períodos em

que o desempenho do modelo com a precipitação foi superior ao desempenho do modelo sem a precipitação. Portanto, verifica-se que o modelo respondeu melhor para períodos de precipitação elevada, ou seja, acima de 40 mm.

Figura 125 - Resultados das Calibrações 1 e 4 - todo período (seco + úmido) com e sem precipitação



A Tabela 32 apresenta a melhoria obtida para o conjunto de testes na modelagem com a inserção da precipitação. O período úmido apresentou um ganho superior ao obtido na calibração para todo o período com uma redução dos desvios, que chegou a -12,67% (MSE), -11,3% (MAE), -9,2% (MAPE) e -6,1% (RMSE).

Tabela 32 - Melhoria obtida considerando a precipitação na modelagem

Melhoria	MAE	MSE	RMSE	MAPE
Período úmido	-11,3	-12,7	-6,1	-9,2
Período seco + úmido	-6,7	-9,1	-4,7	0,0

Verificou-se que a inserção da precipitação proporcionou ganhos no desempenho do modelo de previsão de geração eólica para precipitação superior a 40 mm. Conforme apresentado no item 4.2, nos últimos seis anos, o número de dias em que a precipitação foi superior a 50 mm variou de 0 a 5 dias. Dessa forma, o período analisado apresentou um reduzido número de dias com precipitação superior a 50 mm. Isso deve-se ao fato do período estudado ter apresentado precipitação abaixo da média histórica com anos extremamente secos. Os demais períodos em que a precipitação verificada foi inferior a 40 mm, o modelo não apresentou ganhos significativos.

Ressalta-se que as simulações foram realizadas com os dados de precipitação observada e que existe um erro associado à precipitação prevista. Neste contexto, recomenda-se que as análises apresentadas sejam realizadas para um período maior de observações, bem como aplicadas para outros parques eólicos desta região e de outras regiões geográficas.

4.8.2 Desempenho do modelo considerando a previsão de vento corrigida

De acordo com as análises realizadas em relação a previsão de vento, observou-se uma tendência do modelo ETA em superestimar os valores previstos. A seguir são apresentados os resultados do modelo considerando a previsão de vento corrigida.

A metodologia utilizada para correção do vento previsto consiste em um ajuste de regressões lineares. Foram realizadas duas regressões lineares, quais sejam: i) considerando a velocidade do vento prevista e a velocidade verificada e ii) considerando a velocidade do vento prevista, velocidade verificada e precipitação observada. O período utilizado para correção foi de janeiro/2015 a maio/2016. Foram testadas algumas regressões não lineares, como polinômios de vários graus, exponencial e logística. Porém, os melhores resultados foram obtidos para a regressão linear. As Figuras 126 a 128 ilustram as regressões lineares ajustadas para todo o período (Figura 126), período seco (Figura 127) e período úmido (Figura 128).

Figura 126 - Regressão ajustada para todo o período

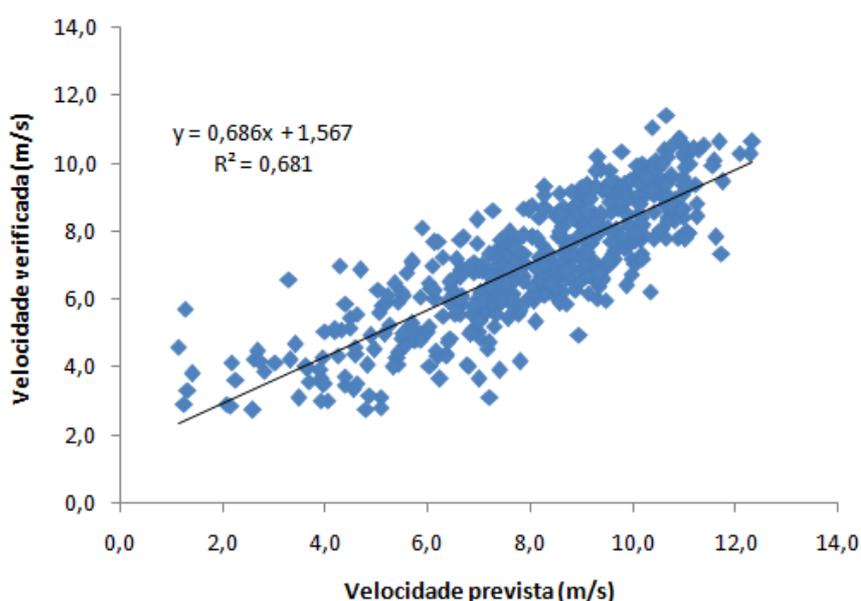


Figura 127 - Regressão ajustadas para o período seco

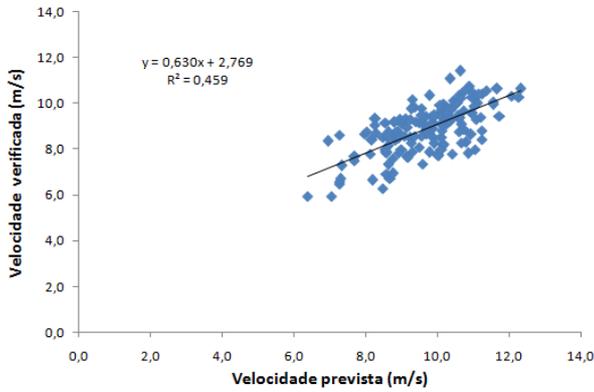
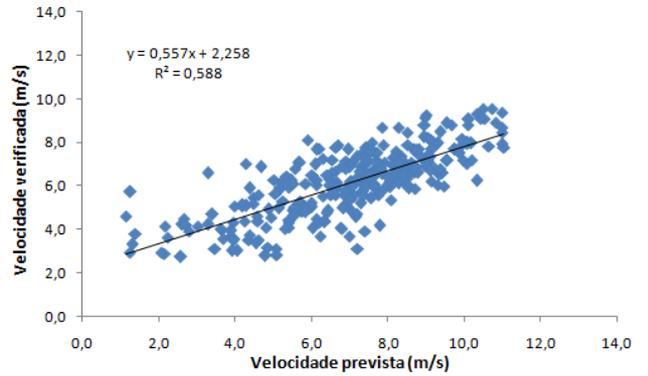
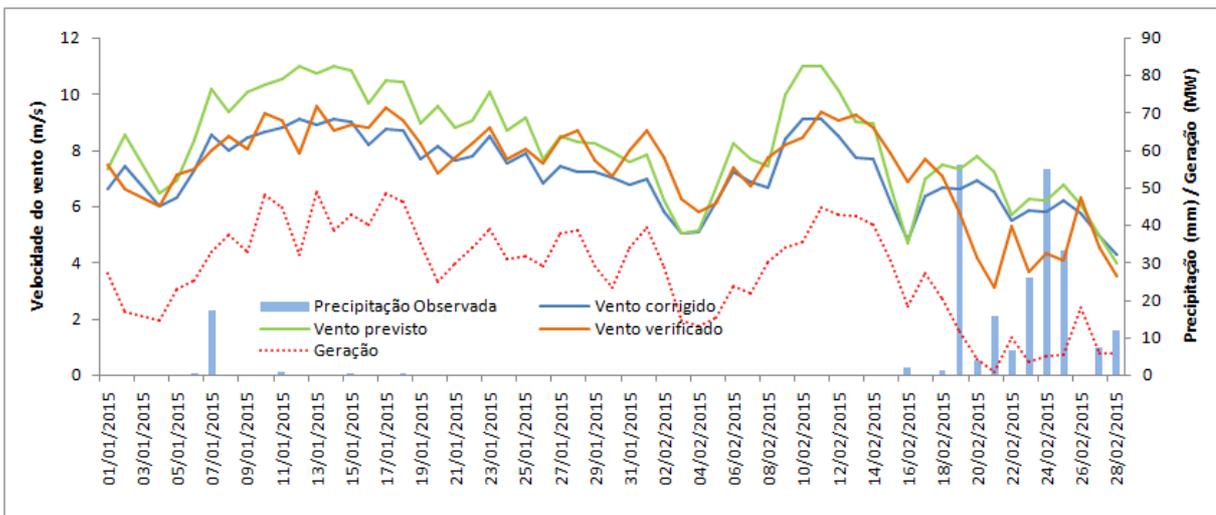


Figura 128 - Regressão ajustada para todo o período úmido



A Figura 126, Figura 127 e Figura 128 evidenciam a tendência do modelo ETA em superestimar a previsão da velocidade do vento. Apresenta-se a seguir os resultados da aplicação da correção da previsão de vento considerando a regressão de todo o período. Não foram obtidos ganhos significativos na separação do período seco e úmido, bem como na análise de regressão realizada para diferentes faixas de precipitação. A curva contínua laranja representa a velocidade do vento verificada, a curva verde é a velocidade do vento prevista pelo ETA e a curva em azul escuro representa a previsão da velocidade do vento corrigida. A curva pontilhada em vermelho representa a geração eólica verificada. As barras verticais representam a precipitação observada. A Figura 129 apresenta os resultados obtidos para os meses de janeiro e fevereiro/2015.

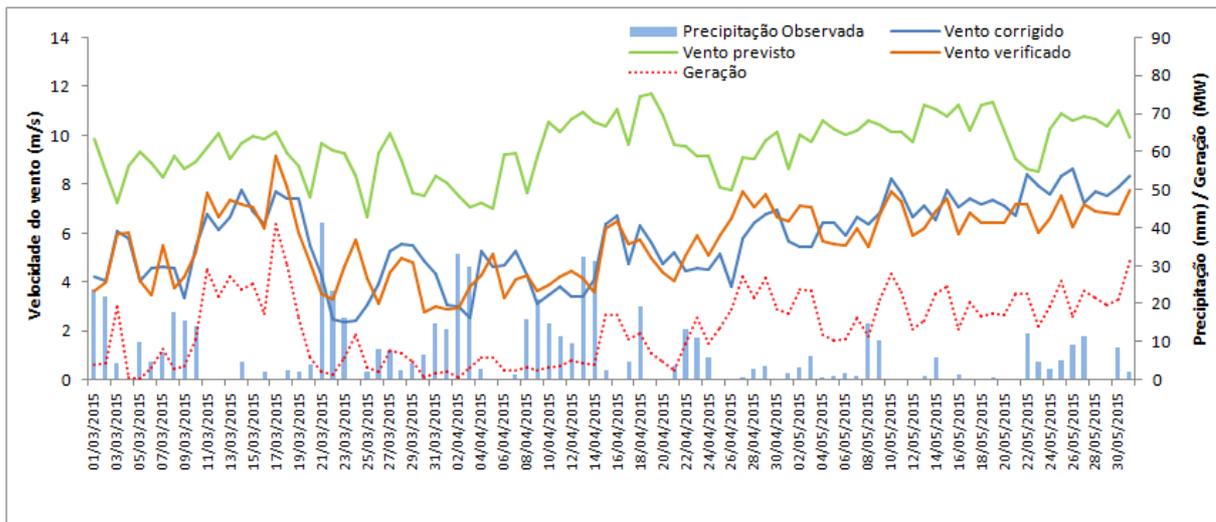
Figura 129 - Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - jan a fev/2015



De acordo com a Figura 129, verifica-se um bom ajuste entre velocidade do vento verificada e corrigida para os meses de janeiro e fevereiro/2016. A correção do vento previsto reduziu substancialmente os desvios entre os valores previstos e verificados. Para alguns dias o viés do vento previsto é praticamente eliminado. Porém, no período 20/02 a 25/02/2015, ocorreram eventos significativos de precipitação com valores acima de 50 mm e o ajuste linear não foi suficiente para obtenção de um bom ajuste na correção da velocidade do vento.

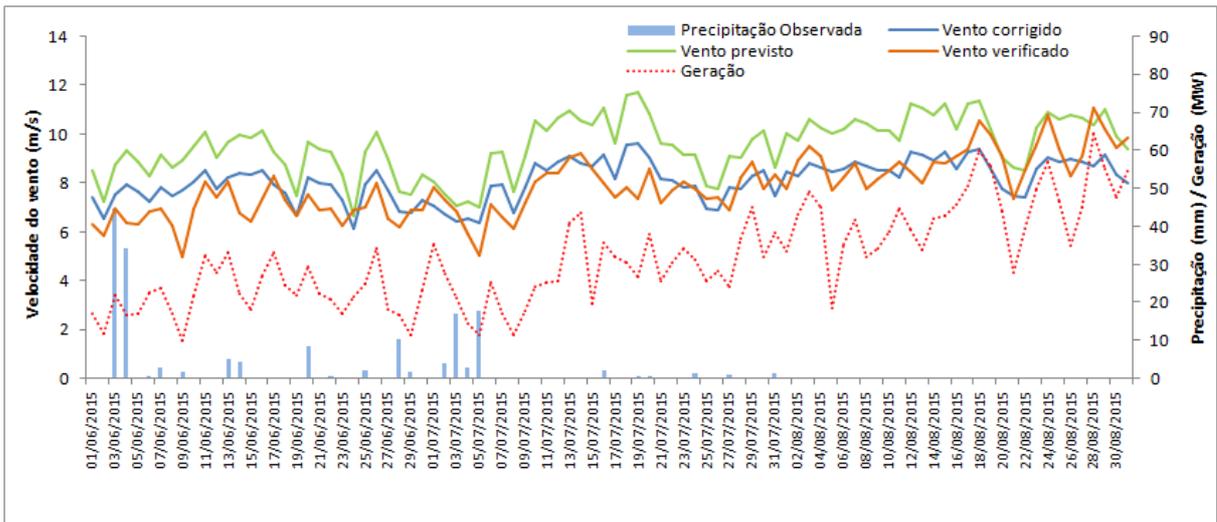
O ajuste através da correção reduziu um pouco a magnitude do desvio da previsão de vento, mas não de forma significativa. A geração eólica verificada ficou praticamente zerada. O erro da previsão da velocidade do vento pode está associado a atuação de algum sistema meteorológico de larga escala. A Figura 130 apresenta os resultados para os meses de março, abril e maio/2015.

Figura 130 - Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - mar a mai/2015



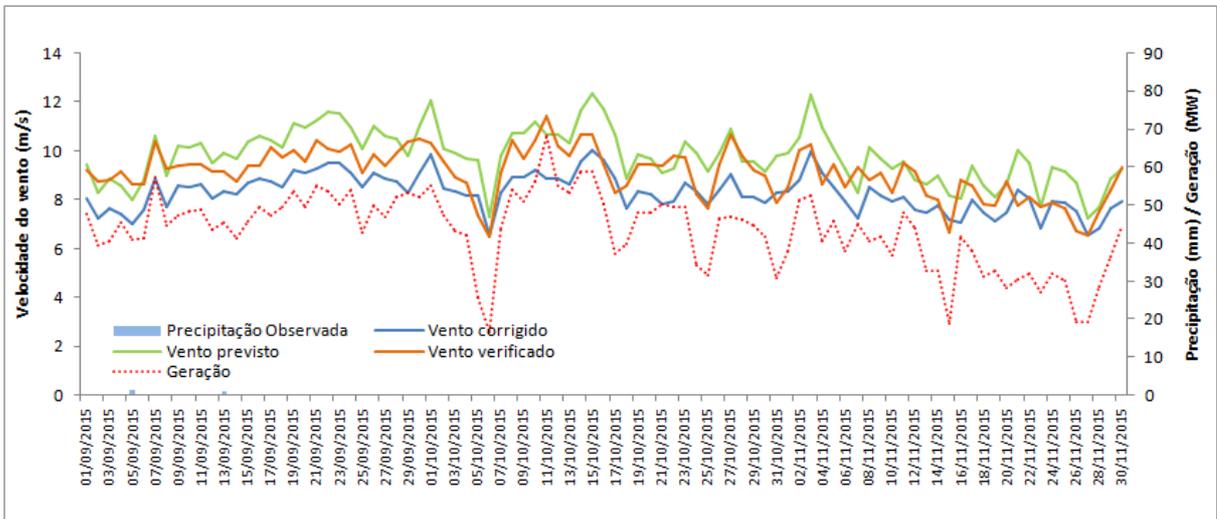
Apesar da existência de vários dias consecutivos com precipitação elevada, verificou-se um bom ajuste para a maioria dos dias. No período de 21/03 a 12/04/2015, a velocidade média variou de 3 a 5 m/s e a geração eólica ficou praticamente zerada. A Figura 131 apresenta os resultados para os meses de junho, julho e agosto/2015. Verificou-se um bom ajuste em praticamente todos os dias.

Figura 131 - Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - jun a ago/2015



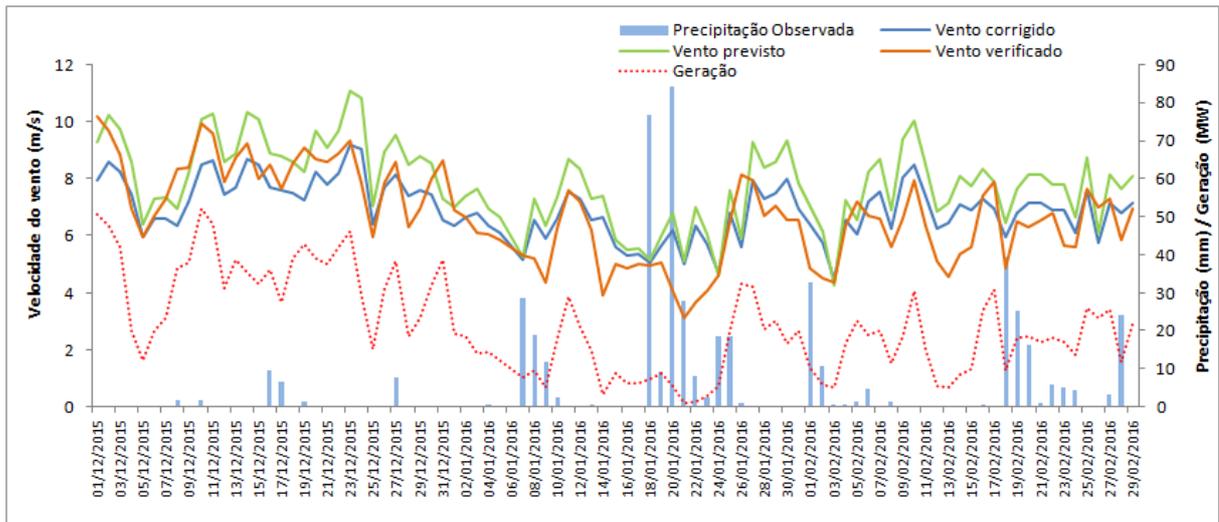
A Figura 132 apresenta os resultados para os meses de setembro, outubro e novembro/2015. Não se verificou um bom ajuste para o período, uma vez que o vento corrigido foi subestimado e a previsão original ficou mais próxima dos valores verificados.

Figura 132 - Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - set a nov/2015



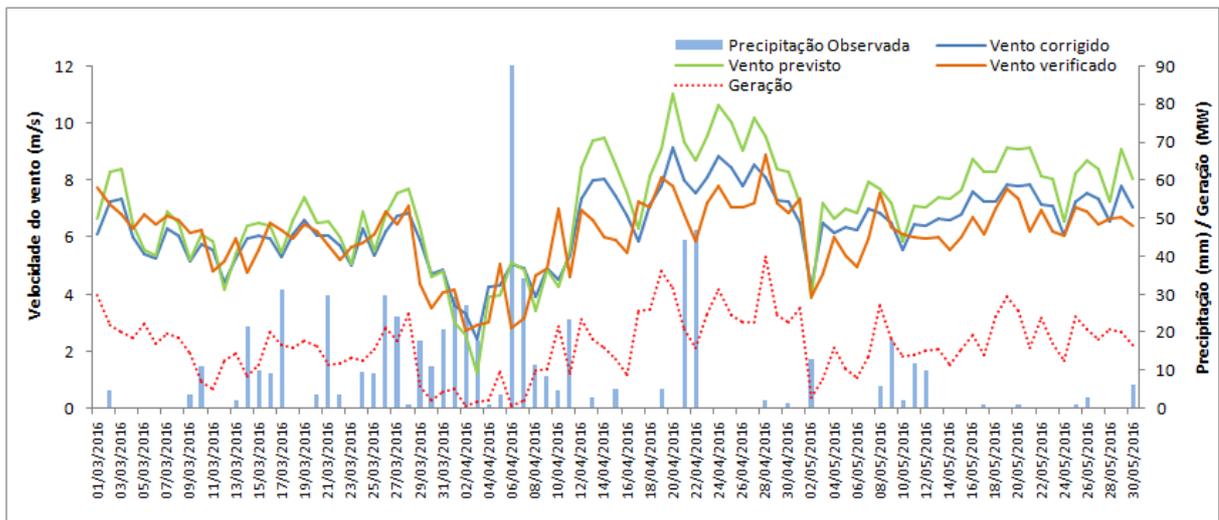
A Figura 133 apresenta os resultados para os meses de dezembro/15, janeiro e fevereiro/2016. No período de 19/01 a 23/01/2016 o ajuste através da correção praticamente não reduziu a magnitude do desvio da previsão de vento. Ocorreram eventos significativos de precipitação, acima de 80 mm e a geração eólica ficou praticamente zerada.

Figura 133 - Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - dez/15 a fev/2016



A Figura 134 apresenta os resultados para os meses de março a maio/2016. O ajuste realizado para a maioria dos dias foi considerado satisfatório. No período de 19/04 a 26/04/2016 o ajuste através da correção reduziu a magnitude do desvio da previsão de vento. Porém, a velocidade do vento verificada foi inferior ao valor previsto. Ressalta-se a ocorrência de precipitação acima de 40 mm no período.

Figura 134 - Velocidade do vento prevista, verificada e corrigida - mar a mai/2016



Foram realizadas simulações considerando o vento previsto corrigido e não se verificou melhoria significativa dos resultados quando se optou pelo vento corrigido. A modelagem proporcionou ganhos significativos apenas para precipitações superiores a 40 mm, assim como nas simulações realizadas anteriormente.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este capítulo apresenta as principais conclusões referentes aos objetivos geral e específicos e respectivas recomendações.

5.1 CONCLUSÕES

A análise dos índices extremos climáticos mostrou uma predominância de tendências negativas de diminuição da precipitação total, evidenciando que as chuvas estão cada vez mais esporádicas e concentradas em um menor período de tempo.

Verificou-se uma relação inversamente proporcional entre o Índice de Anomalia de Chuva e o Fator de Capacidade da geração eólica para CE3, ou seja, nos meses com anomalias positivas de precipitação houve uma redução no fator de capacidade da geração eólica. Nos últimos 5 anos, 2012 a 2016, foram verificadas anomalias negativas de precipitação e fatores de capacidade elevados devido à ocorrência de precipitação abaixo da média histórica.

O regime de ventos das estações analisadas no litoral Norte do Ceará (CE1) e Rio Grande do Norte (RN1) é influenciado pelas variações de temperatura do Oceano Atlântico e Oceano Pacífico, com uma maior correlação positiva do Atlântico Norte. As correlações obtidas com o Atlântico Sul foram negativas, porém sem significância estatística.

Em relação ao regime de precipitação para estações analisadas no litoral Norte do Ceará e Rio Grande do Norte mostraram que o aumento da temperatura do Oceano Atlântico Norte e do Oceano Pacífico, especificamente, nas regiões Niño 1+2 e Niño 3 provoca uma redução da precipitação e uma intensificação na velocidade dos ventos. Por outro lado, uma redução da TSM nestas regiões, provoca um aumento da precipitação e redução da velocidade dos ventos. As correlações obtidas com a TSM do Atlântico Sul foram positivas, porém sem significância estatística. A alta previsibilidade do ENOS e seu significativo impacto nas precipitações da região Nordeste constitui uma fonte de previsibilidade da variabilidade sazonal das suas anomalias em relação à climatologia.

Constatou-se uma complementaridade ao longo do dia entre os regimes de vento dos pontos estudados no litoral do Ceará e Rio Grande do Norte, e interior da Bahia. O período de maior intensidade dos ventos no Ceará e Rio Grande do Norte corresponde ao período de menor intensidade dos ventos na Bahia (à tarde); enquanto que, o período de menor intensidade dos

ventos no Ceará e Rio Grande do Norte corresponde ao período de maior intensidade dos ventos na Bahia, na madrugada (0 às 5h). Constatou-se uma maior intensidade dos ventos no período seco e uma menor intensidade no período úmido, sendo os ventos mais intensos no segundo semestre do ano.

A análise dos dados diários médios da geração eólica e as variáveis meteorológicas mostrou uma forte correlação positiva da geração eólica com a velocidade do vento e uma correlação negativa moderada com a precipitação verificada e umidade relativa do ar. A velocidade verificada também apresentou uma correlação negativa moderada com a precipitação e umidade relativa do ar, ou seja, há uma redução da geração eólica com o aumento da precipitação e umidade para os parques analisados. As demais variáveis apresentaram correlação fraca ou inexistente.

As previsões da velocidade do vento do modelo ETA (15 km) apresentaram uma tendência em superestimar a velocidade do vento prevista para todo o período, com maiores desvios no período úmido. Os desvios da previsão de vento são mais elevados para velocidades reduzidas, de 4 a 6 m/s (fevereiro a maio). Porém, os desvios da previsão de vento são reduzidos nos meses de agosto a dezembro, em que as velocidades são mais elevadas de 8 a 10 m/s. Nos dias de precipitação elevada, com valores diários acima 40 mm, o ajuste linear da previsão da velocidade do vento não foi suficiente para se obter uma correção satisfatória da velocidade do vento prevista.

Na modelagem considerando a precipitação, o período úmido apresentou um ganho superior ao obtido na calibração para todo o período com uma redução dos desvios. A inserção da variável exógena precipitação melhorou o desempenho do modelo de previsão de geração eólica no período úmido, especificamente, para os dias com precipitação superior a 40 mm.

Dentre as limitações do estudo, ressalta-se a dificuldade de acesso às informações meteorológicas de boa qualidade, uma vez que: i) os postos pluviométricos são operados por diversas instituições e nem sempre a informação é de fácil acesso; ii) as séries históricas disponíveis apresentam falhas em períodos longos, dificultando a realização de estudos; iii) curto histórico disponível dos dados de geração eólica, velocidade do vento prevista e verificada, pois a maioria das usinas eólicas iniciaram a operação comercial a partir de 2011.

Os resultados apresentados nesta pesquisa não podem ser generalizados para todo o Nordeste, uma vez que foi aplicado apenas para uma estação do Ceará com uma série histórica reduzida.

Ressalta-se também que os dados de precipitação pluviométrica ficaram abaixo da média histórica no Nordeste para o período analisado.

5.2 RECOMENDAÇÕES

A crescente participação da geração eólica na matriz energética brasileira, especificamente, na Região Nordeste, requer um aprofundamento dos estudos que contribuam para a melhoria da previsão de geração de energia eólica nos diversos horizontes. Dessa forma, recomenda-se a disponibilização do banco de dados da de geração eólica do ONS e dados anemométricos monitorado pela EPE para fins de pesquisa pelas universidades e centros de pesquisa, mediante acordo de confidencialidade.

Tendo em vista a alta previsibilidade do ENOS e seu significativo impacto nas precipitações e regime de ventos da região litorânea do Ceará e Rio Grande do Norte, recomenda-se a utilização das temperaturas do Oceano Atlântico e Pacífico para previsões de médio e longo prazo de geração eólica desta região.

Os recentes relatórios do IPCC apontam para um cenário futuro com uma maior predominância da fase quente do fenômeno ENOS, ou seja, de El Niños. Neste contexto, propõe-se uma avaliação do impacto desta possível nova realidade na geração eólica, especialmente, no Nordeste do Brasil. Dessa forma, propõe-se a incorporação de informações referentes às temperaturas do Oceano Pacífico e Atlântico na estimativa mensal da geração eólica.

Recomenda-se um refinamento das previsões do modelo ETA (15 km) de modo a se obter melhores resultados na previsão de geração eólica, tendo em vista que suas previsões de vento foram superestimadas, com desvios maiores no período úmido, bem como uma avaliação do desempenho das previsões de vento de outros modelos de previsão meteorológicas, a exemplo dos modelos HRES do Centro Europeu (ECMWF) e GFS (NCEP).

O período estudado apresentou precipitação abaixo da média histórica com anos extremamente secos. Dessa forma, recomenda-se a realização de novas análises com um histórico maior dos dados de precipitação e geração eólica para os parques eólicos analisados, bem como uma avaliação para parques eólicos localizados em regiões geográficas distintas e terrenos complexos, a exemplo da Bahia, Pernambuco e Piauí.

As análises realizadas são importantes para o aprimoramento dos modelos de previsão de geração eólica e subsidiarão o planejamento energético do Sistema Interligado Nacional.

REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. 2ª Edition. John Wiley & Sons Ltd. 2012.

ASSIS, J. M. O. Variabilidade do clima e cenários futuros de mudanças climáticas no trecho Submédio da bacia hidrográfica do rio São Francisco. **Tese de doutorado** apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil, Área de Concentração Tecnologia Ambiental e Recursos Hídricos – UFPE. Recife, 2016.

ASSIS, J. M. O.; LACERDA, F. F.; SOBRAL, M. C. Análise de Detecção de Tendências no Padrão Pluviométrico na Bacia Hidrográfica do Rio Capibaribe. **Revista Brasileira de Geografia Física**. N. 02, 320-331, 2012.

ARAÚJO JUNIOR, L. M. et al. Avaliação dos recursos eólicos simulado no Estado do Ceará: um estudo de caso para o El Niño 97/98 e para La Niña 98/99. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 29, n. 1, p. 139-152, 2014.

ARAGÃO, J. O. R. O impacto do ENSO e do Dipolo do Atlântico no Nordeste do Brasil. **Bull. Inst. Fr. Études andines**, v. 27, n. 3, p. 839-844, 1998. Disponível em: <http://www.redalyc.org/pdf/126/12627346.pdf>.

BALLINE, R. **Previsão de vazões medias mensais utilizando redes neurais**. Material do Curso de Operação de Sistemas Eletroenergéticos – MiniCOSE. Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2007.

BESSA, R. J.; MIRANA, V; PRINCIPE, J. C.; BOTTERUD, A.; WANG, J. Information theoretic learning applied to wind power modeling in proceedings of IEEE world congress on computational intelligence, special session of IJCNN. **Machine learning for renewable energy applications**. BARCELONA, Spain, USA, 18-23, Julho, 2010.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de energia 2014**. MME/EPE, 2015.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **NT-DEA 06/14 Sistema de Acompanhamento de Medições anemométricas - AMA**. Manual do usuário. Disponível em: www.epe.gov.br, 2014

CAMARGO, A. S. G. **Análise da operação das Usinas Eólicas de Camelinho e Palmas e avaliação do potencial eólico de localidades no Paraná**. Dissertação (Mestrado em Tecnologia), CEFET-PR, Curitiba, 2005.

CAVALCANTI, I. F. A. Um estudo Sobre Interações Entre Sistemas de Circulação de Escala Sinótica e Circulações Locais. **Dissertação de Mestrado em Meteorologia**, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, SP. 121 págs. 1982.

COSERN-ANEEL. **Potencial eólico do Estado do Rio Grande do Norte**. Projeto de Pesquisa COSERN-ANEEL. Elaborado por Camargo Schubert Engenharia Eólica e Iberdrola Empreendimentos do Brasil S.A. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_RN.pdf, 2013

COSTA, A., A. CRESPO, J. NAVARRO, G. LIZCANO, H. MADSEN, E. FEITOSA: A review on the Young history of the Wind power short-term prediction. **Renew Sustain Energy Rev.** (2007).

COSTA, A. C. A. Mathematical / Statistical and Physical / Meteorological Models for Short-term Prediction of Wind Farms Output. Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ingeniería Energética y Fluidomecánica da Universidad Politécnica de Madrid, UPM, Espanha. 2005.

COUTO, A. COSTA, L. RODRIGUES, V. LOPES, E A. ESTANQUEIRO, **Impact of Weather Regimes on the Wind Power Ramp Forecast in Portugal**, IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 6, n. 3, pp. 934–942, 2015.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia Eólica para produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobras, 2009.

CUTLER, N. Characterising the Uncertainty in Potential Large Rapid Changes in Wind Power Generation. The University of New South Wales, School of Electrical Engineering and Telecommunications, 2009.

FEITOSA E. A. N. et al. **Panorama do Potencial Eólico no Brasil**. Brasília: Dupligráfica, 2003.

FIGUEIREDO FILHO, D. B.; SILVA JÚNIOR, J. A. Desvendando os Mistérios do Coeficiente de Correlação de Pearson (r). **Revista Política Hoje**, Vol. 18, n. 1, 2009.

FOCKEN, U. et al. Short-term prediction of the aggregated power output of wind farms — a statistical analysis of the reduction of the prediction error by spatial smoothing effects. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**. Amsterdam: Elsevier.v. 90, n. 3, p. 231-246, 2002.

GALEGO-CASTILLO, A. CUERVA-TEJERO, LOPEZ-GARCIA. A Review on the Recent History of Wind Power Ramp Forecasting, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1148-1157, 2015.

GAN, M. A.; KOUSKY, V. E. **Um estudo observacional sobre as baixas frias da alta troposfera, nas latitudes subtropicais do Atlântico Sul e leste do Brasil**. INPE, São José dos Campos, SP., 1982, 25p.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC. **Global Wind Report: Annual market Update**. Abril, 2010. Disponível em: http://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/GWEC_annual_market_update_2010_-_2nd_edition_April_2011.pdf. Acesso: 12 Jun. 2015.

GWEC. **Global Wind Report**. Disponível em: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC_PRstats2016_EN_WEB.pdf, 2016. Acesso em 20 de maio de 2016.

HAAS, R.; SAKAGAMI, Y.; SAUTHIER, L. C.; SANTOS, P. A. de A.; TAVES, F. de F.; PASSOS, J. C.; MACHUCA, M. N.; CARDOSO, B. J.; PEROSA, J. **Influência de Fenômenos Climáticos no Desempenho de dois Parques Eólicos**. 2011.

HASTENRATH, S.; HELLER, L. Dynamics of climate hazards in Northeast Brazil. *J. Royal Meteorologic Society*, v.103, p. 77-92, 1977.

HASTENRATH, S.; LAMB, P. Climatic Atlas of the Tropical Atlantic and Eastern Pacific Oceans. **University of Wisconsin Press**, 1977, 113 pp.

HAAS, R. SAKAGAMI, Y.; SAUTHIER, L. S.; SANTOS, P. A. A.; TAVES, F. F.; PASSOS, J. C. Influência de Fenômenos Climáticos no Desempenho de dois Parques Eólicos. In: **VII CITENEL - Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica**, 2013, Rio de Janeiro. VII CITENEL - Anais, 2013.

HAYKIN, S. **Redes neurais: princípios e prática**. Porto Alegre – RS: 2 edição. BOOKMAN Editora S.A, 2001. MCCULLOCH, W. S. e Pitts, W. *A logical*

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Key world energy statistics**. 2009. Disponível em: www.iea.org/stats/index.asp. Acesso: 12 Jun. 2015.

KILADIS, G. N. & DIAZ, H. F. “Global Climate anomalies associated with extremes in the Southern Oscillation”. *Journal of Climate*, 2(9), pp. 1069-1090. 1989.

LACERDA, M. G. B. Impacto da circulação atmosférica nas rampas de produção eólica em Portugal. **Dissertação de Mestrado** Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente, Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, 2016. 86p.

LANDBERG, L. Short-term prediction of local wind conditions. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Volume 89, Issues 3-4, March 2001, Pages 235–245

LANGE, M.; U. FOCKEN: **Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction. Berlin: Springer-Verlag, 2005. 2007p.**

MARENGO, J. A..**Mudanças climáticas globais e seus efeitos sobre a biodiversidade: caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do século XXI. 2. ed. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, v.1, p.214 2007a.**

MINISTÉRIO DE MEIO AMBIENTE MMA, 2002. **Geo Brasil, 2002. Perspectivas do Meio Ambiente no Brasil.** Instituto Nacional de Meio Ambiente - IBAMA. Programa Nacional das Nações Unidas para o Meio Ambiente - PNUMA.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA MME, 2001. **Atlas Eólico Brasileiro.** Disponível em:
http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf. Acesso em 10/09/2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME & EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2008/2017.** Rio de Janeiro: EPE, 2009.

MOLION, L. C. B. Perspectivas Climáticas para os Próximos 20 Anos. **Revista Brasileira de Meteorologia.** p.118-121, 2008.

MONCUNILL, D. F.. The rainfalltrend over Ceará and its implications. In: **8ª Conferência Internacional de Meteorologia e Oceanografia do Hemisfério Sul.** Foz do Iguaçu, 2006, pp. 315-323, 2006.

MOURA, A. D.; SHUKLA, J. On the Dynamics of Droughts in Northeast Brazil: Observations, Theory and Numerical Experiments with a General Circulation Model. **Journal of the Atmospheric Science,** v. 38, n. 12, p. 2653-2675. 1981.

MOURA, G.; ARAGÃO, J.; MELO, J.; SILVA, A.; GIONGO, P.; LACERDA, F. Relação entre a precipitação do leste do Nordeste do Brasil e a temperatura dos oceanos. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental,** v. 13, n. 4, p. 462-469. 2009.

Nielsen T, Madsen H, Nielsen H, Pinson P, Kariniotakis G, Siebert N, et al. Short-term wind power forecasting using advanced statistical methods. In: **Proceedings of European wind energy conference,** Athens, 2006.

NOAA. Índice Multivariado de El Niño – **Oscilação Sul (IME),** Earth System Research Laboratory/Physical Science Division/National Oceanic and Atmospheric Administration. Disponível em: <<http://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/>>, acesso em: 18 de fevereiro de 2016.

NOBRE, C. A.; MOLION. **Climanálise Especial.** Edição Comemorativa de 10 anos. 1986.

NCAR. UCAR. **Climate Data Guideline**. Disponível em: <<https://climatedataguide.ucar.edu/climate-data/nino-sst-indices>>. Último acesso em: 25/07/16.

OLIVEIRA, J. L.; COSTA, A. A. Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o nordeste brasileiro utilizando o RAMS: os casos de 1973-1974 e 1982-1983. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, n. 1, p. 53-66, 2011.

OLIVEIRA, J. B. **Sistemas inteligentes e wavelets para previsão de vento e geração eólica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Pernambuco, 2008

OLIVEIRA, J. L. Influência da circulação geral e da variabilidade interanual sobre o potencial eólico do Nordeste brasileiro. **Dissertação de Mestrado** em Ciências Físicas Aplicadas, Universidade Estadual do Ceará, Centro de Ciências e Tecnologia, Fortaleza. 134p, 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Plano da Operação Energética 2016/2020 PEN 2016**. Volume I Condições de Atendimento. Rio de Janeiro, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Base de Dados Técnicos do ONS. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Boletim Mensal de Energia Eólica. 2017a. Disponível em: http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. Dados Técnica do ONS. NT-3-0154-2016 Base de Dados Eólicos do ONS - BD-EÓLICA. 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. NT-3-0155-2016 Desenvolvimento Metodológico para previsão de geração eólica. 2016a. 133p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Plano da Operação Energética 2014/2018**: Sumário executivo. 2014. Disponível em: http://www.ons.org.br/download/planejamento_eletrico/mensal/RE-3-0166-2014_PEN%202014_SumarioExecutivo.pdf. Acesso: 12 Jun. 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. De Vento em Popa. **Revista ONS: A energia que vem com o vento**. Rio de Janeiro, n. 07, Janeiro-Junho, 2014. Disponível em: http://issuu.com/revistaons/docs/revista_007_web. Acesso: 12 Jun. 2014.

RCLIMDEX 1.0 – **MANUAL DEL USUARIO** (versão em espanhol). Disponível em: <http://etccdi.pacificclimate.org/software.shtml>. Acesso: 12 Jun. 2015.

REEVES, B. A.; BECK, F. **Wind Energy for Electric Power - Technical Report for Renewable Energy Policy Project**, 2003.

RODRIGUES, C. F. **Análise do panorâma eólico-energético brasileiro - uma apreciação crítica em busca de teleconexões**. Trabalho de conclusão de curso, Engenharia de Recursos Hídricos e do Meio Ambiente, Universidade Federal Fluminense. 2015, 45f.

ROOY, M. P. VAN. A Rainfall Anomaly Index Independent of Time and Space, *Notes*, 14, 43, 1965.

ROPELEWSKI, C. F.; HALPERT. Global and regional scale precipitation patterns associated with El Niño /Southern Oscillation. **Monthly Weather Review**, 115(8), pp. 1606-1626, (1987).

SANTOS, C. A. C.; BRITO, J. I. B.; RAO, T. V. R.; MENEZES, H. E. A.. Tendências dos índices de precipitação no estado do Ceará. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.24, n.1, 39-47, 2009.

SANTOS, C. A., BRITO, J. I. B.. Análise dos índices de extremos para o semiárido do Brasil e suas relações com TSM e IVDN. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 22, n. 3, 2007.

SEMA – SECRETARIA DO AMBIENTE E DE ENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL – RS. **Atlas Eólico do Rio Grande do Sul**. Disponível em: www.sema.rs.gov.br/upload/ATLAS_EOLICO_RS_parte_001.pdf. Acesso em 10/09/2016

SERVAIN, J. Simple Climatic Indices for the Tropical Atlantic Ocean and some Applications. **Journal of Geophysical Research**, v. 96, p. 15.137-15.146, 1991.

SILVA JUNIOR, J. L. C.; SILVA, R. A.; MACIEL, G. F.; SILVA, G. F. G.; SANTOS, J. C. Avaliação do Índice de Anomalia de Chuva (IAC) como indicador climático de variabilidade pluviométrica na microrregião de Gurupi-TO. In: **IV Simpósio Internacional de Climatologia**, Anais. João Pessoa, 2011.

SOUSA, J. N. M. S. et al. **Comparison of two new short-term wind power forecasting systems, renewable energy**, v. 34, n. 7, p. 1848-1854, Julho 2009.

STATSOFT, Inc. (2004). STATISTICA (data analysis software system), version 7. www.statsoft.com.

_____; MIRANDA, V.; BOTTERUD, A.; WANG, J. Good or bad wind power forecasts: a relative concept. **Wind energy**, v. 14, n.5, p. 625-636, Julho 2011.

TEIXEIRA, R. F. B. O fenômeno da brisa e sua relação com a chuva sobre Fortaleza-CE. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v.23, n.3, 282-291, 2008.

TUCCI, C. E. M. Hidrologia: **Ciência e Aplicação**. 3ª Edição. Porto Alegre, RS: Editora da UFRGS/ABRH, 2004. p. 943.

UNIÃO EUROPÉIA - UE. **Relatório da Comissão ao Parlamento Europeu, ao Conselho, ao Comitê Econômico e Social Europeu e ao Comitê das Regiões**. Relatório sobre os progressos em termos de energias renováveis. Bruxelas, 2015. 17p. Disponível em: Diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis

UVO, C.; BERNDTSSON, R. Regionalization and spatial properties of Ceará State rainfall in northeast Brazil. **Journal of Geophysical Research**. Volume 101, 1996, 4221-4233. doi: 10.1029/95JD03235, 1996.

UVO, C. R. B.; NOBRE, C. A. A Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e a precipitação no norte do Nordeste do Brasil. Parte I: A Posição da ZCIT no Atlântico Equatorial. **Clim analise**, Vol. 4, número 07, 34 – 40, 1989.

UVO, C. R. B. A Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) e sua relação com a precipitação da Região Norte do Nordeste Brasileiro. **Dissertação de Mestrado** em Meteorologia), Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, SP, 1989, 82f.

VAREJÃO-SILVA, M. A. **Meteorologia e Climatologia**. Versão digital 2. Recife, 2006. 463p. disponível em: <http://www.icat.ufal.br/laboratorio/clima/data/uploads/pdf/>

VALENÇA, M. J. S. **Aplicando Redes Neurais: um guia completo (acompanha CD)**. Recife: Livro Rápido - Elógica, 2005, v.800. p.284.

VALENÇA, M. J. **Fundamentos das Redes Neurais: exemplos em java**. Olinda, PE: Livro Rápido, 2007. 382p.

ZHANG, Y.; WANG, J.; WANG, X. Review on probabilistic forecasting of wind power generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 32, p. 255-270, 2014.

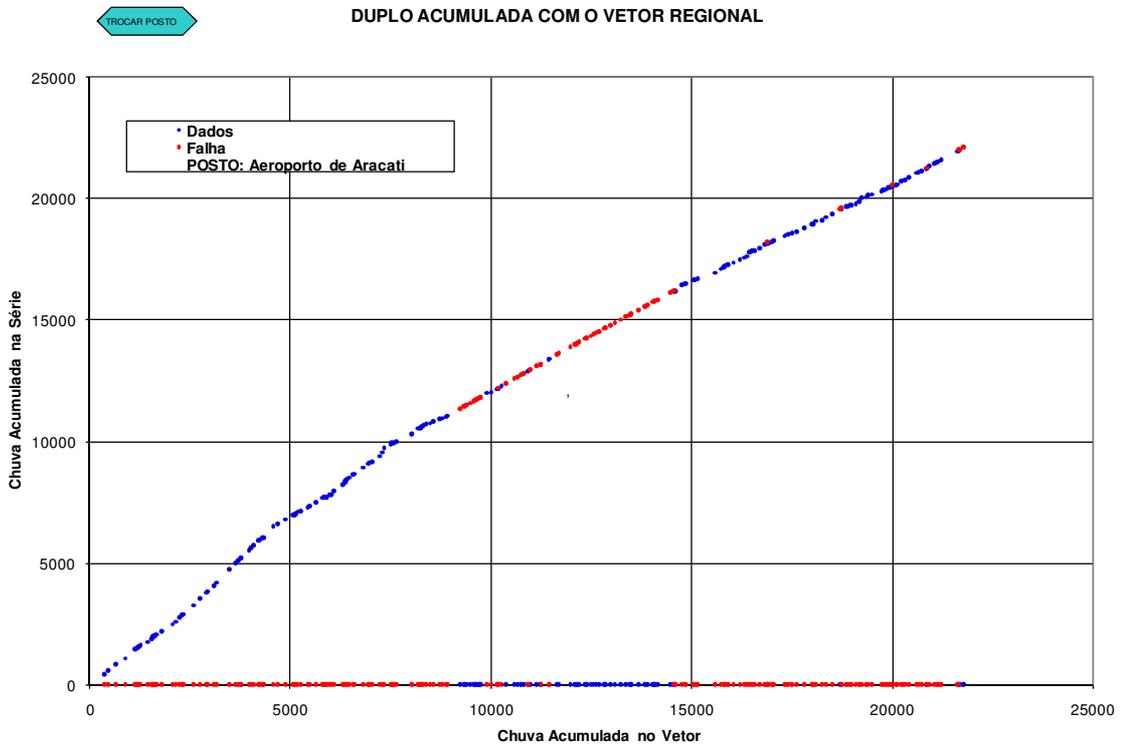
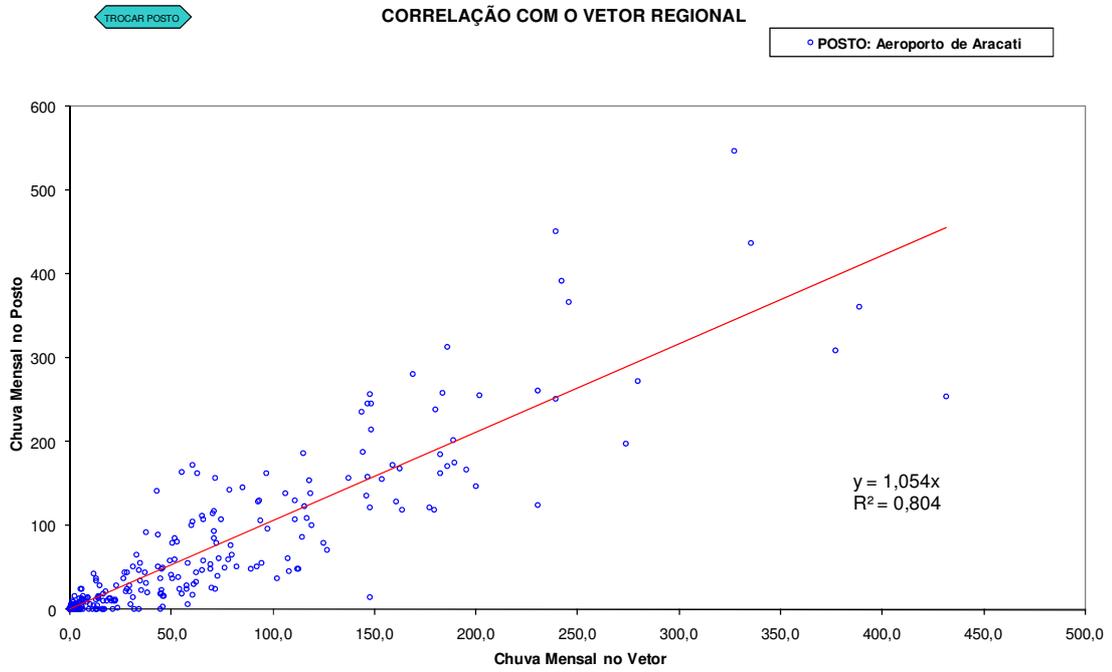
WALTON, R. A., W. A. GALLUS, E E. S. TAKLE, **Wind Ramp Events at Turbine Height-Spatial Consistency and Causes at two Iowa Wind Farms**. Fourth Conf. Weather. Clim. new energy Econ. Austin, TX., 2013.

WANG, X., GUO, P., HUANG, X. **A Review of Wind Power Forecasting Models**. Energy Procedia 12 (2011) 770 - 778. Elsevier.

WRPLOT View TM. User Guide. Wind and Rain Rose Plots for Meteorological Data. Disponível em <http://www.weblakes.com/lakewrpl.html>. 110 p. Acesso em 15/11/2016.

APÊNDICE A - CONSISTÊNCIA DOS DADOS DE PRECIPITAÇÃO PLUVIOMÉTRICA

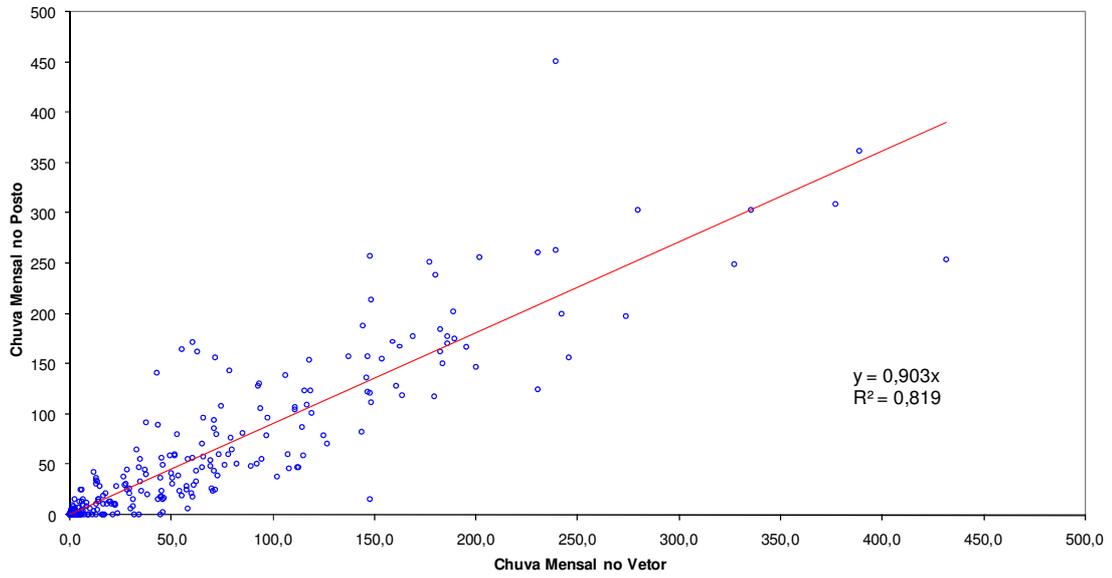
i. Postos próximos à CE 1



TROCAR POSTO

CORRELAÇÃO COM O VETOR REGIONAL

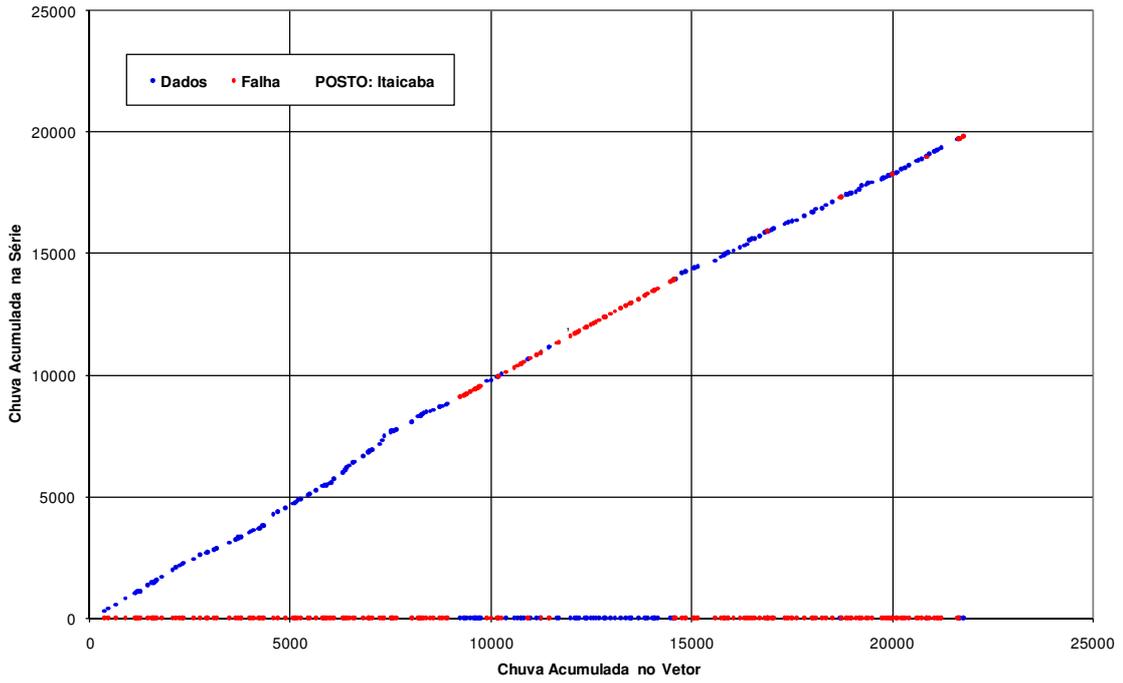
POSTO: Itaicaba



TROCAR POSTO

DUPLO ACUMULADA COM O VETOR REGIONAL

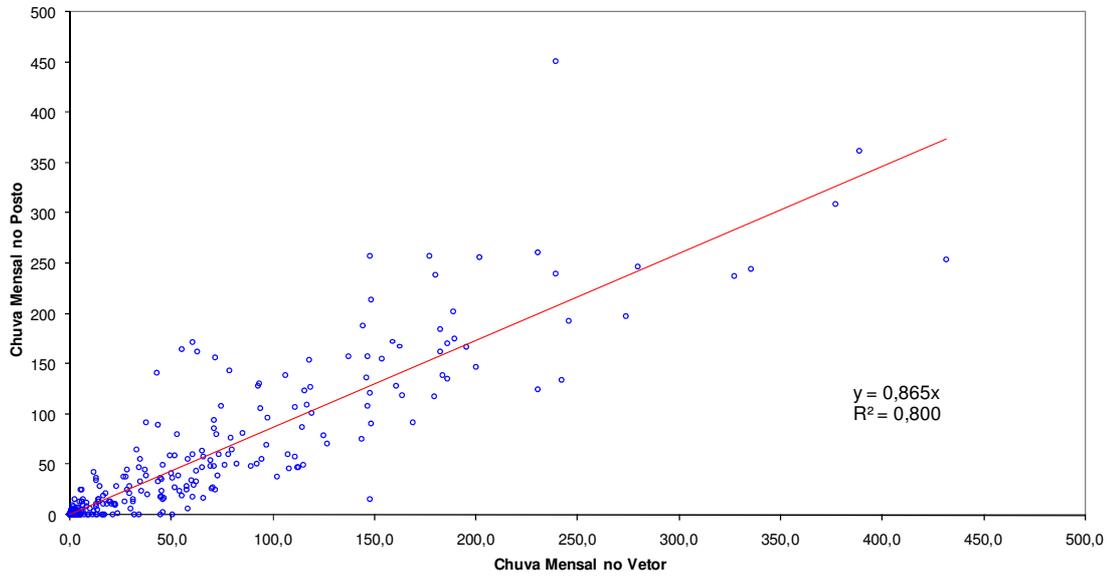
Dados Falha POSTO: Itaicaba



TROCAR POSTO

CORRELAÇÃO COM O VETOR REGIONAL

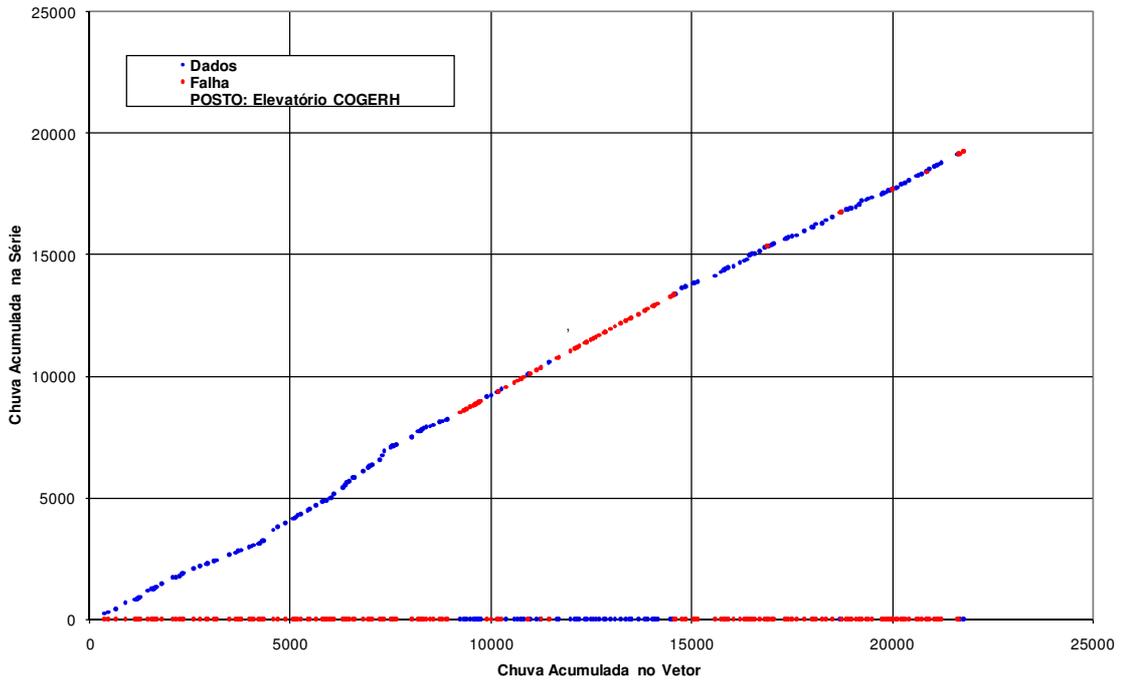
POSTO: Elevatório COGERH



TROCAR POSTO

DUPLO ACUMULADA COM O VETOR REGIONAL

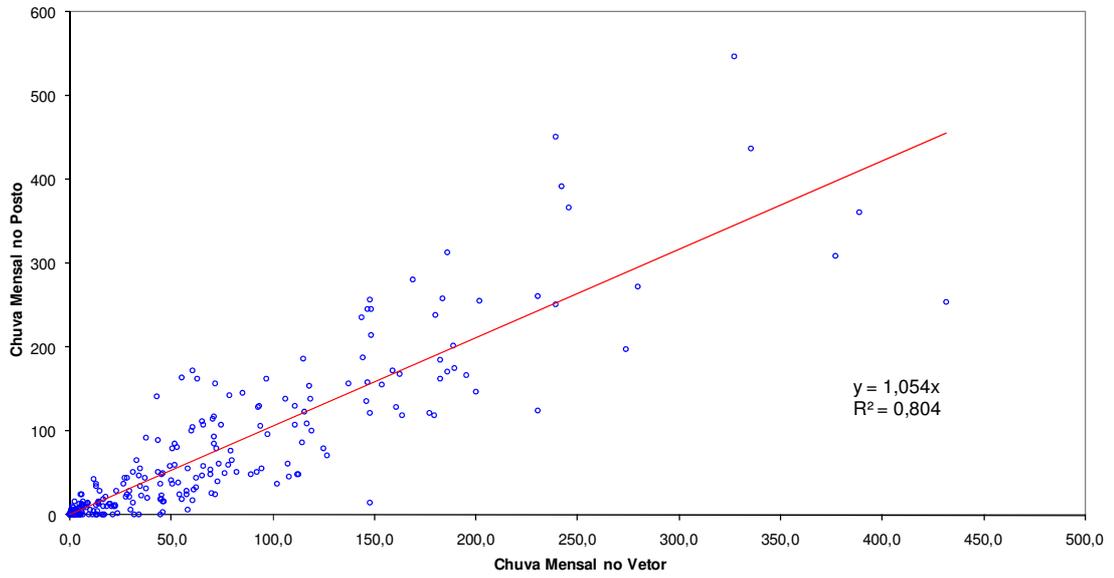
Dados
Falha
POSTO: Elevatório COGERH



TROCAR POSTO

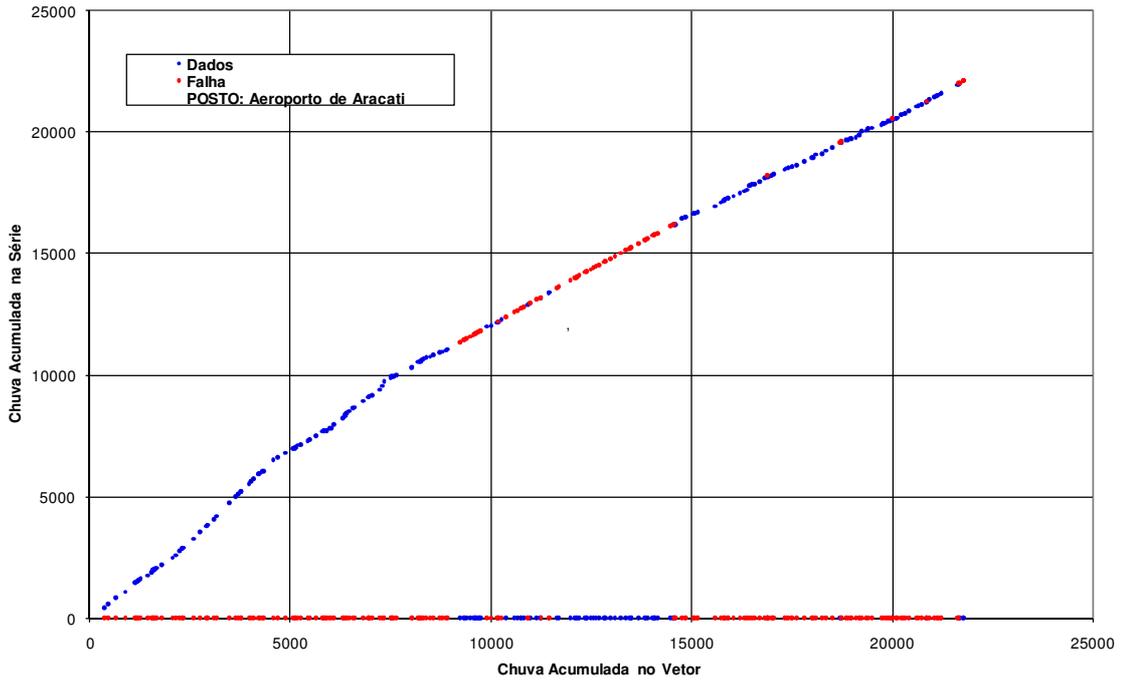
CORRELAÇÃO COM O VETOR REGIONAL

POSTO: Aeroporto de Aracati

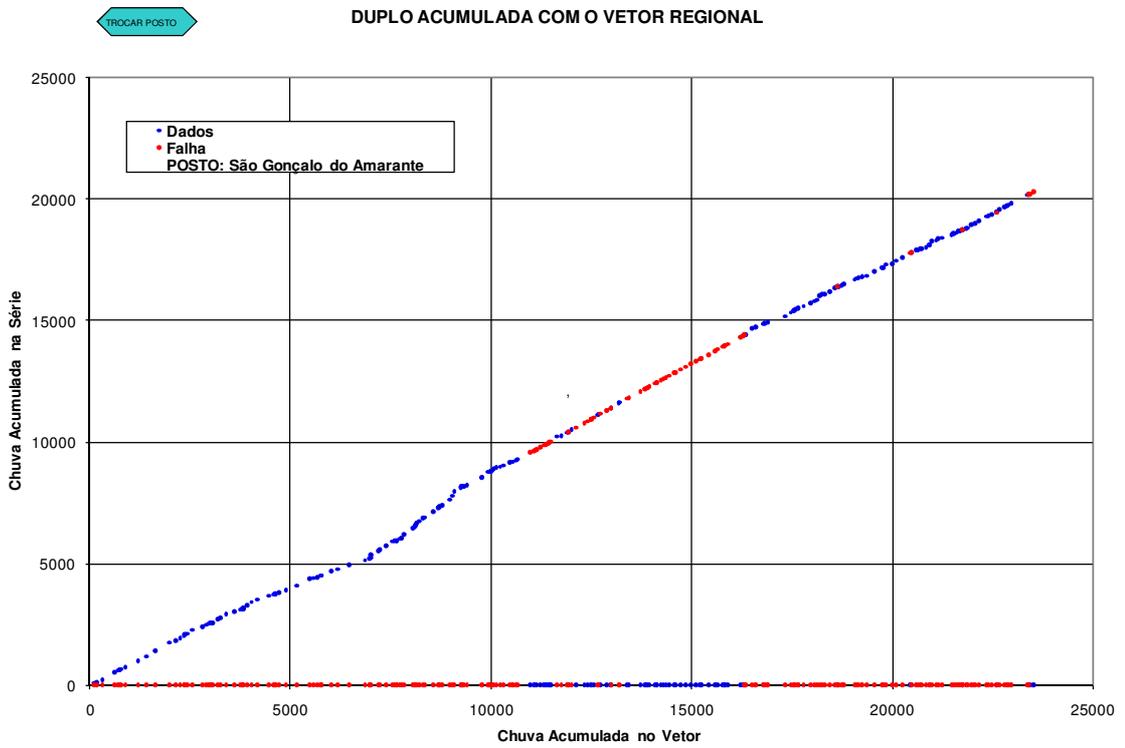
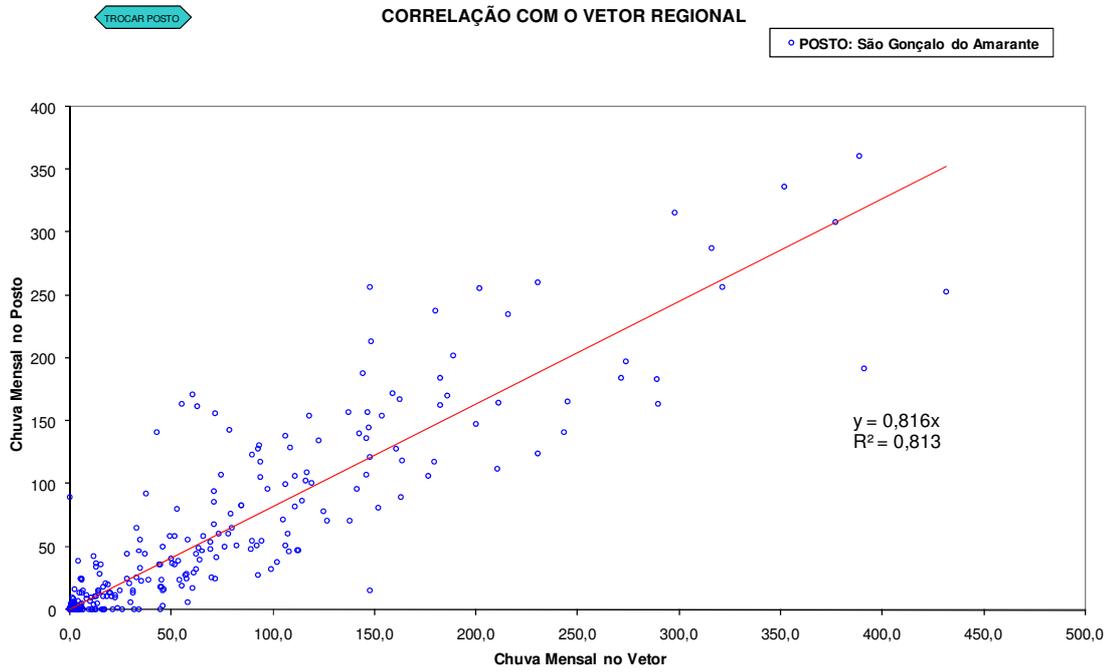


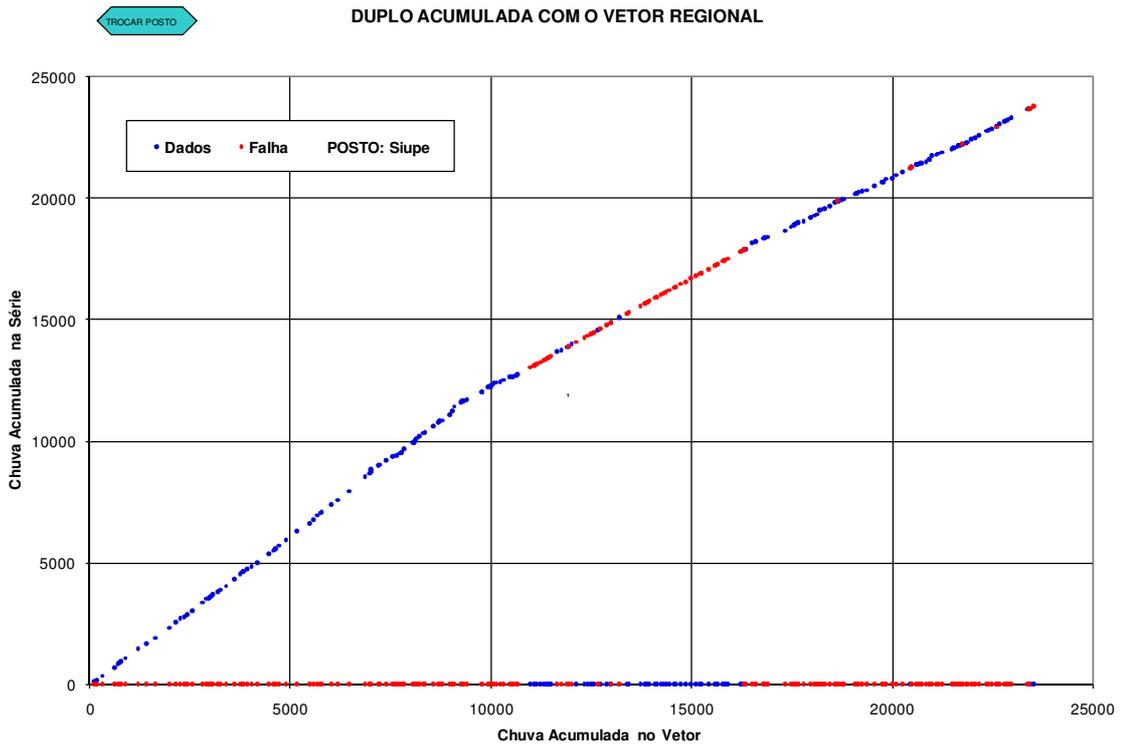
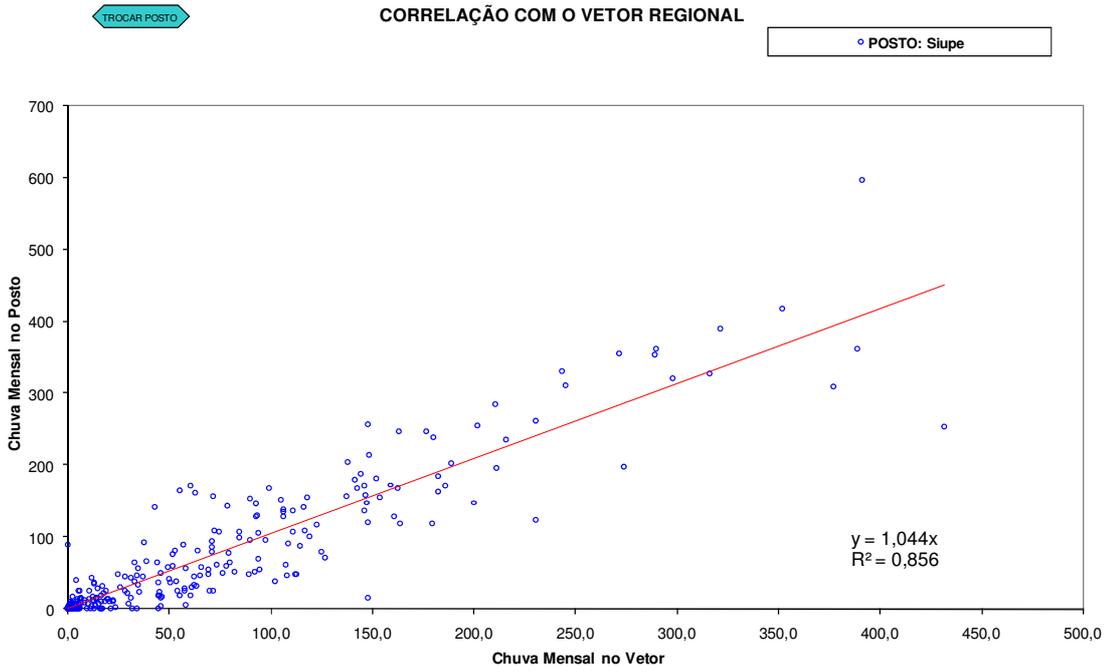
TROCAR POSTO

DUPLO ACUMULADA COM O VETOR REGIONAL



ii. Postos próximos à CE 2

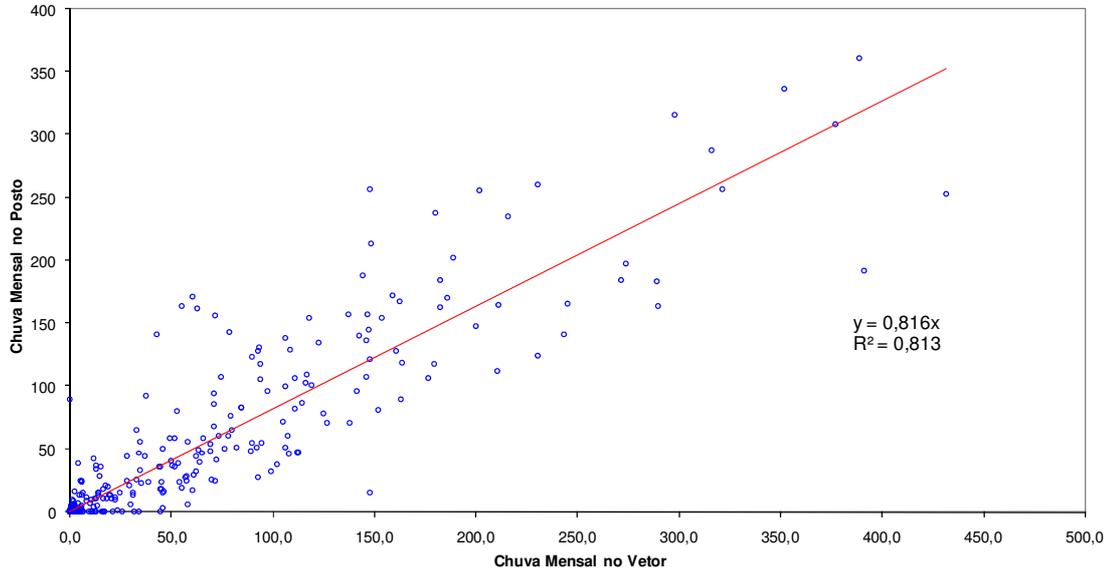




TROCAR POSTO

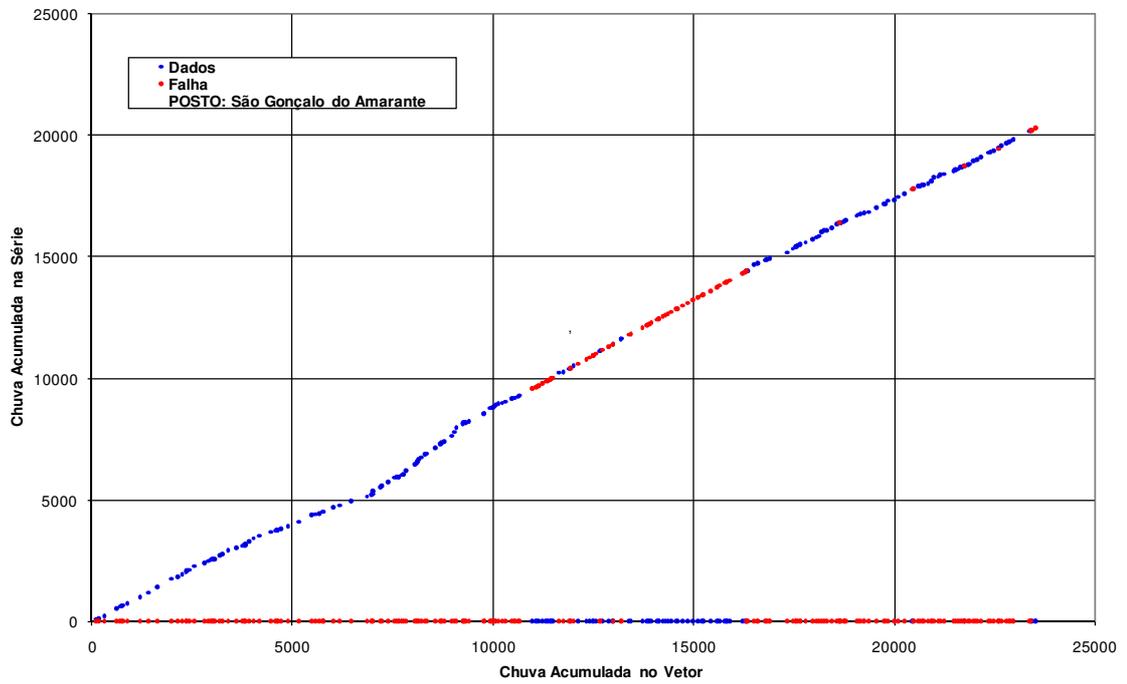
CORRELAÇÃO COM O VETOR REGIONAL

POSTO: São Gonçalo do Amarante

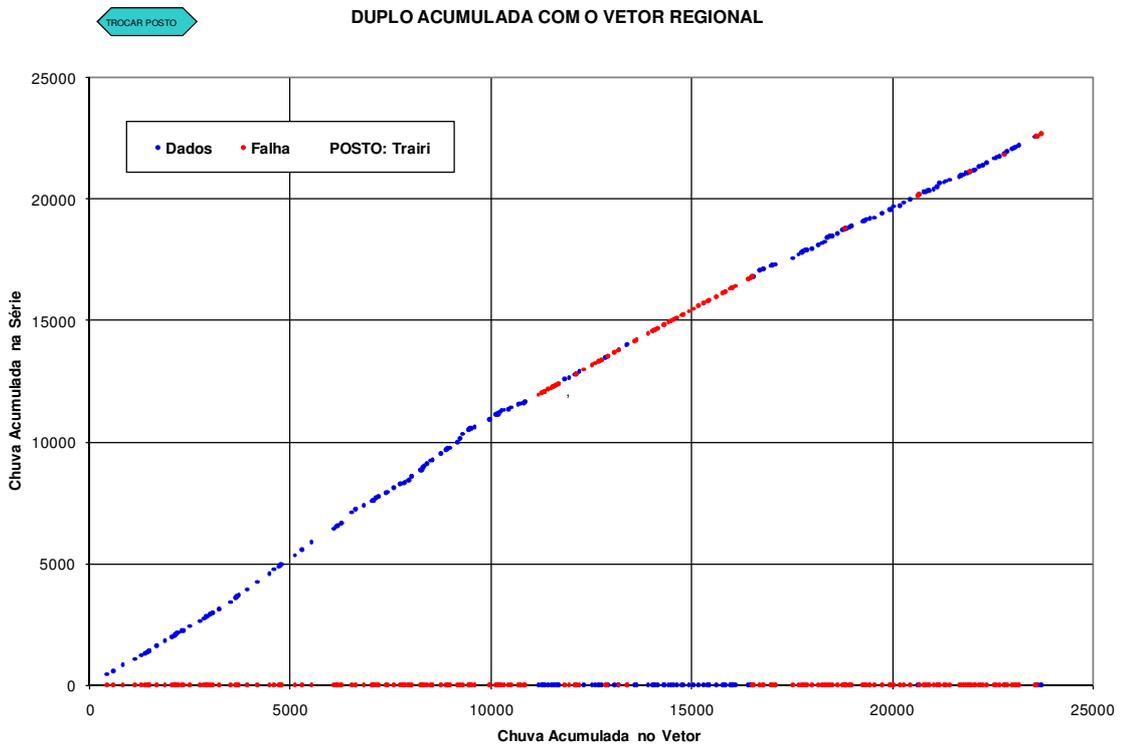
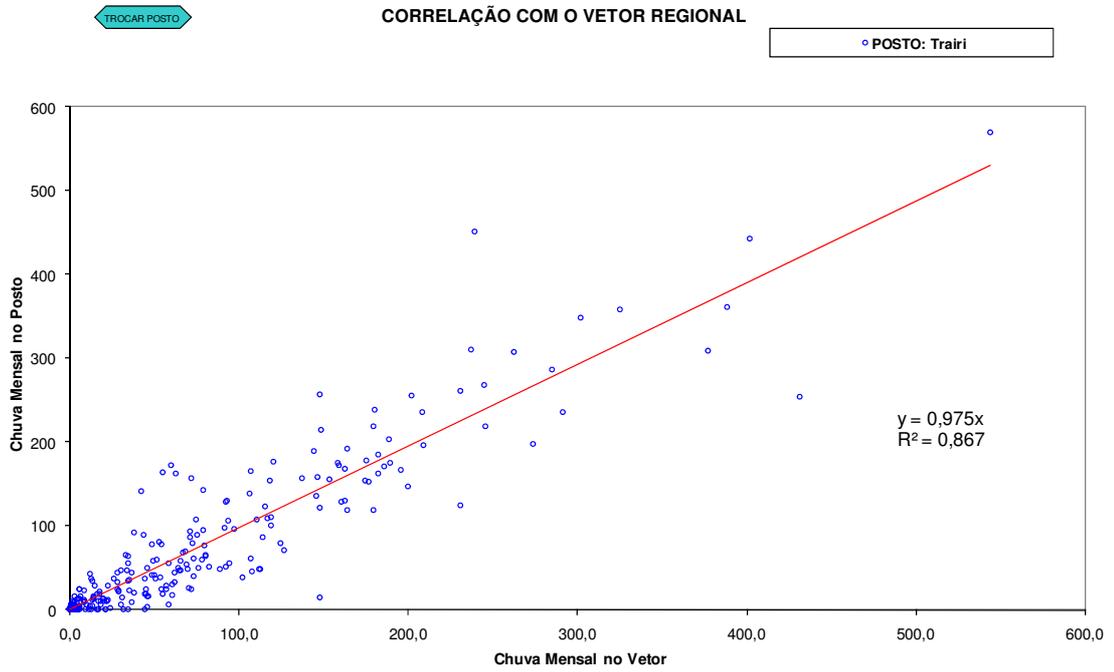


TROCAR POSTO

DUPLO ACUMULADA COM O VETOR REGIONAL



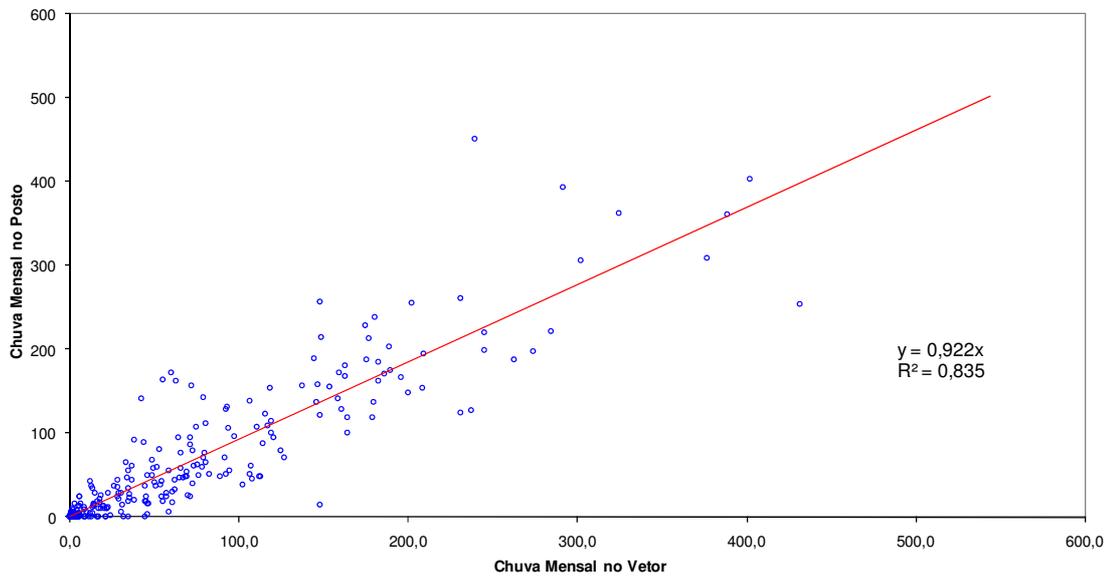
iii. Postos próximos à CE 3



TROCAR POSTO

CORRELAÇÃO COM O VETOR REGIONAL

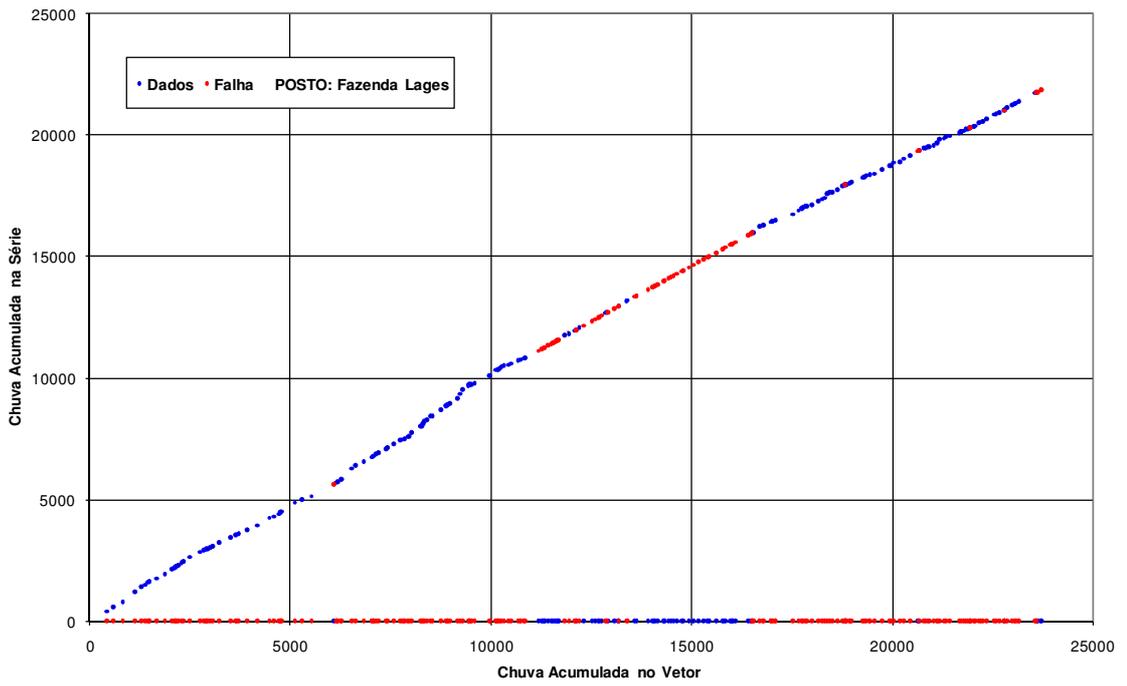
POSTO: Fazenda Lages

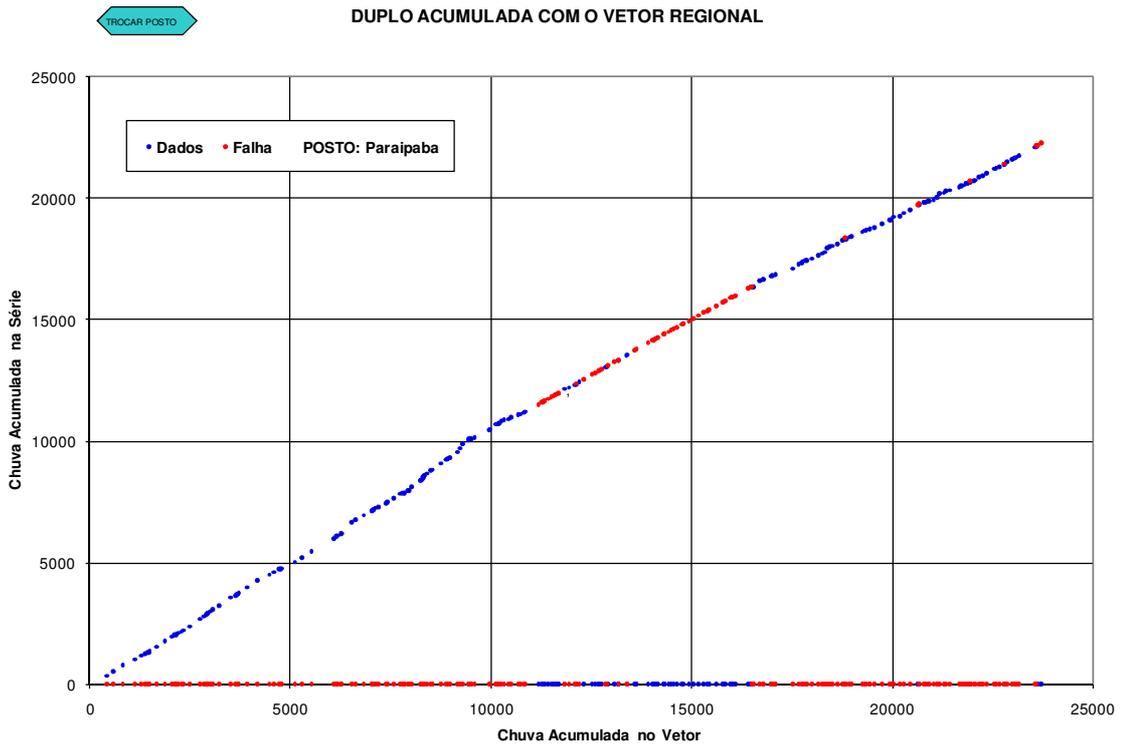
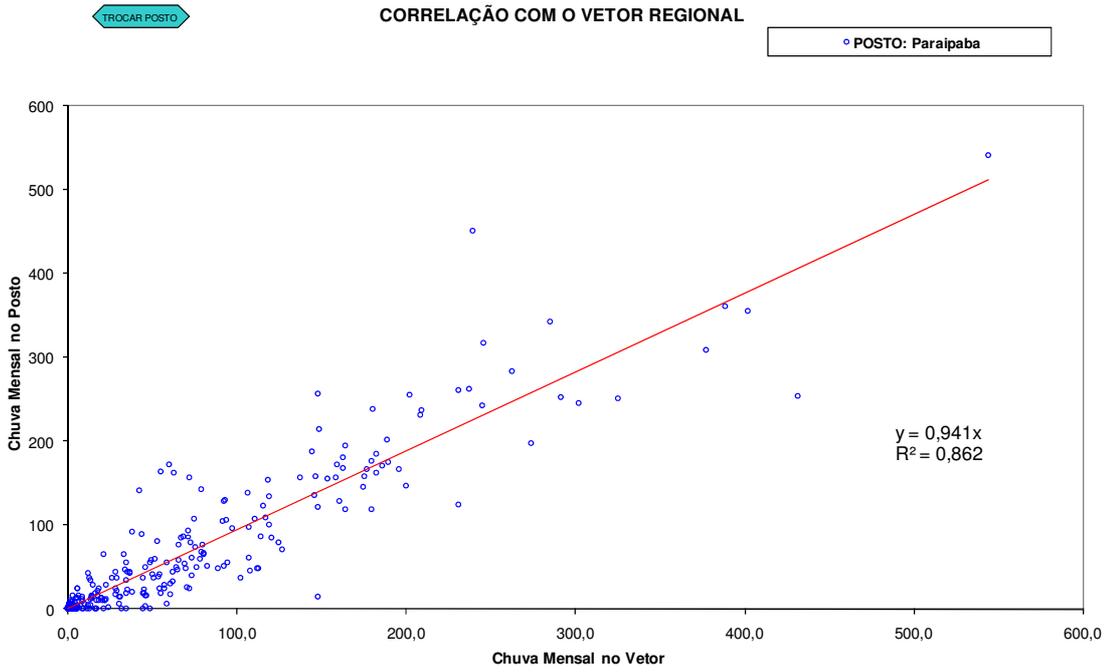


TROCAR POSTO

DUPLO ACUMULADA COM O VETOR REGIONAL

Dados Falha POSTO: Fazenda Lages





APÊNDICE B - DADOS UTILIZADOS PARA O CÁLCULO DA CORRELAÇÃO ANUAL ENTRE OS ÍNDICES CLIMÁTICOS E OCEÂNICOS

Ano	Niño 1+2	Niño3	Niño 3.4	Niño 4	ION	IOS	TNA	TSA	RN1	CE3
1979	23,3	26,1	27,1	28,6	0,3	0,2	0,2	0,0	618	553
1980	23,0	25,9	27,1	28,7	0,3	-0,1	0,3	-0,1	695	699
1981	22,6	25,6	26,7	28,3	-0,2	0,4	0,2	-0,1	706	627
1982	24,0	27,1	27,9	28,8	0,9	-1,5	-0,2	-0,3	782	762
1983	25,7	26,9	27,4	28,5	0,5	-1,3	0,1	0,0	491	357
1984	22,8	25,4	26,5	28,0	-0,4	0,2	-0,3	0,6	1200	1244
1985	22,3	25,1	26,4	28,1	-0,5	0,5	-0,3	0,2	1815	1770
1986	23,1	26,1	27,3	28,7	0,2	-0,2	-0,5	0,2	1661	1720
1987	24,4	27,2	28,3	29,2	1,2	-1,5	0,3	0,3	985	923
1988	22,4	24,9	26,2	28,0	-0,8	1,4	0,1	0,5	1503	1298
1989	22,9	25,4	26,4	27,9	-0,6	1,2	-0,2	0,2	1306	1365
1990	22,9	26,0	27,3	28,9	0,3	-0,2	0,1	0,1	868	791
1991	23,5	26,5	27,8	29,2	0,6	-1,0	-0,2	0,0	970	1096
1992	23,9	26,5	27,7	29,0	0,6	-1,4	-0,1	-0,5	916	873
1993	23,9	26,4	27,5	28,8	0,3	-1,1	-0,2	0,2	483	687
1994	23,1	26,1	27,6	29,1	0,4	-1,4	-0,4	0,0	1250	1685
1995	22,9	25,6	27,1	28,9	-0,1	0,0	0,3	0,3	1014	1553
1996	22,4	25,4	26,7	28,4	-0,4	1,1	0,2	0,4	1107	1441
1997	25,8	27,5	28,2	29,2	1,0	-1,2	0,4	0,0	744	768
1998	25,0	26,6	27,1	28,3	0,0	-0,1	0,6	0,5	529	453
1999	22,7	25,1	25,9	27,6	-1,1	1,4	0,1	0,4	766	969
2000	22,8	25,4	26,2	27,8	-0,9	1,4	0,0	0,2	1343	1342
2001	22,8	25,8	26,9	28,5	-0,3	0,4	0,3	0,2	736	979
2002	23,8	26,5	27,8	29,3	0,6	-0,5	0,2	0,2	1064	1273
2003	23,3	26,3	27,5	29,1	0,3	-0,2	0,3	0,5	891	1293
2004	23,3	26,3	27,6	29,2	0,4	-0,4	0,5	0,1	1258	1281
2005	22,6	25,9	27,2	28,9	0,1	-0,3	0,7	0,1	978	750
2006	23,6	26,3	27,3	28,8	0,2	0,0	0,5	0,3	984	957
2007	22,4	25,3	26,7	28,6	-0,4	0,4	0,2	0,2	926	936
2008	23,6	25,8	26,4	27,8	-0,7	1,9	0,3	0,5	1334	1115
2009	23,6	26,4	27,5	28,9	0,3	0,3	0,1	0,5	1373	1534
2010	22,8	25,6	26,8	28,4	-0,3	1,5	1,0	0,6	696	731
2011	22,9	25,4	26,4	28,1	-0,7	2,3	0,5	0,3	1362	1514
2012	23,5	26,1	27,1	28,5	-0,1	0,2	0,3	-0,1	616	703
2013	22,4	25,6	26,8	28,5	-0,3	0,8	0,5	0,2	907	698
2014	23,8	26,3	27,2	28,9	0,0	-0,2	0,1	0,2	941	898
2015	24,9	27,4	28,4	29,5	1,2	-1,3	0,3	0,3	787	930
2016	23,1	27,4	28,2	29,3	1,0	-0,7	0,4	0,6	643	824

APÊNDICE C - CORRELAÇÃO MENSAL ENTRE O REGIME DE VENTOS E OS ÍNDICES OCEÂNICOS DO PACÍFICO E ATLÂNTICO

A seguir são apresentadas as correlações mensais entre o regime de ventos e os índices que apresentaram maior coeficiente de correlação no parque eólico CE1.

A Tabela 1 apresenta as correlações mensais entre o índice Niño 4 e a velocidade do vento a 10 m.

Tabela 1 - Correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice Niño 4

Mês	Niño4- JAN	Niño4- FEV	Niño4- MAR	Niño4- ABR	Niño4- MAI	Niño4- JUN	Niño4- JUL	Niño4- AGO	Niño4- SET	Niño4- OUT	Niño4- NOV	Niño4- DEZ
Jan	0,137	0,158	0,187	,259*	,322**	,325**	0,226	0,147	0,162	0,194	0,134	0,120
Fev	,288*	,316**	,328**	,382**	,417**	,352**	,246*	0,174	0,197	0,189	0,144	0,149
Mar	,380**	,410**	,397**	,445**	,449**	,401**	,313**	0,178	0,165	0,162	0,128	0,126
Abr	,435**	,443**	,432**	,428**	,405**	,348**	,245*	0,136	0,154	0,142	0,097	0,052
Mai	,336**	,339**	,329**	,364**	,360**	,352**	,297*	0,229	0,236	0,214	0,133	0,083
Jun	0,217	0,202	,244*	,300*	,290*	,322**	,253*	0,207	0,209	0,199	0,170	0,128
Jul	0,141	0,130	0,225	,300*	,300*	,345**	,334**	,323**	,302*	,269*	0,220	0,162
Ago	,251*	0,233	0,239	,272*	,259*	,273*	0,199	0,108	0,065	0,024	-0,040	-0,055
Set	,330**	,305*	,343**	,355**	,309*	,274*	0,200	0,129	0,071	0,055	-0,003	0,000
Out	,252*	0,225	,274*	,296*	,356**	,394**	,410**	,428**	,433**	,381**	,303*	,276*
Nov	,248*	0,230	,266*	,288*	,331**	,303*	,304*	,289*	,273*	,249*	0,188	0,141
Dez	0,100	0,101	0,100	0,168	,261*	,330**	,284*	,263*	,269*	,282*	0,214	0,168

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 1, as correlações mais significativas do Niño 4 x velocidade do vento foram observadas nos meses de março e abril. As correlações foram positivas e variaram de 0,401 a 0,449, ou seja, um aumento da TSM na região do Niño 4 nos meses de janeiro, fevereiro e março, indicam uma intensificação na velocidade dos ventos no mês de abril. No segundo semestre, a velocidade do vento no mês de outubro apresentou correlação elevada com o aumento da temperatura nas regiões do Niño 4 nos meses de julho, agosto e setembro. Dessa forma, temperaturas mais elevadas na região do Niño 4 nos meses de julho, agosto e setembro indicam velocidades mais elevadas em outubro.

A Tabela 2 apresenta as correlações mensais entre o índice Niño 3 e a velocidade do vento mensal. As correlações mais significativas entre as regiões do Niño 3 foram observadas nos meses de fevereiro a maio. As correlações foram positivas e variaram de 0,408 a 0,588. De forma geral, um aumento da TSM na região do Niño 3 nos meses de janeiro a maio provoca

uma intensificação da velocidade do vento nos meses de fevereiro a maio. Um aumento da TSM em junho provoca uma intensificação em julho. Observou-se correlações moderadas TSM em maio e junho com os meses de outubro e novembro, ou seja, um aumento da TSM nesses meses pode ser um indicativo da intensificação dos ventos em outubro e novembro.

Tabela 2 - Correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice Niño 3

Mês	Niño3- JAN	Niño3- FEV	Niño3- MAR	Niño3- ABR	Niño3- MAI	Niño3- JUN	Niño3- JUL	Niño3- AGO	Niño3- SET	Niño3- OUT	Niño3- NOV	Niño3- DEZ
Jan	0,136	0,150	0,215	,287*	,330**	,274*	0,239	0,222	0,235	0,196	0,160	0,155
Fev	,286*	,294*	,443**	,453**	,411**	,326**	,297*	,290*	,347**	,304*	,268*	,271*
Mar	,371**	,408**	,487**	,426**	,358**	,293*	0,189	0,120	0,149	0,137	0,127	0,119
Abr	,438**	,480**	,588**	,555**	,446**	,321**	0,181	0,163	0,178	0,127	0,058	0,062
Mai	,305*	,368**	,522**	,542**	,482**	,391**	,270*	,287*	,314*	,253*	0,198	0,197
Jun	0,158	0,186	,319**	,396**	,387**	,370**	,317**	,284*	,273*	0,231	0,174	0,166
Jul	0,126	0,117	,274*	,371**	,398**	,412**	,391**	,362**	,352**	,297*	0,232	0,209
Ago	,252*	0,231	,285*	0,227	0,234	0,209	0,110	0,053	0,032	-0,031	-0,051	-0,054
Set	,324**	,306*	,331**	,292*	,260*	,266*	0,198	0,120	0,119	0,056	0,041	0,037
Out	,267*	,254*	,339**	,388**	,429**	,428**	,370**	,335**	,354**	,320**	,276*	0,238
Nov	,244*	0,226	,268*	,375**	,401**	,321**	0,223	0,196	,251*	0,229	0,190	0,152
Dez	0,134	0,145	0,219	,296*	,384**	,363**	,288*	,243*	,250*	0,240	0,212	0,187

A Tabela 3 apresenta a correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice Niño 3.4. As correlações são positivas e variaram de 0,404 a 0,509. O aumento da TSM na região do Niño 3.4 nos meses de março a maio, indicam uma intensificação na velocidade dos ventos no período de fevereiro a maio (período úmido).

Tabela 3 - Correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice Niño 3.4

Mês	Niño3.4- JAN	Niño3.4- FEV	Niño3.4- MAR	Niño3.4- ABR	Niño3.4- MAI	Niño3.4- JUN	Niño3.4- JUL	Niño3.4- AGO	Niño3.4- SET	Niño3.4- OUT	Niño3.4- NOV	Niño3.4- DEZ
Jan	0,124	0,131	0,166	,246*	,327**	,254*	0,155	0,144	0,198	0,177	0,167	0,129
Fev	,268*	,277*	,351**	,428**	,439**	,305*	0,204	0,192	,297*	,249*	0,228	0,195
Mar	,351**	,376**	,426**	,444**	,425**	,306*	0,164	0,073	0,147	0,127	0,119	0,088
Abr	,426**	,441**	,495**	,509**	,430**	,276*	0,110	0,067	0,125	0,093	0,042	0,002
Mai	,289*	,315**	,404**	,473**	,460**	,355**	0,219	0,202	,250*	0,214	0,166	0,117
Jun	0,134	0,112	0,201	,299*	,295*	,272*	0,194	0,150	0,186	0,169	0,145	0,097
Jul	0,074	0,049	0,172	,302*	,294*	,309*	,271*	,257*	,295*	,246*	0,218	0,156
Ago	0,230	0,187	0,209	0,223	0,220	0,186	0,080	0,007	0,010	-0,041	-0,046	-0,088
Set	,305*	,273*	,299*	,316**	,276*	0,238	0,133	0,064	0,062	0,021	0,010	0,001
Out	0,205	0,167	,244*	,351**	,392**	,386**	,315**	,309*	,326**	,285*	,258*	0,217
Nov	0,191	0,166	0,189	,305*	,347**	0,237	0,128	0,146	0,189	0,166	0,142	0,097
Dez	0,081	0,067	0,096	0,223	,327**	,310*	0,206	0,187	0,206	0,217	0,196	0,152

A Tabela 4 apresenta a correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice Niño 1+2. Verifica-se que o aumento da TSM na região do Niño 1+2 nos meses de fevereiro a maio, provoca uma intensificação na velocidade dos ventos nos meses de abril e maio.

Tabela 4 - Correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice Niño 1+2

Mês	Niño1+2 JAN	Niño1+2 FEV	Niño1+2 MAR	Niño1+2 ABR	Niño1+2 MAI	Niño1+2 JUN	Niño1+2 JUL	Niño1+2 AGO	Niño1+2 SET	Niño1+2 OUT	Niño1+2 NOV	Niño1+2 DEZ
Jan	0,156	0,218	,276*	,277*	,305*	,325**	,318**	,257*	0,238	0,173	0,073	0,083
Fev	,246*	,284*	,378**	,380**	,416**	,407**	,346**	,340**	,337**	,349**	,329**	,367**
Mar	,307*	,341**	,337**	,309*	,328**	,332**	0,203	0,161	0,144	0,146	0,106	0,082
Abr	,395**	,452**	,487**	,410**	,406**	,366**	0,229	0,166	0,197	0,197	0,129	0,129
Mai	,289*	,416**	,470**	,411**	,441**	,396**	,280*	,251*	,298*	,292*	0,205	0,229
Jun	0,216	,333**	,347**	0,236	,324**	,346**	,299*	,295*	,324**	,256*	0,135	0,159
Jul	0,194	,268*	,328**	0,215	,359**	,392**	,361**	,388**	,412**	,338**	0,180	0,190
Ago	0,230	,260*	,286*	0,156	0,209	0,172	0,105	0,068	0,086	-0,002	-0,134	-0,090
Set	,289*	,336**	,311*	0,203	0,231	,251*	0,201	0,146	0,158	0,094	0,028	0,041
Out	,363**	,356**	,361**	,292*	,352**	,369**	,336**	,327**	,375**	,361**	,278*	,265*
Nov	,384**	,286*	0,238	,317**	,319**	,311*	,281*	0,193	,264*	,291*	,247*	,250*
Dez	,255*	,244*	0,233	,253*	,304*	,303*	,272*	0,229	,266*	,267*	0,177	0,205

A Tabela 5 apresenta a correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice ION. As correlações foram positivas e variaram de 0,403 a 0,483. Verifica-se que o aumento do índice ION nos meses de fevereiro a maio, provoca uma intensificação na velocidade dos ventos no mesmo período.

Tabela 5 - Correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice ION

Mês	ION- JAN	ION- FEV	ION- MAR	ION- ABR	ION- MAI	ION- JUN	ION- JUL	ION- AGO	ION- SET	ION- OUT	ION- NOV	ION- DEZ
Jan	0,111	0,120	0,162	0,236	,280*	,250*	0,180	0,159	0,157	0,159	0,139	0,041
Fev	,268*	,290*	,344**	,407**	,395**	,319**	0,229	,245*	,245*	,245*	0,215	0,157
Mar	,369**	,398**	,433**	,463**	,427**	,331**	0,192	0,154	0,135	0,140	0,125	0,076
Abr	,424**	,448**	,481**	,483**	,403**	,251*	0,109	0,080	0,069	0,057	0,027	-0,021
Mai	,286*	,319**	,372**	,420**	,406**	,324**	0,229	0,215	0,206	0,191	0,158	0,079
Jun	0,110	0,109	0,156	0,220	,245*	0,201	0,135	0,114	0,097	0,101	0,086	0,043
Jul	0,051	0,048	0,110	0,191	0,233	0,214	0,190	0,197	0,174	0,165	0,137	0,062
Ago	0,208	0,188	0,170	0,166	0,154	0,102	0,023	-0,029	-0,069	-0,080	-0,096	-0,191
Set	,292*	,272*	,267*	,265*	0,237	0,175	0,096	0,033	-0,007	-0,020	-0,025	-0,086
Out	0,158	0,150	0,185	,257*	,300*	,288*	,251*	0,224	0,205	0,195	0,178	0,115
Nov	0,109	0,089	0,118	0,173	0,172	0,099	0,023	0,003	0,007	0,016	0,011	-0,043
Dez	0,034	0,017	0,049	0,129	0,195	0,186	0,127	0,085	0,083	0,101	0,104	0,053

A Tabela 6 apresenta as correlações obtidas entre a velocidade do vento e os índices do Oceano Atlântico da bacia Norte (TNA). Verificou-se correlações significativas positivas tanto no primeiro semestre (fevereiro-junho), quanto no segundo semestre (julho-setembro). As correlações evidenciam que a elevação de temperatura na região do Atlântico Norte favorecem a intensificação da velocidade dos ventos na região litorânea do Ceará.

Tabela 6 - Correlação entre a velocidade do vento no parque eólico CE1 e o índice TNA

Mês	TNA- JAN	TNA- FEV	TNA- MAR	TNA- ABR	TNA- MAI	TNA- JUN	TNA- JUL	TNA- AGO	TNA- SET	TNA- OUT	TNA- NOV	TNA- DEZ
Jan	0,070	0,076	0,089	0,142	0,180	0,108	0,047	0,084	0,241	,290*	0,194	0,121
Fev	0,225	,280*	,395**	,331**	,375**	,344**	,277*	,261*	,309*	,383**	,326**	,323**
Mar	,359**	,413**	,362**	,424**	,402**	,396**	,322**	,342**	,355**	,391**	,393**	,321**
Abr	,294*	,419**	,435**	,479**	,493**	,494**	,408**	,430**	,453**	,405**	,383**	,366**
Mai	,383**	,430**	,462**	,476**	,487**	,478**	,370**	,410**	,453**	,416**	,356**	,314*
Jun	,372**	,338**	,328**	,385**	,425**	,478**	,423**	,450**	,547**	,505**	,415**	,366**
Jul	,275*	0,215	0,185	0,234	,327**	,399**	,431**	,441**	,525**	,512**	,432**	,381**
Ago	,321**	,328**	,326**	,387**	,449**	,465**	,410**	,390**	,453**	,423**	,393**	,406**
Set	,362**	,382**	,391**	,424**	,460**	,472**	,445**	,392**	,419**	,417**	,366**	,366**
Out	0,047	0,050	0,102	0,109	0,181	,245*	,257*	,264*	,368**	,328**	0,204	0,123
Nov	0,189	0,172	0,241	0,203	0,234	,269*	,322**	,308*	,397**	,404**	0,224	0,168
Dez	0,147	0,114	0,193	0,144	0,210	0,169	0,138	0,210	,358**	,401**	,277*	,266*

Em relação às correlações com os índices de Niño, os valores mais significativos foram obtidos para o primeiro semestre. Porém, as correlações obtidas com a bacia Norte do Oceano Atlântico foram significativas tanto no primeiro, quanto no segundo semestre. Dessa forma, conclui-se que o regime de ventos da região litorânea do Ceará é mais influenciado pelas alterações de TSM do Oceano Atlântico (bacia Norte).

Devido às significativas correlações obtidas com a bacia Norte do Dipolo do Atlântico, apresenta-se a seguir as correlações mensais deste índice com a velocidade do vento observada a 10 m.

Análise do índice TNA x precipitação observada em Aracati

As correlações obtidas com os dados observados de precipitação para o posto de Aracati ratificam os resultados obtidos com os dados de reanálise. Foram observadas correlações negativas entre o TNA e a precipitação em Aracati, ou seja, o aumento da TSM do Atlântico Norte provoca uma diminuição da precipitação da área de estudo (Tabela 7). As correlações

mais elevadas foram observadas nos meses de fevereiro, março, maio, agosto e setembro. A precipitação total apresentou uma correlação significativa com os índices observados no período úmido (fevereiro a junho).

Tabela 7 - Correlação entre o índice TNA e precipitação observada em Aracati

Mês	Índice TNA											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Jan	0,10	0,03	-0,11	-0,25	-0,26	-0,14	-0,03	0,01	-0,12	-0,09	-0,13	-0,12
Fev	-0,21	-0,24	-0,379*	-0,313*	-0,384*	-0,311*	-0,24	-0,23	-0,24	-0,22	-0,20	-0,29
Mar	-0,368*	-0,477**	-0,389**	-0,416**	-0,417**	-0,420**	-0,324*	-0,363*	-0,23	-0,324*	-0,388*	-0,389*
Abr	-0,15	-0,30	-0,27	-0,312*	-0,330*	-0,27	-0,10	-0,09	-0,11	-0,09	-0,08	-0,09
Mai	-0,13	-0,30	-0,304*	-0,334*	-0,369*	-0,27	-0,19	-0,26	-0,323*	-0,28	-0,23	-0,24
Jun	-0,25	-0,29	-0,24	-0,25	-0,313*	-0,21	-0,10	-0,12	-0,21	-0,17	-0,10	-0,09
Jul	-0,19	-0,25	-0,23	-0,25	-0,313*	-0,29	-0,24	-0,27	-0,332*	-0,27	-0,27	-0,28
Ago	-0,23	-0,20	-0,16	-0,23	-0,23	-0,332*	-0,322*	-0,310*	-0,28	-0,398**	-0,393**	-0,438**
Set	-0,16	-0,23	-0,23	-0,28	-0,26	-0,28	-0,26	-0,26	-0,30	-0,335*	-0,335*	-0,324*
Out	0,15	0,02	-0,07	-0,06	-0,08	-0,09	-0,16	-0,05	-0,09	-0,04	-0,12	-0,19
Nov	-0,04	-0,09	-0,14	-0,06	-0,04	-0,02	-0,01	0,08	0,12	0,16	0,12	0,09
Dez	-0,12	-0,14	-0,07	-0,11	-0,12	-0,04	0,08	0,10	0,01	-0,02	0,06	0,12
Total	-0,25	-0,407**	-0,433**	-0,487**	-0,533**	-0,436**	-0,26	-0,28	-0,324*	-0,317*	-0,319*	-0,346*

** correlação significativa no nível 0,01 * correlação é significativa no nível 0,05 (2 extremidades)

As correlações obtidas com os dados verificados de precipitação x índice da região do Niño 1+2 e Niño 3 também ratificam os resultados obtidos com os dados de reanálise, ou seja, o aumento da TSM nas regiões do Niño 1+2 e Niño 3 provoca uma diminuição da precipitação em Aracati. As correlações mais elevadas foram obtidas no período de março a julho.

Tabela 8 - Correlação entre o índice Niño 1+2 e a precipitação observada em Aracati

Mês	Índice Niño 1+2											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Jan	0,009	0,041	-0,001	0,011	-0,070	-0,142	-0,180	-0,138	-0,164	-0,146	-0,089	-0,159
Fev	-0,120	-0,218	-0,216	-0,196	-0,272	-0,234	-0,252	-0,243	-0,180	-0,158	-0,126	-0,126
Mar	-0,379*	-0,405**	-0,327*	-0,341*	-0,326*	-0,259	-0,083	-0,042	-0,018	0,009	-0,001	0,051
Abr	-0,210	-0,303*	-0,382*	-0,399**	-0,521**	-0,446**	-0,305*	-0,270	-0,234	-0,234	-0,168	-0,148
Mai	-0,273	-0,399**	-0,474**	-0,417**	-0,436**	-0,364*	-0,251	-0,227	-0,232	-0,233	-0,085	-0,039
Jun	-0,031	-0,193	-0,315*	-0,369*	-0,457**	-0,437**	-0,369*	-0,339*	-0,284	-0,179	-0,107	-0,122
Jul	-0,135	-0,312*	-0,407**	-0,255	-0,378*	-0,309*	-0,244	-0,297	-0,281	-0,258	-0,169	-0,187
Ago	-0,114	-0,217	-0,203	-0,092	-0,189	-0,176	-0,090	-0,079	-0,015	-0,088	-0,031	-0,077
Set	-0,204	-0,316*	-0,254	-0,111	-0,068	-0,096	-0,099	-0,122	-0,133	-0,198	-0,170	-0,228
Out	-0,231	-0,100	-0,224	-0,071	-0,020	0,011	0,001	-0,056	-0,118	-0,156	-0,075	-0,090
Nov	-0,102	-0,115	-0,051	0,035	0,103	0,135	0,104	0,127	0,175	0,161	0,176	0,110
Dez	-0,237	-0,181	-0,154	-0,239	-0,316*	-0,261	-0,261	-0,199	-0,199	-0,085	-0,064	-0,015

** correlação significativa no nível 0,01 * correlação é significativa no nível 0,05 (2 extremidades)

Tabela 9 - Correlação entre o índice Niño 3 e a precipitação observada em Aracati

Mês	Niño 3											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Jan	-,125	-,095	-,064	-,043	-,125	-,125	-,177	-,175	-,187	-,198	-,155	-,152
Fev	-,093	-,126	-,211	-,272	-,267	-,165	-,154	-,136	-,099	-,084	-,022	-,015
Mar	-,374*	-,422**	-,435**	-,418**	-,336*	-,271	-,153	-,047	,002	,058	,053	,041
Abr	-,321*	-,325*	-,442**	-,490**	-,509**	-,408**	-,302*	-,238	-,229	-,162	-,125	-,100
Mai	-,322*	-,389*	-,505**	-,568**	-,542**	-,467**	-,401**	-,325*	-,270	-,228	-,163	-,130
Jun	-,058	-,128	-,250	-,381*	-,395**	-,319*	-,267	-,278	-,211	-,117	-,069	-,066
Jul	-,080	-,132	-,265	-,403**	-,476**	-,437**	-,350*	-,293	-,226	-,186	-,135	-,114
Ago	-,213	-,159	-,150	-,161	-,277	-,340*	-,230	-,110	-,093	-,112	-,141	-,158
Set	-,259	-,299	-,220	-,181	-,238	-,331*	-,286	-,194	-,171	-,219	-,224	-,210
Out	-,300	-,223	-,277	-,164	-,083	-,013	-,029	-,051	-,084	-,090	-,098	-,087
Nov	-,159	-,114	-,006	,021	,061	,122	,180	,245	,289	,265	,239	,201
Dez	-,196	-,247	-,280	-,314*	-,340*	-,284	-,295	-,241	-,156	-,112	-,086	-,041
Total	-,342*	-,388*	-,503**	-,566**	-,579**	-,482**	-,403**	-,321*	-,253	-,190	-,131	-,112

** correlação significativa no nível 0,01 * correlação é significativa no nível 0,05 (2 extremidades)