

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA ENTRE FONTES
RENOVÁVEIS NO HORIZONTE DE LONGO PRAZO, CONSIDERANDO OS
EFEITOS DAS VARIAÇÕES CLIMÁTICAS**

NAYANA SCHERNER

Itajubá, Outubro de 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA ENTRE FONTES
RENOVÁVEIS NO HORIZONTE DE LONGO PRAZO, CONSIDERANDO OS
EFEITOS DAS VARIAÇÕES CLIMÁTICAS**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Itajubá como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Co-orientador: Prof. PhD Luana M. Marangon Lima

NAYANA SCHERNER

Itajubá, Outubro de 2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

NAYANA SCHERNER

**AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE ENERGÉTICA ENTRE FONTES
RENOVÁVEIS NO HORIZONTE DE LONGO PRAZO, CONSIDERANDO OS
EFEITOS DAS VARIAÇÕES CLIMÁTICAS**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 20 de Outubro
de 2017, conferindo ao autor o título de **Mestre em Ciências em
Engenharia Elétrica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima (Orientador)

Prof. PhD Luana M. Marangon Lima (Co-orientador)

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

Prof. Dr. Arcilan Trevenzoli Assireu

Itajubá, Outubro de 2017

AGRADECIMENTOS

A conclusão de um curso de mestrado implica, ao seu final, o dever de agradecer. Agradecer sim, pois às vezes esquecemos de retribuir, mesmo que com simples palavras, a todos aqueles que, direta ou indiretamente, ajudaram na concretização deste objetivo.

Agradeço a Universidade Federal de Itajubá, pela oportunidade de fazer o Mestrado em Engenharia Elétrica.

Ao meu orientador Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima, a Prof PhD Luana M. Marangon Lima e ao Prof. Dr. Anderson Rodrigo de Queiroz, pela oportunidade, apoio na elaboração deste trabalho, pelas suas correções e incentivos.

Aos meus pais, por me terem dado educação, valores, por terem me ensinado a andar, sempre apoiando todas as minhas decisões (sendo corretas ou não), e claro por nunca ter me deixado desistir, com aquela típica frase: garra, falta pouco!

A minha irmã, que sempre me ajudou, me apoiou e, assim com meus pais, é um dos meus maiores exemplos. Dedicada naquilo que faz, comunicativa e sempre disposta a ajudar. Obrigada por tudo Mana.

E também, meus agradecimentos aos amigos (as) que fiz em Itajubá/MG, que me apoiaram e não deixaram ficar triste nos momentos de saudades, fazendo com que eu me sentir em casa, até me emprestando a mãe, o tio. Fui muito bem acolhida aqui, obrigada imensamente pela amizade, coleguismo, parceria e conselhos.

RESUMO

As usinas eólicas e hidrelétricas são consideradas fontes renováveis de energia, ou seja, sua produção energética é suportada por recursos renováveis, bem como, as plantas de geração solar, biomassa, geotérmica e maré motriz. Além disso, são consideradas fontes limpas de energia, pois durante a sua produção não há emissão de gases que contribuem para o aquecimento global. Apesar disso, a disponibilidade de recursos para produção de eletricidade depende das variáveis que são afetadas por condições climáticas e consequentemente do processo de aquecimento do globo. A avaliação do comportamento destas variáveis, bem como sua previsão, é importante para o planejamento e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além da avaliação independente da produção de energia, considerando plantas de geração renovável, é importante considerar os efeitos das interações entre as variáveis climáticas. Esta interação pode resultar na existência de correlações entre as diversas fontes, que acabam por tornar-se importantes no dimensionamento como, por exemplo, da garantia física, ademais do fato de alterar o nível ótimo de complementação térmica do parque gerador. Alguns trabalhos comprovam a existência da complementaridade entre fonte eólica e hídrica em diversas regiões do Brasil, através da análise de séries históricas de vento e precipitação. A região Nordeste do país destaca-se das demais, pois é a região com maior produção de energia por fontes eólicas e, quando se analisa as séries históricas de precipitação e de velocidade de vento, nota-se que nos períodos hidrológicos secos a intensidade do vento aumenta. Já a região Sul, segunda maior produtora de energia por fonte eólica, apresenta comportamento diferenciado, ou seja, nos períodos chuvosos o vento apresenta maior velocidade, não subsistindo a complementaridade energética hidro-eólica internamente à região, porém quando verificado no contexto nacional, a maior intensidade do vento da região Sul é complementar à baixa precipitação das demais regiões do país, podendo vir a assumir papel relevante no suprimento da demanda do SIN. Este trabalho tem como objetivo avaliar se a complementaridade hidro-eólica observadas nas séries históricas até o momento permanecem válidas para o período futuro, em decorrência do efeito das mudanças climáticas para as regiões Nordeste e Sul do Brasil. Para este estudo foram utilizadas as séries de vento e precipitação do modelo regional ETA para diferentes cenários originados dos modelos climáticos globais japoneses MIROC5 e britânico HadGEM-ES, e a estes foram aplicados dois caminhos de concentração de gases que provocam o efeito estufa, o RCP 8.5 e RCP 4.5. O trabalho aponta a

necessidade de considerar no planejamento da expansão e da operação cenários de mudanças climáticas. A não consideração destes cenários leva a "erros" significativos no dimensionamento do parque gerador e no dimensionamento das capacidades de transferências entre submercados.

Palavras chave: Complementaridade, mudanças climáticas, planejamento energético, usinas eólicas, usinas hidrelétricas,

ABSTRACT

Wind and hydroelectric power plants are renewable sources of energy, in other words, the energy produced by these power plants comes from renewable resources. Power plants that produce electricity based on solar, biomass, geothermal and tidal power are also considered renewable sources. It is also believed that these power plants are sources of clean energy due to the low or non emission of global warming gases. Nevertheless, the availability of the natural resources to produce electricity is linked to local climate conditions and, therefore, is affected by global warming. Thus, it is crucial to evaluate and forecast the behavior of these natural variables for planning and operation of the Interconnected National System (INS). Moreover, there is a need to better understand the factors that limit power production in renewable power plants, which should take into account the influence of climatic conditions and the interaction between them. The interaction between climate variable may be a result of the correlations between them, which become important in the design and scale of the power plant considering the physical guarantee, and modification in the optimal level of thermal complementation of the generator. Some studies have shown a link between wind and water availability in several regions of Brazil, through several analyses on wind and precipitation historical data. The Northeast region of the country stands out from the others on the production of wind power. The historical series of precipitation and wind speed analyses in this region showed that in dry hydrologic periods the intensity of the wind increases. On the other hand, the South region, the second largest producer of wind energy in Brazil, the correlation between precipitation and wind speed is different. In the rainy periods the wind speed is higher, not following the same pattern as the Northeast region. However, when taking into account the national context is possible to observe that when precipitation is low in the other regions of the country the wind speed increases in the South, that may assume a relevant role in supplying the INS demand. The objective of this study was to evaluate if the hydro-eolic complementarity observed in the historical series to date will remain valid for the future, considering the effects of climate change that are forecasted for the Northeast and Southern regions of Brazil. For this study, the wind and precipitation series of the ETA model were used for different scenarios. The regional ETA model was used for downscaling two global climate models MIROC5 and HadGEM-ES. Besides, two scenarios of Representative Concentration Pathways (RCP) for gases that cause greenhouse effects, the RCP 8.5 and RCP

4.5 were studied. This work points out the need to consider scenarios of climate change when planning the expansion and operation of the power plants. Given that Brazil is highly dependent on climatic variables, refuse to acknowledge future climate change scenario and considering only the historical data available will lead to significant "errors" in the scale of the generator and transfer capacities between sub-markets.

Keywords: Climate change, complementarity, hydroelectric plants, power planning, wind power plants

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Circulação Geral dos Ventos na Superfície da Terra Fonte: Custódio (2013)	6
Figura 2.2 – Distribuição geral dos ventos sobre o Brasil Fonte: CRESEB (2001)	7
Figura 2.3 – Perfil vertical dos ventos Fonte: Witzler (2015).....	9
Figura 2.4 – Fluxo de ar fluindo através de uma área transversal A.....	14
Figura 2.5 – Fluxo de vento através de uma turbina eólica.....	15
Figura 2.6 – Curva de potência de uma turbina eólica.....	18
Figura 2.7 – Distribuição geográfica das estações existentes no Litoral do Nordeste Fonte: EPE (2013)	19
Figura 2.8 – Distribuição geográfica das estações existentes na Bahia Fonte: EPE (2013)	21
Figura 2.9 – Distribuição geográfica das estações existentes no Rio Grande do Sul Fonte: EPE (2013)	23
Figura 2.10 – Capacidade Mundial Instalada Fonte: WWEA (2013)	24
Figura 2.11 – Capacidade mundial onshore instalada Fonte: The Wind Power (2017).....	25
Figura 2.12 – Geração eólica de uma usina fictícia no Ceará-BR e vazão histórica da UHE Sobradinho	27
Figura 2.13 – Integração de uma usina eólica em Palmas/PR no subsistema elétrico Sudeste Fonte: Amarante et al, 2001	28
Figura 2.14 – Complementaridade entre fontes na Itália	30
Figura 2.15 – Complementaridade entre fontes na Espanha.....	30
Figura 3.1 – Representação dos RCPs utilizados no AR5 do IPCC	34

Figura 3.2 – Variação de temperatura dos períodos futuros em relação ao histórico	35
Figura 3.3 – Variação de precipitação, dezembro a fevereiro.....	36
Figura 3.4 – Variação de precipitação, julho a agosto	36
Figura 4.1 – Localização geográfica dos sites escolhidos no Rio Grande do Sul.....	39
Figura 4.2 – Localização geográfica dos sites escolhidos no Nordeste	40
Figura 4.3 – Aplicação da Taxa de Câmbio nos dados dos modelos climáticos.....	47
Figura 5.1 – Variação do parâmetro de forma k , com $c = 1$	52
Figura 5.2 – Variação do parâmetro de escala c , com $k = 2$	52
Figura 5.3 – Exemplo de série temporal estacionária	53
Figura 5.4 – Exemplo de série temporal não estacionária.....	53
Figura 5.5 – Função de Autocorrelação	56
Figura 6.1 – Correlação entre as eólicas localizadas no Ceará	61
Figura 6.2 – Correlação entre as eólicas localizadas na Bahia.....	62
Figura 6.3 – Correlação entre as eólicas localizadas no Rio Grande do Norte	63
Figura 6.4 – Correlação entre as eólicas localizadas no Rio Grande do Sul.....	64
Figura 6.5 – Histograma séries de velocidade de vento de Paracuru-CE	65
Figura 6.6 – Histograma séries de velocidade de vento de Pedra do Reino-BA.....	66
Figura 6.7 – Histograma séries de velocidade de vento de Currais Novos-RN.....	67
Figura 6.8 – Histograma séries de velocidade de vento de Coxilha Negra-RS	68
Figura 6.9 – Histograma séries de velocidade de vento de Estrada Senandes-RS.....	69
Figura 6.10 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Paracuru - CE.....	71

Figura 6.11 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Pedra do Reino - BA.....	72
Figura 6.12 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Currais Novos - RN.....	73
Figura 6.13 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Coxilha Negra - RS.....	74
Figura 6.14 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Estrada Senandes - RS.....	75
Figura 6.15 – Tendência das séries temporais Paracuru - CE.....	77
Figura 6.16 – Tendência das séries temporais Pedra do Reino - BA.....	79
Figura 6.17 – Tendência das séries temporais Currais Novos - RN	80
Figura 6.18 – Tendência das séries temporais Coxilha Negra - RS.....	81
Figura 6.19 – Tendência das séries temporais Estrada Senandes - RS	83
Figura 6.20 – Análise de complementaridade hidro-eólica no período histórico (Histórico VORTEX)	85
Figura 6.21 – Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - modelo ETA-HadGEMs-ES 4.5.....	87
Figura 6.22 – Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - modelo ETA-HadGEMs-ES 8.5.....	88
Figura 6.23 – Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - modelo ETA-MIROC5 4.5.....	89
Figura 6.24 – Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - modelo ETA-MIROC5 8.5.....	90
Figura 6.25 – Resumo da Análise de Correlação	91
Figura 6.26 – Séries EOL Currais Novos - RN e UHE Complexo Paulo Afonso - NE.....	93
Figura 6.27 – Séries EOL Coxilha Negra - RS e UHE Dona Francisca - RS	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Valores aproximados para o coeficiente de rugosidade e expoente de potência em alguns terrenos típicos	12
Tabela 2.2 – Registros Históricos do Litoral do Nordeste	20
Tabela 2.3 – Registros Históricos do estado da Bahia	21
Tabela 2.4 – Registros Históricos do estado do Rio Grande do Sul	22
Tabela 4.1 – Regiões de Estudo	38
Tabela 4.2 – Relação do comprimento de Monin - Obukhov e as condições de estabilidade	44
Tabela 5.1 – Interpretação do Coeficiente de Correlação de Pearson (r)	57
Tabela 6.1 – Teste Sazonal de Mann Kendall - $pvalue$	83
Tabela 6.2 – Teste Sazonal de Mann Kendall - τ	84
Tabela 6.3 – Teste Sazonal de Mann Kendall - S	84

LISTA DE SIGLAS

ABRAGE	Associação Brasileira dos Geradores de Energia Elétrica
ACF	Função de Autocorrelação
AR5	Quinto Relatório de Avaliação
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BA	Bahia
CE	Ceará
CVU	Custo Variável Unitário
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
EOL	Usina Eólica
Eta	Modelo Atmosférico Regional Usado Para Estudos Climatológicos
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
GCMs	Global Climate Models
HadGEMs-ES	Hadley Center Model
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MGB	Modelo Hidrológico de Grandes Bacias
MIROC5	Modelo Interdisciplinar sobre Clima
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central hidrelétrica
RCMs	Regional Climate Models
RCP	Representative Concentration Pathway
RN	Rio Grande do Norte
RS	Rio Grande do Sul
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro

SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica

LISTA DE VARIÁVEIS

v	Velocidade na altura h [m/s]
v^*	Velocidade de atrito [m/s]
Ψ	Fator de correlação do perfil atmosférico devido à influência do fluxo de calor do solo
RI	Critério de estabilidade de Richardson
$f_{x,m}$	Frequência mensal (m) de cada uma das condições atmosféricas (x): estável, instável e neutra
$v_{d,m}$	Velocidade do vento em 120 metros para todos os dias das séries de vento [m/s]
$p(v_a \leq v \leq v_b)$	Probabilidade de a velocidade do vento estar entre dois valores
r	Coeficiente de correlação de Pearson

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Contextualização e Motivação.....	1
1.2	Objetivos.....	2
1.3	Estrutura da Dissertação	3
2	GERAÇÃO EÓLICA	4
2.1	O Vento.....	4
2.1.1	Perfil vertical do vento	8
2.1.2	Potência do Vento.....	13
2.2	Avaliação dos Recursos Eólicos no Brasil	18
2.3	Crescimento da Geração de Energia por Fontes Eólica.....	23
2.4	Complementaridade Histórica entre Fontes Eólicas e Hídricas	25
2.4.1	Exemplos de complementaridade entre fontes renováveis em outros países	28
3	MUDANÇAS CLIMÁTICAS	31
3.1	Modelos Climáticos.....	32
4	ANÁLISE DAS SÉRIES DE VENTO E VAZÃO D'ÁGUÁ.....	38
4.1	Determinação das Regiões de Estudo.....	38
4.2	Fontes dos Dados Eólicos.....	40
4.2.1	Vestas do Brasil	41
4.2.2	Vortex	41
4.3	Metodologia para a Construção das Séries de Velocidade de Vento	42
4.3.1	Extrapolação Vertical e Critério de Estabilidade	42
4.3.2	Correção de Viés	46
4.4	Construção das Séries de Vazão D'água.....	48

5	ANÁLISES ESTATÍSTICAS DE SÉRIES TEMPORAIS	50
5.1	Funções de Distribuição de Probabilidades	50
5.1.1	Distribuição de Weibull	51
5.2	Estacionariedade de Séries Temporais	52
5.2.1	Teste de Mann-Kendall	54
5.3	Análise de Autocorrelação - Dependência Temporal	55
5.4	Coeficiente de Correlação de Pearson	57
6	ESTUDO DE CASO	59
6.1	Análises estatísticas das séries de velocidade de vento	60
6.1.1	Análise de Correlação entre as Eólicas	60
6.1.2	Histogramas das séries de vento	65
6.1.3	Autocorrelação das séries de velocidade de vento	70
6.1.4	Análise de Tendência	76
	Os valores negativos de S e τ indicam que caso o p-value fosse menor que 0,05 (para um nível de confiança de 95%), a tendência observada na série seria de diminuição da velocidade de vento no futuro. Já, para valores positivos de S e τ , caso p-value fosse menor que 0,05, indicaria que a série apresenta tendência de aumento da velocidade de vento.	84
6.2	Análise de Complementaridade Hidro-Eólica	84
6.2.1	Séries de velocidade de vento e vazão d'água	92
7	CONCLUSÕES	96
7.1	Recomendações para Trabalhos Futuros	97
8	REFERÊNCIAS	99
	ANEXOS	104
	ANEXO A – ARTIGO XII LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY, GENERATION AND TRANSMISSION	104

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização e Motivação

As usinas eólicas e hidrelétricas são consideradas fontes renováveis de energia, ou seja, sua produção energética é suportada por combustíveis renováveis, bem como, as plantas de geração solar, biomassa, geotérmica e maré motriz. Além disso, são consideradas fontes limpas de energia, pois durante a sua produção não há emissão de gases que contribuem para o aquecimento global. Apesar destas fontes não contribuírem para o aquecimento global, o seu “combustível” depende das variáveis climáticas que são afetadas por este aquecimento. A avaliação do comportamento destas variáveis, assim como sua previsão, é importante para o planejamento e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Fontes de energia relacionadas com o clima, como fontes de energia eólica, solar e hídrica são variáveis no tempo e no espaço. A alta penetração de tais fontes de energia pode ser facilitada pela utilização de possíveis complementaridades de forma a aumentar o equilíbrio entre a carga e geração de energia.

O risco de déficit de energia vem crescendo nos últimos anos no Brasil, em consequência da redução dos investimentos no setor elétrico, às políticas de operação equivocadas e a não consideração do efeito das mudanças climáticas no planejamento da expansão (Marengo et al, 2011). Em função dos preços elevados de energia no Brasil, do avanço da tecnologia de geração distribuída e do crescimento dos incentivos em micro e mini geração de energia por meio de recursos energéticos renováveis nos últimos anos (programas governamentais como PROINFA e Resolução Normativa 482/2012), espera-se uma adição significativa na matriz energética de mais fontes renováveis.

Atualmente, o parque gerador brasileiro é composto por usinas hidrelétricas, termoeletricas, eólicas, solares, nuclear e biomassa, onde, cerca de 62% da geração provém das usinas hidrelétricas, 27% das usinas termoeletricas e 6,88% de usinas eólicas. Entre os futuros empreendimentos de geração renováveis que irão compor o parque gerador brasileiro, as usinas

eólicas possuem maior representatividade, compreendem cerca de 300 empreendimentos (em construção e em construção ainda não iniciada), totalizando 7599 MW a mais de capacidade de geração por fontes eólicas, destacando-se a sua importância para composição da matriz energética brasileira (ANEEL, 2017), de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2023 (MME, 2014) esta capacidade pode chegar a representar cerca de 11,7% (22,4 GW) em 2023.

Muitos trabalhos comprovam a existência da complementaridade entre fontes eólicas e hídricas em diversas regiões do Brasil, através da análise de séries históricas de vento e precipitação (Witzler, 2015; Amarante et al, 2001). A região Nordeste do país destaca-se das demais, pois é a região com maior produção de energia por fontes eólicas e, quando analisa-se as séries históricas de precipitação e de velocidade de vento, nota-se que nos períodos secos hidrológicos a intensidade do vento aumenta. Já, a região Sul, segunda maior produtora de energia por plantas eólicas, apresenta comportamento diferenciado, ou seja, nos períodos de cheia hidrológica o vento apresenta maior velocidade, não existindo complementaridade energética hidro-eólica internamente à região, porém quando verificado no contexto nacional, a maior intensidade do vento da região sul é complementar à baixa precipitação das demais regiões do país, podendo vir a assumir papel relevante no suprimento da demanda do SIN.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é verificar se a intensidade de vento e chuva, assim como a complementaridade hidro-eólica observadas nas séries históricas até o momento permanecem válidas para o período futuro, em decorrência do efeito das mudanças climáticas para as regiões Nordeste e Sul do Brasil. Para este estudo foram utilizadas as séries de vento e precipitação do modelo ETA (modelo que tem sido utilizado operacionalmente para produzir previsões de tempo sobre a América do Sul desde 1996 pelo INPE) para diferentes cenários incorporados nos modelos climáticos globais. Os dados de precipitação foram transformados em vazão através do modelo chuva-vazão, MGB-IPH, utilizado no Projeto de Aperfeiçoamento Sebraetec (2015), enquanto que os dados de velocidade de vento foram tratados para melhor corresponder com a realidade.

Neste trabalho, o modelo ETA faz um “downscaling” dos modelos globais, o japonês MIROC5 e o britânico HadGEMs-ES, os quais foram certificados na última reunião do “Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC” em 2014. Ambos modelos são subdivididos em dois períodos: histórico (1961-1990) e futuro (2011-2100), sendo que para o período futuro foram adotadas trajetórias de gases que causam o aquecimento global, denominadas de RCP 4.5 e RCP 8.5, ou seja, situações que apresentam maiores níveis de radiação solar no futuro e que vem apresentando maior aderência com a atualidade (Chou et al, 2014(a); Chou et al, 2014 (b)).

1.3 Estrutura da Dissertação

No Capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica de geração eólica. São abordados os principais aspectos do vento e produção de energia a partir do mesmo, além disto, são apresentados estudos do potencial eólico para a integração do parque gerador nacional e o aumento da utilização da fonte eólica no SIN, também, traz pesquisas que comprovaram através de séries históricas a complementaridade da fonte hídrica e eólica no Nordeste do Brasil, e estudos de existência da complementaridade de fontes renováveis em outros países.

O Capítulo 3 apresenta a preocupação global com as mudanças climáticas, causadas pelo efeito estufa, e modelos climáticos que já abordam o aquecimento global nas suas previsões para o futuro. A construção das séries futuras de velocidade de vento e vazão d'água estão exibidas no Capítulo 4, que traz o tratamento das séries dos modelos climáticos apresentados no Capítulo 3.

O Capítulo 5 aborda a metodologia estatística que será utilizada para avaliação das séries de velocidade de vento e vazão d'água projetadas, bem como, a análise de correlação e tendência.

No Capítulo 6 será apresentado o estudo de caso, ou seja, validação das séries futuras de velocidade de vento e o principal objetivo deste trabalho que é a avaliação da complementaridade hidro-eólica no longo prazo para as regiões Nordeste e Sul do Brasil.

O Capítulo 7 conclui esta dissertação, exibindo suas principais contribuições e apresentando algumas possibilidades de trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO EÓLICA

A energia eólica é a energia cinética do ar em movimento (o vento), provocado pelo aquecimento desigual da terra, através da transformação da energia cinética do vento em energia mecânica no aerogerador. Destaca-se por ser uma alternativa limpa e renovável de produção de energia elétrica.

O vento é uma variável aleatória, portanto o seu aproveitamento para produção de energia exige uma análise probabilística visto que não há controle sobre o seu despacho. O estudo de fenômenos físicos e meteorológicos para análise do desempenho das plantas eólicas é fundamental, além da velocidade do vento, dados de rugosidade do terreno, distância entre aerogeradores, altura da turbina em relação ao solo, localização das usinas, entre outros, afetam a produção da planta eólica. Serão abordados neste capítulo os principais aspectos para a geração de energia elétrica por fontes eólicas.

2.1 O Vento

O vento é o ar em movimento provocado pelo aquecimento desigual da superfície da terra, que provoca gradientes de pressão atmosférica, ou seja, zonas de baixa pressão de alta pressão atmosférica. Este aquecimento desigual é influenciado pelo movimento de rotação da terra.

A força de Coriolis é um importante efeito que afeta a movimentação do vento, onde altera a sua velocidade e principalmente a sua direção. Desta forma, as massas de ar que se deslocam dos polos ao Equador, ou vice-versa, terão seu momento angular alterado. A massa que se desloca no sentido polo ao Equador terá um movimento circular com rotação no sentido inverso do movimento da terra, já no sentido equador ao polo, terá um movimento circular no mesmo sentido da rotação da terra.

No Equador, devido à latitude ser nula, o efeito de Coriolis torna-se inexistente, e o vento move-se da região de pressão elevada para a região de baixa pressão, gerando o chamado gradiente de pressão. Quando o gradiente de pressão existe fora da zona equatorial, as massas de ar movem-se em rotas curvas, ou seja, além da influência de diferença de pressão, a massa de ar também sofre

influência da força de Coriolis, desta forma o ar gira até que se atinja o equilíbrio do gradiente de pressão e o efeito Coriolis, dando origem ao vento geostrófico. O vento geostrófico ocorre somente na atmosfera superior, quando não há atrito com o solo, e o seu movimento é paralelo às isóbaras (linhas de pressão constante).

Quando as isóbaras não são linhas retas, ou seja, possuem curvas em sua trajetória, forma o chamado vento gradiente. De forma similar ao vento geostrófico, há um balanço entre o gradiente de pressão e o efeito Coriolis, porém, devido a curvatura das isóbaras a massa de ar sofre o efeito da força centrífuga. Quando o centro da curvatura é um centro de baixa pressão, esse movimento de ar é denominado ciclone, onde o gradiente de pressão atua para dentro da curva, no hemisfério sul o movimento do ar é aspiral no sentido horário e no hemisfério norte é aspiral do sentido anti-horário. Já, quando o centro é uma região de alta pressão, o gradiente de pressão atua para fora da curva, dando origem ao movimento anticiclone, onde, no hemisfério sul o movimento torna-se aspiral anti-horário e no hemisfério norte aspiral horário.

Circulação Geral dos Ventos

Devido à inclinação da terra em $23^{\circ}45'$ em relação ao plano da órbita em torno do sol, a região equatorial possui maior radiação solar do que as regiões polares.

Assim, a zona equatorial forma uma região de alta pressão, decorrente das altas temperaturas, e os polos uma região de baixa pressão (baixa temperatura), fazendo com que as massas de ar mornas da região equatorial se desloquem para os polos, e como consequência reduz a pressão na zona equatorial aumentando a pressão nos polos, criando-se um ciclo circulação de ar na atmosfera.

Considerando o efeito da rotação da terra e de atrito do ar, pode-se dividir a terra em três células de circulação por hemisférios e o Cinturão de Calmarias, como apresentado na Figura 2.1.

O Cinturão de Calmarias, localizado próximo ao equador, é um cinturão contínuo de baixa pressão, esta região possui ventos fracos com clima quente e abafado.

Nas células Tropicais, produzem ventos chamados de alísios, são ventos sudestes no Hemisfério Sul e ventos nordestes no Hemisfério Norte. As células Temperadas geram os ventos ocidentais,

que são ventos noroestes no Hemisfério Sul e sudoestes no Hemisfério Norte. Já, as células polares são caracterizadas por um anticiclone polar com ventos de leste.

Porém, esse modelo de três células não é suficiente, pois os ventos ainda sofrem efeitos da sazonalidade, variações de posição e intensidade dos cinturões de pressão devido às mudanças da posição da terra em relação ao sol, e geográficos, como as diferenças nas propriedades físicas da água e superfície da terra, e a desigual distribuição destas no planeta.

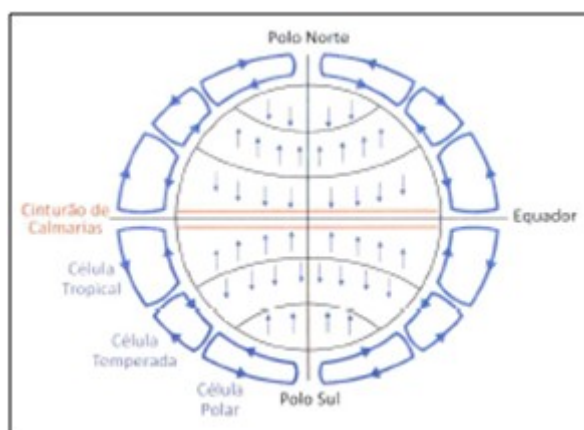


Figura 2.1 – Circulação Geral dos Ventos na Superfície da Terra
Fonte: Custódio (2013)

Circulação Secundária do Vento

São ventos causados por zonas de baixa e alta pressão derivadas do aquecimento ou resfriamento da atmosfera inferior, exemplos de circulação secundária são: furacões, ciclones extratropicais e monções.

Os furacões são ciclones tropicais, com ventos que podem atingir velocidade na superfície de 80 m/s, e ocorrem com mais frequência no final do verão e início do outono. Os ciclones extratropicais são produzidos tanto por barreiras montanhosas quanto por interação de massas de ar durante uma frente. Já as monções, ocorrem principalmente na Ásia e são provocadas devido ao aquecimento considerável do continente no verão, criando zona de baixa pressão, e o esfriamento no inverno, originando zonas de baixa pressão em todo o continente, causando fortes fluxos de ar entre o continente e o mar.

Circulação Terciária de vento ou ventos regionais

Os ventos regionais são importantes para análise do potencial de geração de energia elétrica através da fonte eólica de um determinado local. Podem ser determinados como: brisas marítimas e terrestres, ventos em vales, montanhas e tornados.

As brisas ocorrem na região costeira, onde há diferença de temperatura entre a terra e o oceano, de dia a massa desloca-se do oceano para a terra, denominado brisa marítima, e durante a noite ocorre o sentido inverso, brisa terrestre. Os ventos de vales e montanhas são causados pela diferença de pressão entre as áreas mais elevadas e as mais rebaixadas. O tornado é outro exemplo de circulação terciária, com ventos de até 180 m/s, são caracterizados por ser um funil de vento que gira em torno de um centro de baixa pressão.

Além destes ventos, também podem ser destacados os ventos entre vales e montanhas, que são causados pela diferença de pressão entre as áreas mais elevadas e as mais baixas.

Ventos com grande potencial eólico no Brasil

Os ventos do Brasil são considerados um dos melhores do mundo, pois além da sua alta velocidade média apresentam comportamento ameno, não sofrendo grandes variações como tufões e outras turbulências. Atualmente as regiões Sul e Nordeste, principalmente os estados Rio Grande do Sul, Rio Grande do Norte, Bahia e Ceará, são os principais produtores de energia elétrica por plantas eólicas.

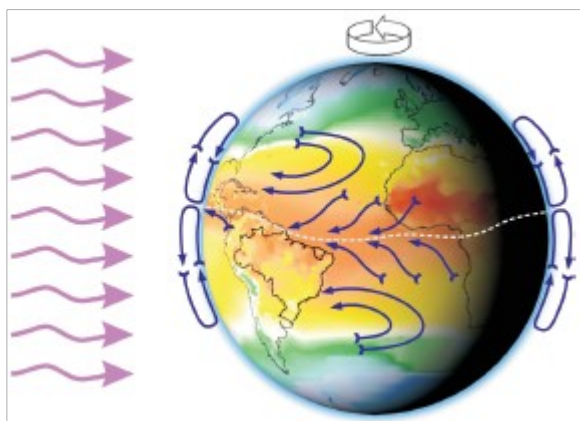


Figura 2.2 – Distribuição geral dos ventos sobre o Brasil
Fonte: CRESESB (2001)

A distribuição geral dos ventos sobre o Brasil é controlada pela circulação geral dos ventos, de acordo com a Figura 2.2, onde destacam-se o sistema de alta pressão Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul e do Atlântico Norte e a faixa de baixa pressão da Depressão Equatorial.

A região Nordeste é considerada a região com maior potencial eólico "onshore" do país, através dos ventos alísios de leste, brisas marítimas e terrestres. Esta combinação resulta em ventos uniformes em toda zona litorânea de 5 m/s a 9 m/s a 100m de altura. A segunda região com maior potencial eólico é a região Sudeste, a região mais significativa corresponde à área litorânea localizada entre o sul do Espírito Santo e nordeste do Rio de Janeiro, com ventos de até 7,5 m/s a 100m de altura. Na região Sul a movimentação do ar é controlada pela Depressão do Nordeste da Argentina e o Anticiclone Subtropical Atlântico, sendo esta a terceira região com maior potencial eólico do Brasil, com ventos de médias anuais entre 5,5 m/s e 6,5 m/s a 100m de altura. Também, em áreas mais montanhosas e com baixa rugosidade, como os Campos de Palmas no Paraná, os ventos estão entre 7 m/s e 8m/s a 100m de altura (CRESESB, 2001).

2.1.1 Perfil vertical do vento

O perfil vertical do vento corresponde às variações do vento em função da altura. Este é influenciado pelas características de cada local, e estas devem ser analisadas para o entendimento do comportamento do vento na região. Os principais fatores que influenciam o perfil vertical da velocidade do vento são (Fadigas, 2011):

- Existência de obstáculos nas proximidades;
- Características orográficas do terreno, colinas e/ou vales que podem acelerar ou desacelerar o escoamento do ar;
- Rugosidade do terreno, caracterizada pela vegetação e o uso e ocupação da terra;
- Estabilidade térmica.

O conhecimento do perfil vertical do vento é fundamental por diversos motivos, dentre eles, destaca-se a Portaria MME nº 21/2008, onde exige que os empreendimentos eólicos realizem medições anemométricas em duas alturas diferentes, sendo uma delas a partir de 50 metros, por um período não inferior a vinte e quatro meses consecutivos (MME, 2008). Assim, com dados de vento em duas alturas diferentes é possível fazer o uso de leis matemáticas que relacionem o comportamento da velocidade do vento com a altura, a fim de maximizar a geração de energia elétrica determinando-se a melhor altura para instalação dos aerogeradores. Além disto, é

possível conhecer melhor os esforços mecânicos que estes estarão submetidos, podendo-se otimizar os custos de operação e manutenção dos equipamentos.

Através de experimentos, a mecânica dos fluidos prova que a velocidade do vento que escoar junto à superfície é nula, por causa do atrito entre o ar e a superfície do solo, e aumenta a sua intensidade de com a altura até atingir um valor praticamente constante após a camada limite, de acordo com a Figura 2.3.

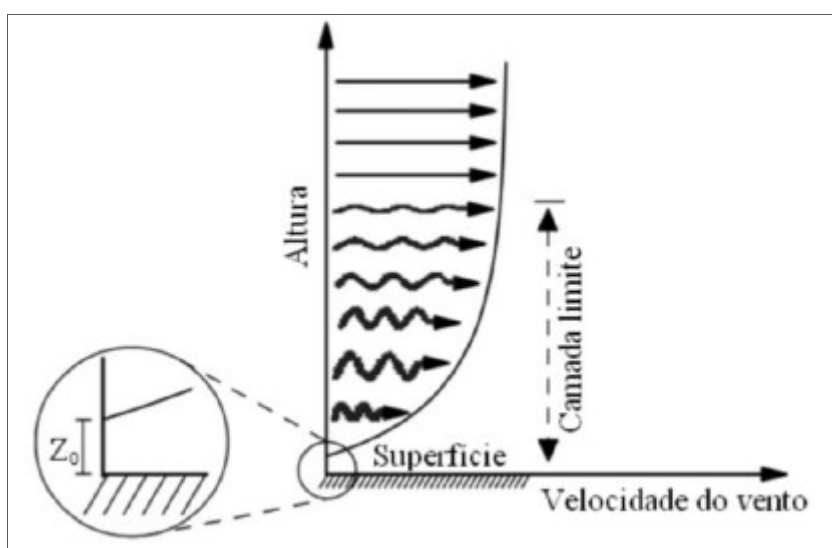


Figura 2.3 – Perfil vertical dos ventos
Fonte: Witzler (2015)

O fator que influencia o perfil vertical de escoamento do vento é denominado "Fator de Rugosidade" e ele provoca o fluxo turbulento do vento. A rugosidade é ocasionada por um conjunto de elementos formados por árvores, vegetação e construções sobre o solo, que geram resistência à passagem do vento e desviam a sua rota, provocando pequenas turbulências.

Por meio do conhecimento da mecânica dos fluidos, foram desenvolvidos dois modelos matemáticos que são comumente utilizados para representar o perfil vertical dos ventos, são estes a "Lei Logarítmica" e a "Lei da Potência".

A lei logarítmica é dada pela Equação 2.1, onde se determina a velocidade do vento na altura desejada acima do nível do solo:

$$v = \frac{v^*}{K} \ln \left(\frac{h}{Z_0} \right) \quad (2.1)$$

onde:

v^* - velocidade de atrito [m/s],

K - constante de Von Karman ($K = 0,4$) [adimensional],

h - altura acima do solo [m],

Z_0 - comprimento de rugosidade do solo [m].

A velocidade de atrito v^* representa a tensão de cisalhamento da primeira camada de ar junto ao solo, esta trata-se da força de atrito oferecida pela rugosidade do solo ao movimento do ar, e é dada por:

$$v^* = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} \quad (2.2)$$

onde:

τ_w - tensão de cisalhamento na superfície do solo [N/m²],

ρ - massa específica do ar [kg/m³].

A velocidade de atrito também pode ser determinada pela Equação 2.1:

$$v^* = \frac{v \cdot K}{\ln \left(\frac{h}{Z_0} \right)} \quad (2.3)$$

O comportamento logarítmico da velocidade do vento pode ser utilizado para determinar a velocidade do vento em uma altura desejada, conhecendo-se sua velocidade em outra altura, através da Equação 2.4, obtida a partir da Equação 2.1.

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{\ln\left(\frac{h_1}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{Z_0}\right)} \quad (2.4)^1$$

onde:

h_1 - altura do solo ponto 1 [m],

h_2 - altura do solo no ponto 2 [m],

v_1 - velocidade do vento em h_1 [m/s],

v_2 - velocidade do vento em h_2 [m/s],

Z_0 - comprimento de rugosidade no local [m].

Outra maneira de determinar o perfil vertical do vento é por meio da lei da potência ou lei exponencial. Este método foi desenvolvido por Hellman em 1915, é um modelo mais simples de ser aplicado e vastamente utilizado para análises preliminares, pois sua precisão não é muito apurada, é expresso por:

$$v_2 = v_1 \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha \quad (2.5)^1$$

onde:

h_1 - altura do solo ponto 1 [m],

h_2 - altura do solo no ponto 2 [m],

v_1 - velocidade do vento em h_1 [m/s],

v_2 - velocidade do vento em h_2 [m/s],

α - expoente de potência do local (adimensional).

A tabela a seguir apresenta valores para o comprimento de rugosidade Z_0 e para o expoente de potência α em alguns terrenos típicos (Custódio, 2013).

¹Equações 2.4 e 2.5 rigorosamente válidas para atmosfera neutra

Tabela 2.1 – Valores aproximados para o coeficiente de rugosidade e expoente de potência em alguns terrenos típicos

Terreno	$Z_0(\text{m})$	α
Subúrbios	1,500	0,32
Plantações	0,050	0,19
Campos	0,030	0,13
Áreas com neve	0,003	0,10

A lei da potência é recomendada para locais onde a orografia é baixa, terrenos com pequenas elevações e depressões, e para determinação da velocidade até 50 metros de altura.

Logo, para altura maior que 50 metros, a influência do fator de rugosidade diminui, não sendo mais a única característica da superfície que tem relevância no comportamento do vento. Assim, para alturas superiores a 50 metros o fluxo de calor na superfície passa a ter maior importância, logo a equação do perfil vertical do vento pode ser expressa por:

$$v = \frac{v^*}{K} \left(\ln \left(\frac{h}{Z_0} \right) - \Psi \right) \quad (2.6)$$

onde:

h - altura acima do solo [m],

v - velocidade do vento na altura h [m/s],

v^* - velocidade de atrito [m/s],

K - constante de Von Karman ($K = 0,4$) [adimensional],

Z_0 - comprimento da rugosidade do solo [m],

Ψ - fator de correção do perfil atmosférico devido à influência do fluxo de calor do solo (é uma função empírica).

A função Ψ é uma função dependente da estratificação atmosférica, pode ser estável, instável ou neutra. Durante o período do dia ela é instável em razão da elevada temperatura no solo, fazendo com que ocorra um fluxo de calor vertical acentuado, resultando em maior turbulência, assim,

possui valor positivo. Durante a noite, o fator de correção torna-se estável, ou seja, valor negativo, pois quando o solo está frio, a turbulência é relativamente baixa. As equações a seguir apresentam as três condições de estabilidade de Ψ .

$$\Psi_{\text{estável}} = -4,7 \frac{h}{L} \quad (2.7)$$

$$\Psi_{\text{instável}} = \left(1 - 16 \frac{h}{L}\right)^{\frac{1}{4}} \quad (2.8)$$

$$\Psi_{\text{neutro}} = 0 \quad (2.9)$$

onde:

L - comprimento de estabilidade de Monin-Obukhov [m^2/kg].

O parâmetro L relaciona o perfil da velocidade do vento com a distribuição vertical da temperatura, é determinado por:

$$L = \frac{T_0}{K \cdot g} \frac{C_p v^{*3}}{H_0} \quad (2.10)$$

onde:

T_0 - temperatura absoluta da superfície [K],

C_p - calor específico do ar à pressão constante [J/kg.K],

g - aceleração da gravidade [m/s^2],

H_0 - fluxo de calor na superfície [J/s].

2.1.2 Potência do Vento

Conforme citado, a energia eólica é a energia cinética do ar em movimento. Considerando o fluxo de ar movendo-se à velocidade v , perpendicular a seção transversal de um cilindro de área A , representado na Figura 2.4, a energia cinética da massa de ar m é dada pela Equação 2.11:

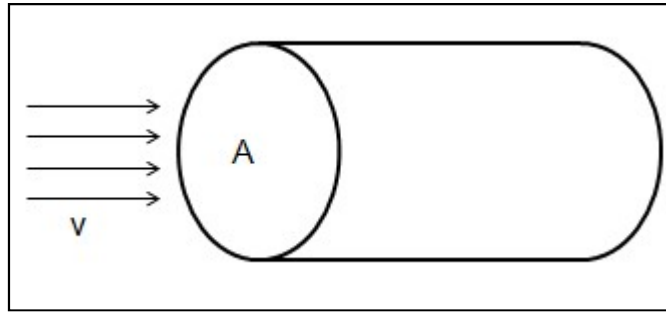


Figura 2.4 – Fluxo de ar fluindo através de uma área transversal A

$$E = \frac{mv^2}{2} \quad (2.11)$$

onde:

E - energia cinética [J],

m - massa de ar [kg],

v - velocidade da massa de ar em movimento (vento) [m/s].

A potência P disponível no vento é definida pela derivada da energia no tempo, expressa pela Equação 2.12:

$$P = \dot{E} = \frac{dE}{dt} = \frac{\dot{m}v^2}{2} \quad (2.12)$$

onde:

P - potência disponível no vento [W],

$\dot{E}$ - fluxo de energia [J],

t - tempo [s],

$\dot{m}$ - fluxo de massa de ar [kg/s].

O fluxo de massa de ar é dado:

$$\dot{m} = \rho v A \quad (2.13)$$

onde:

ρ - massa específica do ar [kg/m^3],

A - área da seção transversal do cilindro [m^2].

Portanto, substituindo a Equação 2.13 em 2.12, temos:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.14)$$

A partir da Equação 2.14, verifica-se a relação cúbica entre a velocidade do vento e a potência disponível, apresentando a importância da escolha ideal para a implantação do parque eólico. Onde deve-se conhecer o perfil vertical do vento e evitar o efeito esteira, pois, quando a velocidade do vento dobra a sua intensidade, a sua potência disponível torna-se oito vezes maior.

Extração da potência do vento

Para analisar extração da potência do vento que passa por uma turbina eólica, observa-se na Figura 2.5 o fluxo de ar passando pela turbina eólica formando um tubo de vazão.

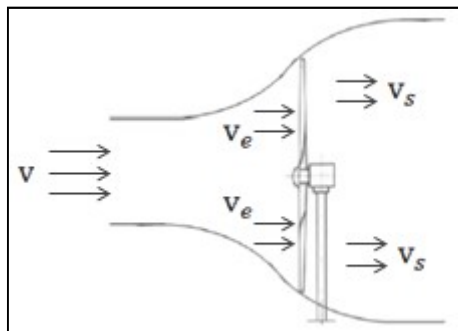


Figura 2.5 – Fluxo de vento através de uma turbina eólica

Pela equação de continuidade de Bernoulli, afirma-se que o produto da vazão de vento pela área que passa ao longo do tubo é constante para diferentes localidades, considerando a massa específica do ar é constante, temos pela Equação 2.15:

$$Q = Av = A_e v_e = A_s v_s \quad (2.15)$$

onde:

Q - vazão do ar que atravessa a turbina eólica [m^3/s],

A - área da seção transversal do tubo de vazão antes da turbina [m^2],

v - velocidade do vento antes da turbina [m/s],

A_e - área da seção transversal na entrada da turbina [m^2],

v_e - velocidade do vento na seção do tubo de vazão na entrada da turbina [m/s],

A_s - área da seção transversal na saída da turbina [m^2],

v_s - velocidade do vento na seção do tubo de vazão na saída da turbina [m/s].

Para manter a vazão constante, a turbina eólica provoca a redução da velocidade do vento na saída do rotor e, por conseguinte aumenta o diâmetro do tubo de vazão.

A potência do vento extraída pela turbina P_t é dada pela diferença da potência entre o fluxo de ar que entra P_e e que sai P_s da turbina, ou seja:

$$P_t = P_e - P_s \quad (2.16)$$

Caso a velocidade de saída do vento seja muito baixa, ao invés do vento atravessar o rotor ele irá fluir ao redor do mesmo. Assim, a máxima potência que pode ser extraída do vento pela turbina eólica apresenta uma limitação relacionada à velocidade de saída do rotor, a qual não deve ser inferior a 1/3 da velocidade do vento incidente, desta maneira a velocidade de entrada do rotor equivale a 2/3 da velocidade do vento, ou seja:

$$v_e = \frac{2}{3} v \quad (2.17)$$

$$v_s = \frac{1}{3} v \quad (2.18)$$

Então, a potência de entrada turbina é dada por:

$$P_e = \frac{\dot{m} v^2}{2} \quad (2.19)$$

Sendo que:

$$\dot{m} = \rho A v_e = \frac{2}{3} \rho A v \quad (2.20)$$

Substituindo a Equação 2.20 em 2.19:

$$P_e = \frac{1}{2} \left(\frac{2}{3} \rho A v \right) v^2 = \frac{1}{3} \rho A v^3 \quad (2.21)$$

De forma similar a potência do vento na saída da turbina é determinada, considerando a Equação 2.18, logo:

$$P_s = \frac{1}{2} \left(\frac{2}{3} \rho A v \right) \left(\frac{1}{3} v \right)^2 = \frac{1}{27} \rho A v^3 \quad (2.22)$$

Substituindo as Equações 2.22 e 2.21 em 2.16, temos que a máxima potência do vento que pode ser extraída por uma turbina, é dada por:

$$P_t = \frac{1}{3} \rho A v^3 - \frac{1}{27} \rho A v^3 = \frac{16}{27} \rho A v^3 = \frac{16}{27} P \quad (2.23)$$

Portanto uma turbina eólica poderá extrair no máximo 16/27 da potência disponível no vento, o que representa 59,3%. Esse valor denominado de Coeficiente de Betz, criado pelo alemão Albert Betz em 1919.

Potência de uma Turbina Eólica

A potência de uma turbina eólica é dada pela Equação 2.24 a seguir.

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (2.24)$$

Onde C_p é o coeficiente de potência de uma turbina eólica, ou seja, como visto anteriormente, uma turbina eólica irá extrair no máximo 59,3% da potência disponível no vento, porém uma turbina real fará a extração de uma parcela desse máximo, devido às perdas aerodinâmicas na conversão da energia eólica.

A variação da potência fornecida por uma turbina geralmente é representada pela curva de potência da turbina, como ilustrado na Figura 2.6. Nota-se que a potência da turbina eólica aumenta com a velocidade do vento até atingir o limite de potência, denominado de potência

nominal P_n , com a velocidade do vento variando da velocidade nominal v_n até a velocidade de corte v_c . A velocidade de partida v_p , é a velocidade mínima do vento para que a turbina possa gerar energia. A velocidade de corte v_c , é a máxima velocidade que o vento pode atingir, para preservar a turbina eólica dos esforços mecânicos gerados pela velocidade do vento excessivamente alta.

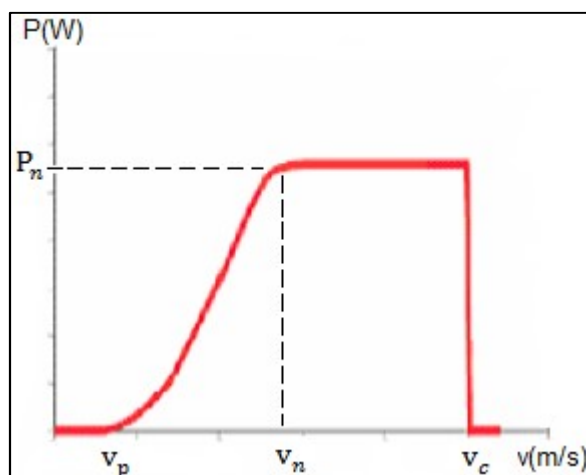


Figura 2.6 – Curva de potência de uma turbina eólica

2.2 Avaliação dos Recursos Eólicos no Brasil

Em 2013, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou um estudo para avaliar as características energéticas da fonte eólica fundamentais para o planejamento de expansão energética do SIN. Este foi realizado através das medições anemométricas e climatológicas do Acompanhamento de Medições Anemométricas (AMA), advindas da obrigatoriedade da coleta de dados, quinzenalmente, das localidades vencedoras do Leilão de Energia Reserva (LER) de 2009, e leilões posteriores, sendo estas localizadas no Litoral Nordestino, Bahia e Rio Grande do Sul (EPE, 2013).

O sistema AMA recebe os dados de cada estação anemométrica, medidos no mesmo período de tempo. As estações são compostas por pelo menos dois anemômetros, dois indicadores da direção do vento, um barômetro, um termômetro e um higrômetro.

As medições são realizadas de acordo com procedimentos internacionais (IEA, 1999), onde a cada segundo é feita a medição da velocidade de vento e integralizadas em intervalos de 10

minutos. De cada anemômetro obtêm-se as velocidades máxima e mínima verificadas no intervalo de integralização, a velocidade média e o desvio padrão das medidas do intervalo. De cada indicador de direção do vento, adquire-se a direção média e o desvio padrão das medidas no intervalo de integralização, e os instrumentos climáticos fornecem médias de 10 minutos. Estes registros são avaliados pela EPE, para verificar o bom funcionamento dos aparelhos de medição.

Litoral Nordeste

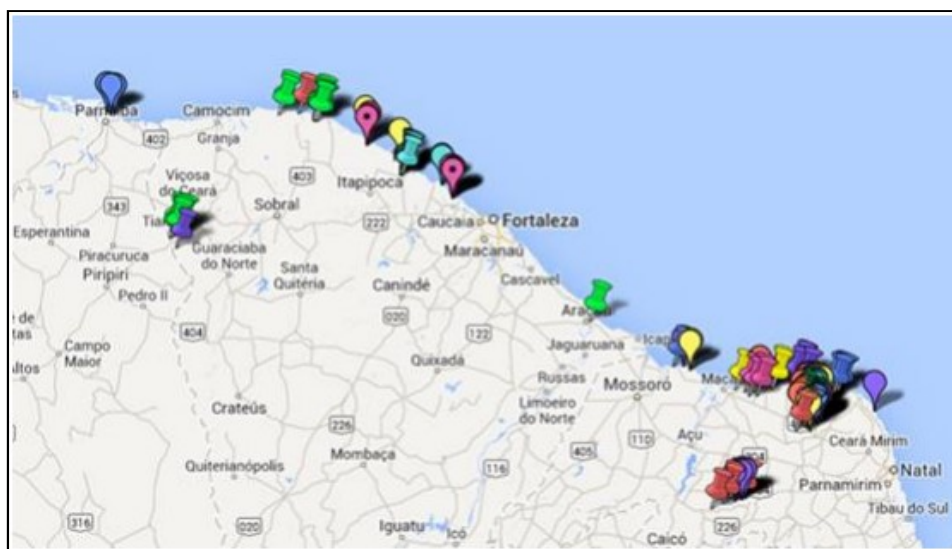


Figura 2.7 – Distribuição geográfica das estações existentes no Litoral do Nordeste
Fonte: EPE (2013)

Tabela 2.2 – Registros Históricos do Litoral do Nordeste

Parâmetros de Weibull	
Fator de Forma	$3,0 < k < 5,2$
Fator de Escala (m/s)	$8,6 < c < 10,2$
Velocidades Máximas	
Média em 10 minutos (m/s)	19,8
Máxima de 1 segundo (m/s)	24,9
Permanência acima de 3,5 m/s em 10 min	98%
Direção Predominante do vento	
À Oeste	$90^\circ \pm 7,5^\circ$
À Leste	$135^\circ \pm 7,5^\circ$
Intensidade de Turbulência	0,12

Pela proximidade com o mar, o vento desta região é influenciado pelas brisas marítimas, e as maiores velocidades de ventos são registradas entre as 12 e 15 horas. À medida que se afasta do mar reduz-se os efeitos das brisas e o vento passa a soprar com velocidade praticamente constante durante as 24 horas do dia.

Bahia

Para ponderar o potencial eólico desta região, o AMA recebe informações das estações instaladas no estado da Bahia, localizadas principalmente no centro-sul do estado, de acordo com a Figura 2.8.

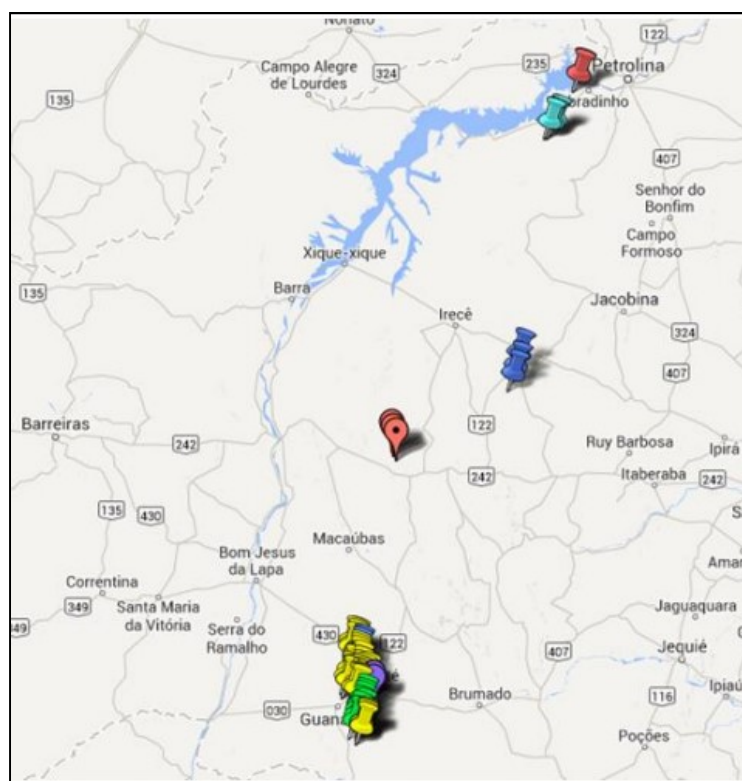


Figura 2.8 – Distribuição geográfica das estações existentes na Bahia
Fonte: EPE (2013)

A Tabela 2.3 apresenta as principais características determinadas para o estado da Bahia.

Tabela 2.3 – Registros Históricos do estado da Bahia

Parâmetros de Weibull	
Fator de Forma	$2,4 < k < 3,7$
Fator de Escala (m/s)	$8,9 < c < 11,0$
Velocidades Máximas	
Média em 10 minutos (m/s)	25,3
Máxima de 1 segundo (m/s)	30,8
Permanência acima de 3,5 m/s em 10 min	92%
Direção Predominante do vento	
Ao Sul	$105^{\circ} \pm 7,5^{\circ}$
Ao Norte	$75^{\circ} \pm 7,5^{\circ}$
Intensidade de Turbulência	0,12

O ciclo diário dos ventos do estado da Bahia é típico do interior, ou seja, sopram com menor intensidade a partir do início da manhã e com maior após o por de sol, onde as velocidades mínimas ocorrem entre o meio dia e as três horas da tarde.

Rio Grande do Sul

Para análise desta região, foram utilizados os registros das estações localizadas no leste e oeste do estado do Rio Grande do Sul, conforme a Figura 2.9.

A Tabela 2.4 exhibe as principais características desta região.

Tabela 2.4 – Registros Históricos do estado do Rio Grande do Sul

Parâmetros de Weibull	
Fator de Forma	$1,7 < k < 2,6$
Fator de Escala (m/s)	$7,4 < c < 8,0$
Velocidades Máximas	
Média em 10 minutos (m/s)	31,0
Máxima de 1 segundo (m/s)	39,0
Permanência acima de 3,5 m/s em 10 min	80%
Direção Predominante do vento	
À Oeste	$75^\circ \pm 7,5^\circ$
À Leste	$60^\circ \pm 7,5^\circ$
Intensidade de Turbulência	0,13

Nesta região os ventos tendem a soprar com menor intensidade nas 12 horas iniciais do dia, aumentando a intensidade a partir do início da tarde.

Portanto, verifica-se que apesar da elevada média dos ventos do estado do Rio Grande do Sul, muitas vezes tem que parar o aerogerador, pois atinge a velocidade de corte ou cut off de 25 m/s, a fim de evitar possíveis danos na turbina. Outro ponto em destaque é que no Litoral do Nordeste o vento permanece 98% do tempo acima dos 3,5 m/s, ou seja, quase sempre está acima da velocidade mínima de partida do aerogerador.

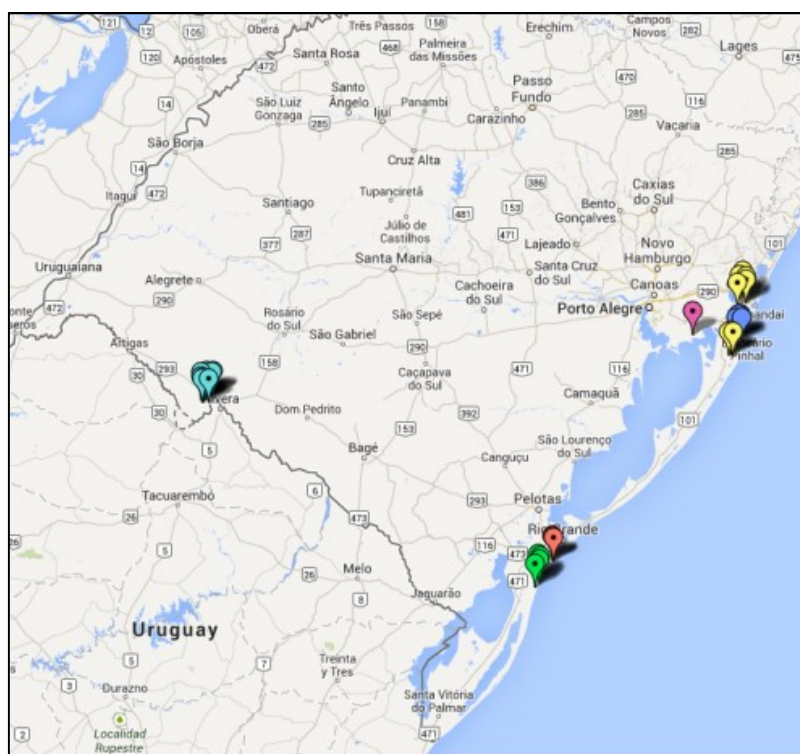


Figura 2.9 – Distribuição geográfica das estações existentes no Rio Grande do Sul
Fonte: EPE (2013)

Contudo, apesar do curto histórico registrado pelo AMA, com o registro de nove meses consecutivos pelas estações anemométricas, já é possível observar que estas regiões distinguem-se pelas suas características como velocidades médias elevadas e baixa turbulência do vento para geração de energia elétrica por fontes eólicas. Esta característica é importante, pois os aerogeradores podem contribuir para o atendimento da demanda instantânea do SIN.

2.3 Crescimento da Geração de Energia por Fontes Eólica

A produção de energia por fontes eólicas vem apresentando um acelerado crescimento mundial, conforme mostra a Figura 2.10. Este crescimento é decorrente da alta do preço do barril de petróleo e pelo caráter socioambiental que tem levado à mudança da matriz energética em vários países. Além disto, os avanços tecnológicos e o aumento de escala de fabricação dos aerogeradores têm barateado o preço desta fonte.

Atualmente a Europa representa cerca de 40% da capacidade eólica mundial onshore instalada, seguida da Ásia (28%) e Américas (27), conforme mostra a Figura 2.11. De acordo com a

WWEA (2017), a capacidade instalada de geração eólica mundial atingiu 460 GW em junho de 2016, podendo gerar cerca de 4,7% da demanda de energia elétrica mundial.

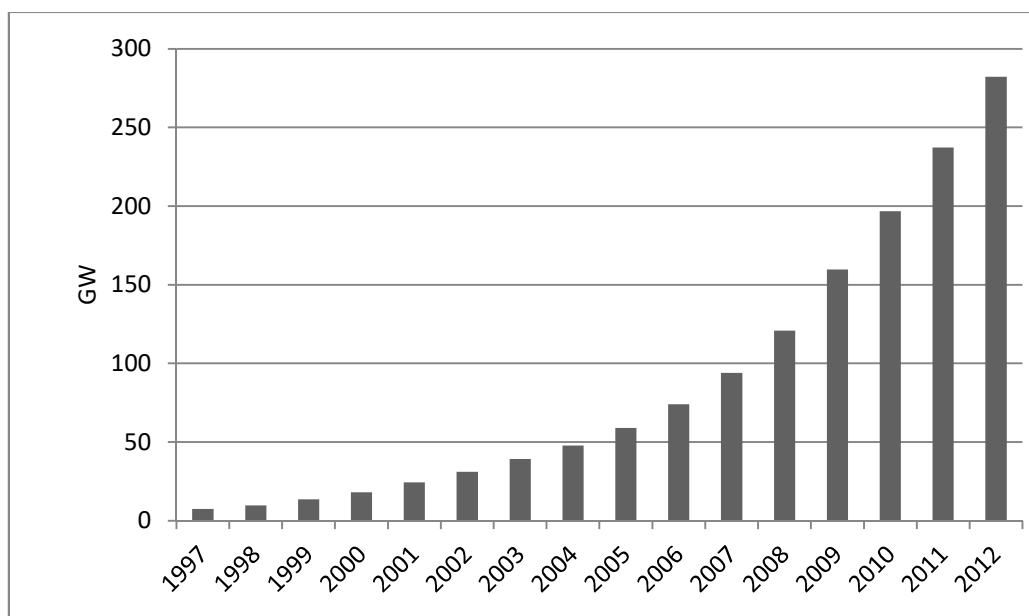


Figura 2.10 – Capacidade Mundial Instalada
Fonte: WWEA (2013)

No Brasil, as usinas hidrelétricas ainda são as principais geradoras de energia, mas com a crise energética de 2001, onde o nível dos principais reservatórios diminuiu devido à estiagem, este quadro tem mudado. Incentivos para fontes renováveis como biomassa, eólica e PCHs foram criados a partir do racionamento de 2001.

Devido a sua localização geográfica, o Brasil é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença duas vezes superior à média mundial e por uma volatilidade de apenas 5%, o que garante maior produção de energia por fontes eólicas. Com o desenvolvimento tecnológico dos aerogeradores, acompanhado da presença da interligação com o SIN para estabilizar a intermitência das usinas eólicas, a energia eólica vem tornando-se cada vez mais atrativa (CCEE, 2017).

A primeira turbina de energia eólica instalada no Brasil foi em Fernando de Noronha em 1992. Em 2004, o governo criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) para incentivar a utilização de outras fontes renováveis, como eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no SIN. O PROINFA é um programa pioneiro, que

impulsionou essas fontes, mas em especial a energia eólica. O Brasil passou, em pouco mais de 3 anos, de apenas 22 MW de energia eólica instalada, para 414 MW (MME, 2004).

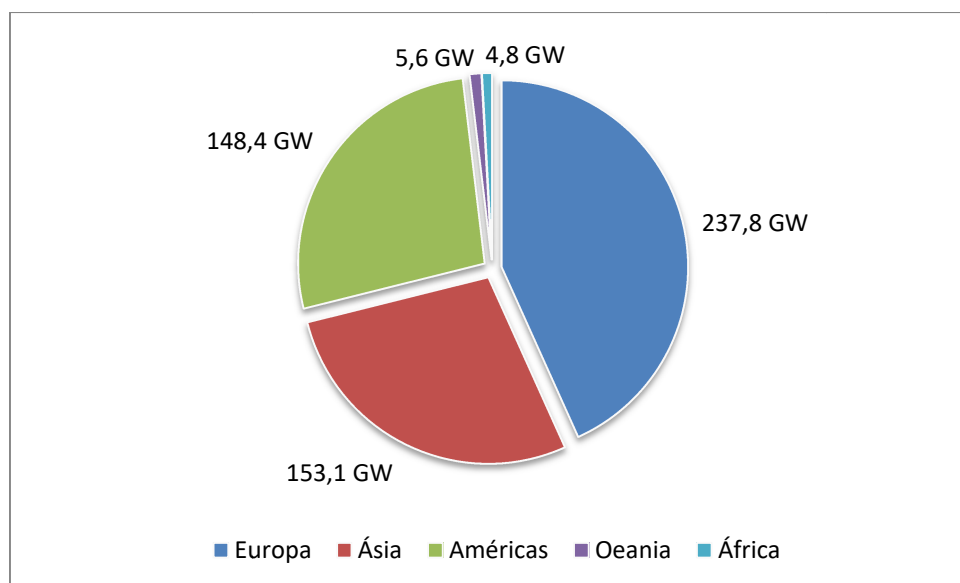


Figura 2.11 – Capacidade mundial onshore instalada
Fonte: The Wind Power (2017)

Em 2009, o Brasil realizou o seu primeiro leilão de energia eólica, com o intuito de diversificar a sua matriz de energia. O preço médio do leilão foi de R\$ 148,39 por MWh, e a contratação somou 1,8 GW em usinas construídas na Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e Sergipe. A partir deste leilão o governo e empresários começaram a perceber a importância da inserção de fontes eólicas na matriz energética brasileira, pois esta mostrou-se competitiva (Portal Brasil, 2014).

Atualmente, estão em operação 420 empreendimentos eólicos totalizando em 10 GW de potência instalada (cerca de 7% de potência instalada do Brasil), sendo a terceira fonte de energia mais utilizada no país, perdendo apenas para as usinas hidrelétricas e termoeletricas. Além disso, as usinas eólicas correspondem a 40% da ampliação do parque gerador futuro, com 152 empreendimentos e construção, agregando 3 GW de potência (ANEEL, 2017).

2.4 Complementaridade Histórica entre Fontes Eólicas e Hídricas

A energia eólica e hidrelétrica são consideradas fontes renováveis de energia, ou seja, produzem energia através de combustíveis renováveis, assim como, energia solar, biomassa, geotérmica e

maré motriz. Além disso, são consideradas fontes limpas de energia, pois durante a sua produção não há emissão de gases que contribuem para o aquecimento global e além disso, podem estar localizadas perto de centros de carga, fazendo com que os custos e as perdas nas linhas de transmissão sejam reduzidos.

Atualmente no Brasil a energia eólica representa cerca de 6,88% da capacidade de geração instalada no SIN, localizadas principalmente nas regiões nordeste e sul, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2023 (EPE, 2014) esta capacidade pode chegar a representar cerca de 11,7% (22,4 GW) em 2023. As UHEs representam aproximadamente 61% da capacidade de geração instalada no SIN (ANEEL, 2017), sendo, portanto a principal fonte de produção de energia elétrica do país.

Em virtude da sazonalidade dos regimes pluviométricos e a localização geográfica das usinas hidrelétricas no Brasil, acredita-se na existência de um reforço sazonal de geração por parte das usinas eólica. Em estudos realizados por Amarante et. al. (2001) e Witzler (2015), buscam comprovar existência da complementaridade sazonal hidro-eólica em diversas regiões do Brasil, através de séries históricas de vento e precipitação.

Região Nordeste

No Nordeste do Brasil, a principal fonte de energia provém das usinas hidrelétricas que estão localizadas no curso do rio São Francisco. Esta região passa por longos períodos de estiagem, tornando a produção de energia por fontes hídricas questionáveis, não só pela escassez hídrica como também pela competitividade com os outros usos da água, tais como a agricultura e insumo humano.

O maior parque gerador eólico do Brasil está localizado no Nordeste, principalmente nos estados da Bahia, Ceará e Rio Grande do Norte. Esta região possui condições favoráveis de velocidade, frequência e distribuição do vento, e seu solo gera menores turbulências em virtude da baixa rugosidade, o que garante um alto aproveitamento do potencial do vento na região (Jong et al, 2013).

De acordo com o ONS, no relatório das séries de vazões históricas, nota-se que as maiores vazões observadas no rio São Francisco, analisando o reservatório da UHE de Sobradinho, entre

os anos de 1931 e 1992, ocorrem entre os meses de dezembro a maio, e pelos estudos realizados do potencial eólico de uma usina hipotética instalada no estado do Ceará, mostram que entre os meses de junho a dezembro apresentam maior produção de energia elétrica. De acordo com a Figura 2.12, exalta a existência de um comportamento complementar entre a produção das hidrelétricas e das fazendas eólicas na região (Amarante et al, 2001).

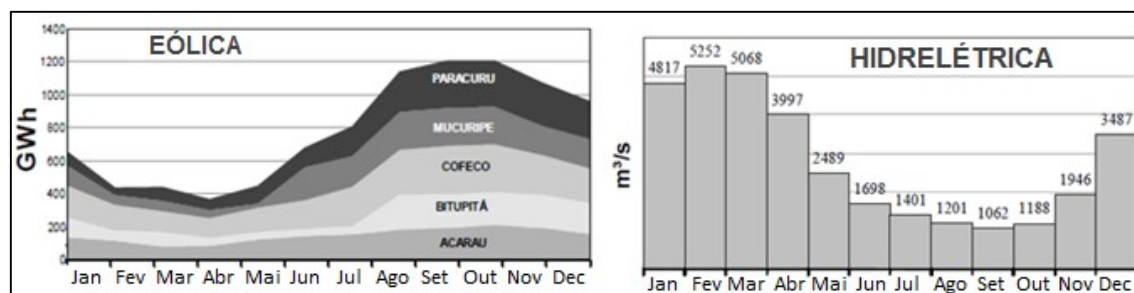


Figura 2.12 – Geração eólica de uma usina fictícia no Ceará-BR e vazão histórica da UHE Sobradinho

Fonte: Amarante et al, 2001

Região Sul/Sudeste

Nesta região estão localizadas as principais usinas hidrelétricas com capacidade de armazenamento de água do país, como Furnas, Ilha Solteira, Salto Santiago, entre outras. O estado do Rio Grande do Sul por sua vez é o segundo maior produtor de energia elétrica através de fazendas eólicas no Brasil, apresentando cerca de 1500 kW de potência instalada localizados principalmente na cidade de Osório/RS (ANEEL, 2017).

A Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL realizou estudos de complementaridade hidro-eólica para esta região, considerando a integração da usina eólica de Palmas - PR com as vazões das principais bacias do subsistema Sul/Sudeste. Quando analisou a complementaridade da usina eólica com UHEs localizadas no subsistema sul, a complementaridade sazonal entre as fontes não foi observada, devido às características climatológicas pluviais da região. Já, quando integrado a EOL de Palmas - PR ao submercado sudeste, a complementaridade sazonal tornou-se evidente, a Figura 2.13 apresenta a complementaridade sazonal obtida para a região.

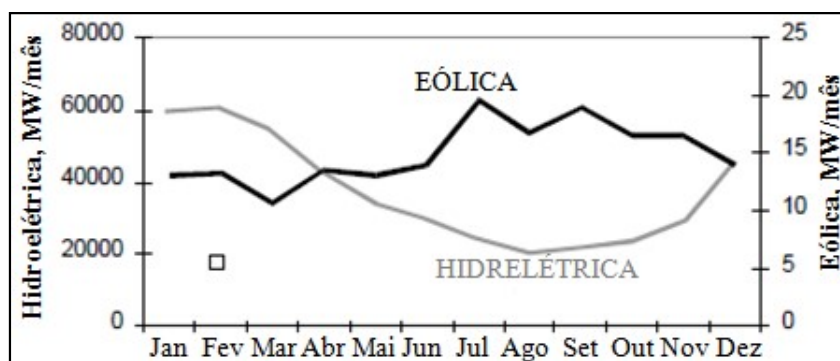


Figura 2.13 – Integração de uma usina eólica em Palmas/PR no subsistema elétrico Sudeste
Fonte: Amarante et al, 2001

Norte

A matriz energética desta região tem predominância hidrelétrica, por usinas que estão localizadas na bacia do rio Amazonas que possui uma das maiores vazões afluente do Brasil. Porém, devido às características topográficas da região a grande maioria das hidrelétricas são usinas fio d'água (exemplos), uma vez que não é viável por questões físicas e ambientais a construção de reservatórios de acumulação.

A principal usina hidrelétrica da região é a usina de Tucuruí, apresentando 8535 MW de potência instalada (ANEEL, 2017), localizada na bacia do rio Tocantins/Araguaia. A usina de Tucuruí apresenta comportamento sazonal de vazão semelhante ao das bacias da região Nordeste e Sudeste, entre os meses de dezembro a maio apresentam maior produção de energia.

Em virtude de o sistema elétrico brasileiro ser interligado, a região Norte contribui para o abastecimento energético do país nas áreas de maior demanda de energia, ou seja, a região sudeste. Devido à vegetação típica de região e à alta rugosidade do solo, a região não possui usinas eólicas, portanto nos períodos secos necessita importar energia das demais regiões do país (Amarante et al, 2001).

2.4.1 Exemplos de complementaridade entre fontes renováveis em outros países

Além do Brasil, de acordo com François et al (2016), na Europa também é percebida a complementaridade das fontes renováveis localizadas em diferentes regiões do continente Europeu, tornando-se cada vez mais o seu estudo importante, pois permite a otimização dos recursos visando à minimização de custos operacionais bem como investimentos para expansão

no sistema (alocação de linhas de transmissão, emprego de bancos de baterias, intercâmbios internacionais, etc.).

Um estudo realizado por Murage e Anderson (2014), aborda a integração de energia eólica com usinas hidrelétricas (com armazenamento bombeado) no Quênia, para reduzir o custo de produção de eletricidade do país. Devido às alterações climáticas e variações nas precipitações, sendo a água a principal matriz energética do país, o atendimento a carga torna-se vulnerável e traz a necessidade do uso de geradores movidos a diesel para atender a demanda, tornando o custo de produção elevado. Assim, o governo Queniano concentra os seus interesses em produção de energia por fontes eólicas, além de o país possuir regiões específicas com alta capacidade de produção. A ideia de integrar o sistema hidro bombeado com o parque eólico é que o gerador seria capaz de armazenar energia da fonte eólica nos períodos de baixo consumo, e nas horas de alto custo e pouco vento utilizar a energia armazenada, reduzindo os custos com combustível e a necessidade de cortes de carga.

Além da complementaridade hidro-eólica, observa-se complementaridade entre outras fontes, como as usinas solares e pequenas centrais hidrelétricas no nordeste da Itália, relatada por François et. al. (2016), A energia solar vem das áreas povoadas da planície e é predominante no verão, já a energia hidrelétrica provém de regimes hidrológicos de duas bacias diferentes. Em Alpine a bacia é dominada pela neve e no verão ocorre o degelo causando inundações, enquanto na planície de Piedmont os picos de produção hidrelétricos da bacia acontecem na primavera e no outono, devido à chuva. A Figura 2.14 a seguir mostra a complementaridade entre estas fontes para o atendimento da carga da região, através do uso de 100% de usinas renováveis. A linha preta representa a carga, a verde a energia solar, vermelha geração através do degelo e azul geração devido à chuva ao longo do ano.

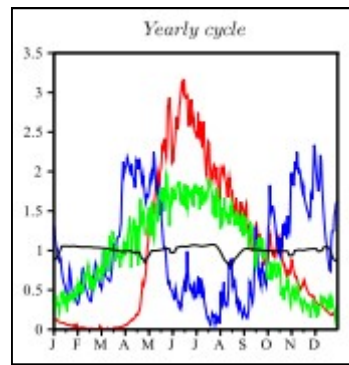


Figura 2.14 – Complementaridade entre fontes na Itália
Fonte: François et al, 2016

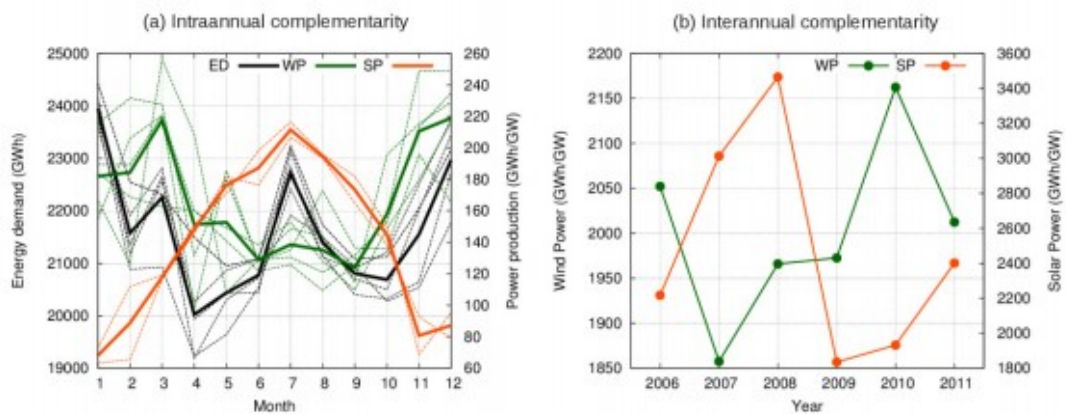


Figura 2.15 – Complementaridade entre fontes na Espanha
Fonte: Jerez et al, 2013

Também, identifica-se a complementaridade entre usinas solares e eólicas na Espanha, de acordo com Jerez et. al. (2013), onde a demanda de energia apresenta picos tanto no inverno quanto no verão. As fontes eólicas apresentam máxima produção de energia no inverno, já a fonte solar tem alta produção no verão, com a integração destas fontes atenua-se o uso de fontes não renováveis nesta região, como mostra a Figura 2.15(a). A linha preta é a demanda de energia anual, linha verde a geração de energia por fontes eólicas e a linha vermelha a geração de energia por fontes solares. Além disso, de acordo com o histórico de produção, verifica-se que anos em que a geração por fontes solar foi baixa, a geração pelas usinas eólicas foi alta e vice-versa, garantindo a correlação entre as fontes, apresentado na Figura 2.15(b).

3 MUDANÇAS CLIMÁTICAS

As mudanças climáticas são causadas pela emissão excessiva de gases que provocam o efeito estufa (gás carbono, metano, óxido nitroso, entre outros), em atividades como a queima de combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão mineral), para geração de energia elétrica e locomoção.

As alterações no clima já são perceptíveis aos seres-humanos nas diversas partes do mundo devido aos diversos acontecimentos, tais como: os desastres ambientais (aumento da incidência de grandes tempestades, furacões ou tufões e tornados), redução das afluições dos rios, onde áreas úmidas passam por períodos de estiagem, aumento do nível do mar (devido ao descongelamento das geleiras) e diminuição da produtividade das lavouras.

Para evitar o colapso mundial e limitar o aquecimento global, em 12 de dezembro de 2015 todos os países assinaram o Acordo de Paris, onde comprometeram-se em preparar e comunicar à ONU suas respectivas “Contribuições Nacionalmente Determinadas”, ou NDCs (*Nationally Determined Contributions*). As NDCs são um conjunto de metas e/ou políticas e ações domésticas a serem adotadas individualmente por todos os países, como parte dos esforços globais de combate à mudança do clima. Tais ações devem ser voltadas à mitigação da mudança do clima, ou seja, reduzir ou limitar as emissões de gases de efeito estufa, para garantir que a temperatura global da terra não aumentará mais do que 1,5°C ou aumente bem menos do que 2 C, e também, adaptação dos países às mudanças do clima, isto é, adequá-los às novas condições do clima, evitando que fenômenos naturais tomem proporções mais catastróficas (Instituto Acende Brasil, 2017).

Neste embalo, a NDC do Brasil, comprometeu-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, até 2025, e em 43% abaixo dos níveis de 2005, até 2030. Para que isso ocorra o Brasil comprometeu-se em aumentar a participação de bioenergia sustentável na sua matriz energética em aproximadamente 18% até 2030, restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas, e também alcançar uma participação em torno de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030.

Contudo, fica evidente que os desafios propostos pela NDC do Brasil estão relacionados ao setor elétrico e nesse aspecto além do incentivo à expansão do investimento em fontes renováveis de energia, também introduz o investimento em eficiência energética, para garantir o atendimento e critérios de segurança no fornecimento de energia ao consumidor final.

O aumento do consumo de energia elétrica além de estar relacionado com o desenvolvimento do país também está ligado às mudanças do clima. A necessidade de refrigeração e aquecimento nos edifícios comerciais e residenciais podem elevar significativamente o consumo de energia, bem como a produção da mesma. Como exemplo, nos Estados Unidos em 2010, o consumo de energia por edifícios representava 40% da demanda total do país, dos quais 23% correspondem ao aquecimento do espaço e 15% a refrigeração do mesmo (Huang e Gurney, 2017).

Nesse contexto, impulsionados pelas variações climáticas e na tentativa de avaliar e mitigar os impactos das mesmas no período de longo prazo no Brasil, considerou-se os Modelos Climáticos Globais ou GCMs (*Global Climate Models*), como a principal ferramenta de representação de processos e fenômenos críticos para o estudo das variações climáticas globais. Entretanto, devido à grade destes modelos, cerca de 200 a 100 km, eles são incapazes de capturar informações como topografia, bacias hidrográficas, linhas costeiras em suas simulações. Assim, os Modelos Climáticos Regionais ou RCMs (*Regional Climate Models*) desempenham um papel importante na redução da escala de simulação dos GCMs, pois ao trabalhar com escalas de grade reduzida são capazes de captar melhor as informações da área que deseja-se estudar, bem como a amplitude de um fenômeno (Marangon et al, 2014; Chou et al, 2014(a)).

3.1 Modelos Climáticos

Neste trabalho, foram utilizados dois GCMs, HadGEMs-ES e MIROC5, e a estes aplicou-se a redução de escala através do Modelo ETA, utilizado pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). Dando origem a dois modelos RCMs: ETA HadGEMs-ES e ETA MIROC5. O Modelo HadGEMs-ES é um modelo britânico que avalia as mudanças climáticas, criado pelo Hadley Center. Este modelo observa os efeitos das químicas e do aerossol na atmosfera para representação do gás carbono e poluição, possui resolução de 1,3° latitude e 1,9° de longitude. O MIROC5, também conhecido como Modelo Interdisciplinar sobre Clima, é um modelo japonês

que simula os efeitos climáticos devido as condição de poluição atmosférica por aerossóis em escala global, cuja resolução é de 1,4° de latitude e 1,4° de longitude.

A estes dois modelos foram aplicados trajetórias de gases que provocam o efeito estufa, publicados no Quinto Relatório de Avaliação (AR5) do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), denominados de RCP (*Representative Concentration Pathway*), sendo estes o RCP 2.6, RCP 4.5, RCP 6.0 e RCP 8.5.

O RCP 2.6 pressupõe que as emissões anuais globais atingem um pico entre 2011 - 2020, com as emissões diminuindo substancialmente posteriormente, esta trajetória representa a baixa emissão de gases e como consequência a baixa forçante radiativa. O RCP 4.5 apresenta o pico de emissões gases do efeito estufa em torno de 2040 e depois declinam. No RCP 6.0 as emissões atingem o pico em torno de 2080 decrescendo para os próximos anos. Os RCPs 4.5 e 6.0 representam emissões de gases moderada, ou seja, são trajetórias de forçantes radiativas médias. No RCP 8.5, as emissões de CO₂ aumentam ao longo do século XXI, apresenta forçante radiativa elevada, com maior emissão de gases poluente. Enquanto RCP 2.6 projeta o aquecimento global entorno de 1°C até o final do século XXI, o RCP 8.5 apresenta aquecimento de 4°C. A Figura 3.1, apresenta o comportamento de cada cenário com relação à de emissões de gases até 2100.

Para avaliação das variáveis de precipitação e velocidade do vento, no longo prazo, que são a base deste trabalho, foi adotada a trajetória de emissão RCP 4.5 e RCP 8.5. Assim, cada modelo regional, ETA-HadGEMs-ES e ETA-MIROC5, foram submetidos a duas trajetórias de gases do efeito estufa para o período futuro, dando origem a quatro modelos: ETA-HadGEMs-ES 4.5, ETA-HadGEMs-ES 8.5, ETA-MIROC5 4.5 e ETA-MIROC5 8.5. Para fins de observação e seguindo a mesma metodologia do P&D 10 da ANEEL (Marangon et al, 2014), o período futuro foi dividido em três, sendo estes: Futuro 1 (2011 - 2040), Futuro 2 (2041 - 2070) e Futuro 3 (2071 - 2100).

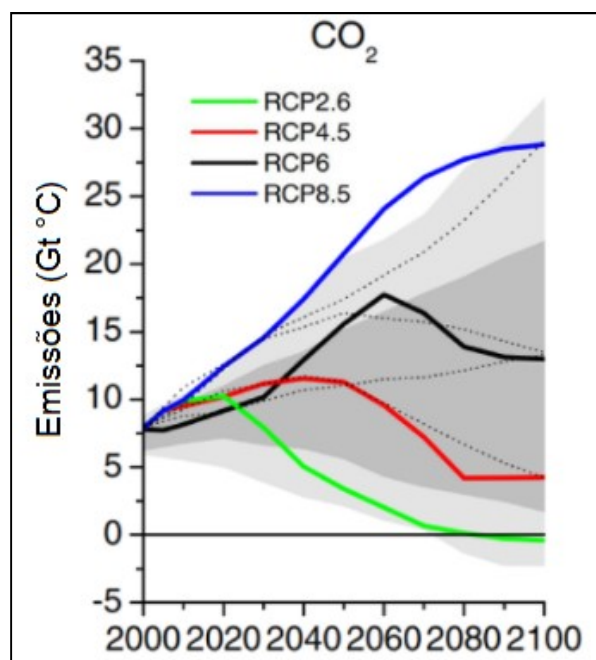


Figura 3.1 – Representação dos RCPs utilizados no AR5 do IPCC
Fonte: Vuuren et al. (2011)

A Figura 3.2 a seguir, apresenta a variação de temperatura dos períodos futuros em relação ao histórico para cada modelo, no período de inverno no Brasil (junho, julho e agosto). Nota-se, que para ambos os modelos, a atmosfera aquece com o aumento da emissão de gases, e este aquecimento aumenta ainda mais para os períodos futuro dois e futuro três em relação ao histórico. Também, verifica-se que o modelo ETA HadGEMs-ES apresenta a atmosfera mais aquecida que o modelo ETA MIROC5.

As Figuras 3.3 e 3.4 apresentam a variação de precipitação dos períodos futuros em relação ao histórico para cada modelo. A primeira representa o período úmido do Sudeste do Brasil (dezembro, janeiro e fevereiro), área que compreende as principais bacias hidrográficas do Brasil, bem como, as principais usinas hidrelétricas com reservatório, correspondendo cerca de 70% do armazenamento energético do SIN, e a segunda corresponde ao período seco desta da região (junho, julho e agosto), e também o período úmido da região Sul do país.

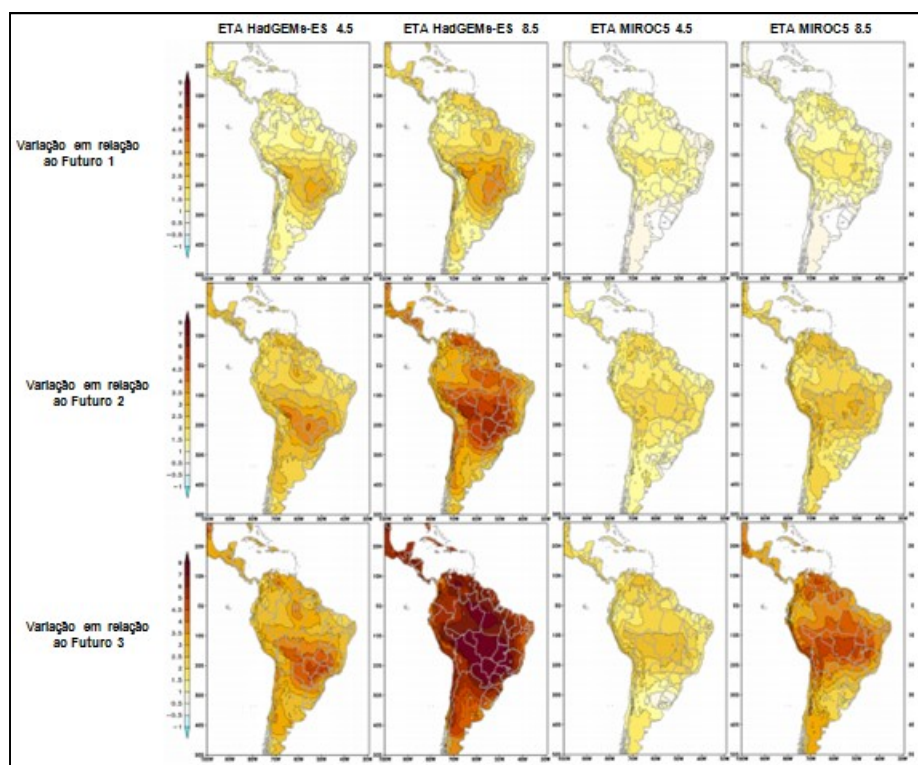


Figura 3.2 – Variação de temperatura dos períodos futuros em relação ao histórico

Fonte: Chou et al.(2014(b))

Nota-se, pela Figura 3.3, que a variação de precipitação para os períodos futuros em relação ao histórico, no período úmido da região Sudeste, é sempre negativa, e agrava-se no cenário RCP 8.5, podendo causar o deplecionamento dos principais reservatórios do SIN no futuro, afetando diretamente a principal fonte energética do país. Por outro lado, pode-se verificar o aumento dos volumes de chuvas na região Sul, em um período atípico para a região, e o destaque para a parte litorânea do Nordeste do Brasil, pois apresenta variação positiva de precipitações em relação ao histórico em três cenários, apenas no ETA HadGEMs-ES 8.5 que a variação é negativa (podendo influenciar a produtividade das usinas eólicas da região), porém o interior nordestino, onde está localizado a principal bacia hidrográfica desta região (Bacia do Rio São Francisco), apresentou anomalia negativa de precipitações.

Na Figura 3.4, verifica-se variação nula no período seco da região Sudeste, porém os extremos do país, Sul e Norte, apresentam intensificação do comportamento destas regiões para esta época do ano, ou seja, a região Sul apresenta maiores volumes de chuvas nos períodos futuros em relação ao histórico e o Norte mostra-se cada vez mais seco.

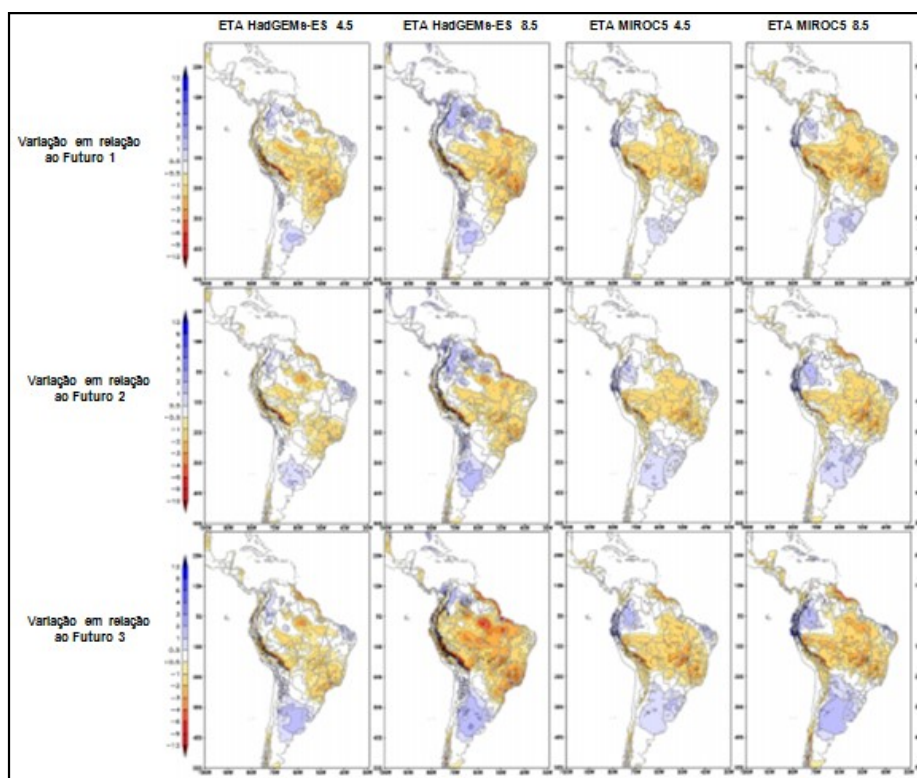


Figura 3.3 – Variação de precipitação, dezembro a fevereiro
Fonte: Chou et al.(2014(b))

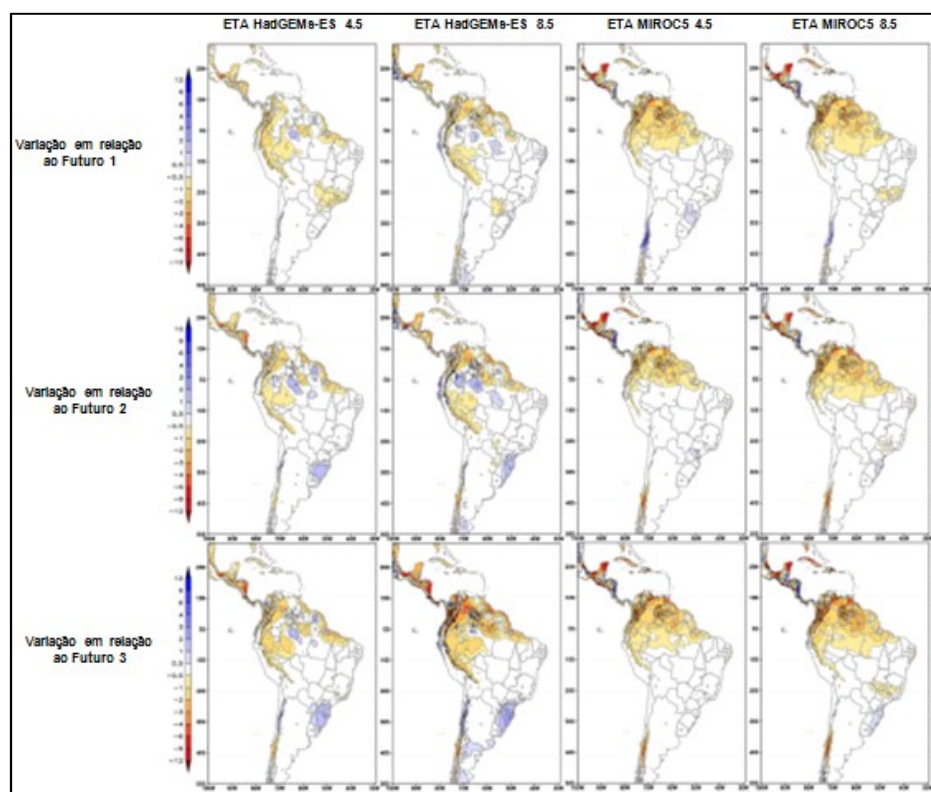


Figura 3.4 – Variação de precipitação, julho a agosto
Fonte: Chou et al.(2014(b))

Portanto, estes modelos tentam prever os impactos das mudanças climáticas em diferentes afim de fornecer subsídios para diferentes setores (energético, alimentício), para que o ser humano possa adaptar-se as condições atmosféricas futuras, buscando alternativas para garantir a sua existência.

4 ANÁLISE DAS SÉRIES DE VENTO E VAZÃO D'ÁGUÁ

Este Capítulo aborda como foi feito o tratamento das séries de ventos do período futuro a partir dos dados de vento obtidos dos modelos ETA HadGEMs-ES e ETA MIROC5 nos cenários de emissão de gases que provocam o efeito estufa, RCP 4.5 e RCP 8.5. Além disto, traz uma abordagem sucinta de como foi construída as séries de vazões d'água das UHEs que serão utilizadas neste estudo.

Primeiramente serão apresentadas as localidades que serão estudadas e após será abordado o tratamento adotado para os dados do vento dos modelos.

4.1 Determinação das Regiões de Estudo

As localidades estudadas neste trabalho foram as mesmas adotadas por Witzler (2015). Em seu estudo avaliou a complementaridade hidro-eólica através das séries históricas de vento para sites localizados em três estados da região do Nordeste e também a região com maior potência instalada no sul do país, sendo estes os estados: Rio Grande do Norte, Bahia, Ceará e Rio Grande do Sul. A escolha destas regiões também foi influenciada pelo estudo realizado pela EPE (2013), onde foi mencionado que o potencial eólico destas regiões vai agregar valor no planejamento de expansão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Além disto, estas regiões foram utilizadas pelos empreendimentos vencedores do leilão de energia reserva (LER), leilões de energia nova (LEN), leilões de fontes alternativas (LFA), PROINFA e parques eólicos cuja a energia é comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

A Tabela 4.1 a seguir traz as localidades das eólicas que serão estudadas.

Tabela 4.1 – Regiões de Estudo

Código	Cidade	Estado	Coordenada
1	Amontada	Ceará	-3.351663, -39.833679
2	Aracati	Ceará	-4.487611, -37.734432

3	Paracuru	Ceará	-3.42295, -39.042664
4	Caetité	Bahia	-13.986377, 42.639999
5	Morro do Chapéu	Bahia	-11.536543, -41.157532
6	Pedra do Reino	Bahia	-9.48699, -40.880127
7	Currais Novos	Rio Grande do Norte	-6.029945, -36.497955
8	João Câmara	Rio Grande do Norte	-5.435554, -35.955505
9	Macau	Rio Grande do Norte	-5.088892, -36.549969
10	Coxilha Negra	Rio Grande do Sul	-30.86451, -55.725403
11	Estrada Senandes	Rio Grande do Sul	-32.2449974, -52.24411
12	Tramandaí	Rio Grande do Sul	-30.86451, -55.725403

As Figuras 4.1 e 4.2 a seguir apresentam no mapa as localidades dos sites escolhidos para as regiões sul e nordestes, respectivamente.



Figura 4.1 – Localização geográfica dos sites escolhidos no Rio Grande do Sul



Figura 4.2 – Localização geográfica dos sites escolhidos no Nordeste

4.2 Fontes dos Dados Eólicos

Como dito anteriormente, para realização deste estudo utilizou-se os dados dos modelos climáticos ETA HadGEMs-ES e ETA MIROC5, em dois cenários de emissão de gases RCP 4.5 e RCP 8.5, de acordo com o Quinto Relatório de Avaliação (AR5) do IPCC, conforme apresentados na seção 3.1, para a base de dados de vento no longo prazo.

Além destes dados, foram necessários dados de medições históricas para aumentar a confiabilidade dos dados dos modelos climáticos citados acima (Witzler, 2015)². Para tal, foram utilizados os seguintes dados:

- *Dados de vento cedidos pela Vestas do Brasil, de 2000 a 2010, para determinar o coeficiente de estabilidade Richardson no ciclo diário do vento nas regiões nordeste e*

²Em Witzler (2015), os dados históricos dos modelos da Vestas do Brasil e do VORTEX foram validados, e a partir disso foram adotados como histórico neste trabalho. 40

sul do país, que será aplicado após a extrapolação vertical dos dados dos modelos climáticos;

- *Dados de vento do modelo VORTEX, de 1983 a 2014*, para ajustar viés das séries de vento, através da metodologia Delta Change, como também, para compor o histórico de velocidade do vento.

4.2.1 Vestas do Brasil

A base de dados de vento do Vestas do Brasil é proveniente do modelo meteorológico de Mesoescala, o qual calcula séries de dados temporais para o melhor entendimento do comportamento do clima em um longo período de tempo, para uma determinada localização. As séries de dados do modelo são compostas por valores de velocidade de vento horários, direção do vento, temperatura e densidade do ar. As séries de dados são utilizadas em combinação com séries de dados observados no local para melhor entendimento da variabilidade dos recursos eólicos.

O modelo de Mesoescala utilizado pela Vestas é baseado no Weather Research and Forecasting model 3.3 km (WRF3.3), o qual é um modelo meteorológico de Mesoescala utilizado para produzir um conjunto de dados climatológicos e de vento de longo prazo. Este é executado sobre o local específico da planta de geração eólica a partir de 01 de janeiro de 2000 até a data requisitada. Este modelo é executado com 62 níveis verticais em uma grade esticada na vertical, adequada para avaliação de recursos eólicos. Para assegurar que os ventos da camada limite são efetivamente modelados, 17 destes níveis verticais estão localizados dentro de uma altura menor que 1 km acima da superfície terrestre.

Este modelo fornece dados horários de medições do vento em diferentes níveis de altura, e foram utilizados para a verificação da estabilidade do ciclo diário dos ventos nos quatro estados estudados neste trabalho.

4.2.2 Vortex

O VORTEX é um modelo atmosférico de Mesoescala on-line que fornece estimativas de velocidades de vento para locais ou períodos em que não há medidas disponíveis.

O sistema da VORTEX processa exclusivamente WRF (Weather Research & Forecasting Model) para macro e micro escala. WRF é um sistema de previsão do tempo projetado para atender às necessidades de pesquisa operacional e previsão atmosférica. Possui dois núcleos dinâmicos, um sistema de assimilação de dados e uma arquitetura de software que facilita a computação paralela e a extensibilidade do sistema.

Desde 2009 os dados resultantes destes modelos são testados por profissionais da indústria eólica, onde os testes são comparados com dados de medição reais, onde observou-se alta correlação entre estes dados.

Os dados deste modelo estão em escala horária e diferentes alturas de medição para um período histórico de 30 anos, 1983 - 2014. Neste trabalho será utilizado o período 1983 – 2010, e este será o período histórico adotado para fazer as próximas análises.

4.3 Metodologia para a Construção das Séries de Velocidade de Vento

Com o objetivo de construir as séries de velocidade de vento futura, de 2011 a 2100, para as regiões em estudo, considerando os efeitos das mudanças climáticas, foram utilizados os dados de velocidade do vento dos modelos climáticos regionais ETA HadGEMs-ES e ETA MIROC5, em duas trajetórias de gases do efeito estufa, RCP 4.5 e RCP 8.5.

As séries de velocidade de ventos destes modelos são projetadas para a altura de 10 metros, e com valor de velocidade média diária. Para compatibilizar estes dados e aumentar a sua coerência com os dados históricos realizou-se o tratamento destes dados que serão apresentados nas seções a seguir.

4.3.1 Extrapolação Vertical e Critério de Estabilidade

Primeiramente foi necessário elevar os dados dos modelos climáticos à altura das turbinas dos aerogeradores, através da extrapolação vertical do vento, visto que, as mesmas estão geralmente instaladas acima de 100 metros de altura em relação ao solo. Esta altura é comum nos empreendimentos eólicos, pois reduz a influência da rugosidade do terreno, a existência de obstáculos e a estabilidade térmica que podem influenciar na redução da velocidade do vento, assim como, no desempenho do aerogerador caso esteja instalado em alturas próximas ao solo, e

contudo, quanto mais alto é instalado o aerogerador mais alta é a velocidade do vento, podendo assim aumentar o desempenho do aerogerador.

Neste trabalho, adotou-se o método logarítmico, apresentado no Capítulo 2.1.1, para realizar a extrapolação vertical dos dados dos modelos climáticos, de 10 metros para 120 metros em relação ao solo.

O método logarítmico é dado através da Equação 4.1:

$$v = \frac{v^*}{K} \left(\ln \left(\frac{h}{Z_0} \right) - \Psi \right) \quad (4.1)$$

Onde, v é a velocidade na altura h (120m) em m/s, v^* é a velocidade de atrito (m/s), Z_0 é o comprimento de rugosidade em relação ao solo medido em m, K é a constante adimensional de Von Karman ($k=0,4$), Ψ é o fator de correção do perfil atmosférico devido à influência do fluxo de calor do solo.

Na Equação 4.1, adotou-se Z_0 é igual a 0,03m, pois considerou-se o valor típico para terrenos do tipo campo de acordo com Custódio (2013). A velocidade de atrito v^* é dada pela Equação 4.2 a seguir.

$$v^* = \frac{v \cdot K}{\ln \left(\frac{h}{Z_0} \right)} \quad (4.2)$$

Na Equação 4.2, v corresponde à velocidade de vento das séries dos modelos climáticos, e h a sua respectiva altura de medição, no caso 10 metros.

As Equações 4.3, 4.5 e 4.6, determinam Ψ nas três condições atmosféricas, estável, instável e neutra, respectivamente, na altura de 120 m.

$$\Psi_{\text{estável}} = -4,7 \frac{h}{L} \quad (4.3)$$

$$\Psi_{\text{instável}} = \left(1 - 16 \frac{h}{L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (4.4)$$

$$\Psi_{\text{neutro}} = 0 \quad (4.5)$$

Onde, L é o comprimento de estabilidade de Monin - Obukhov (m^2/kg) (Lange et al, 2004), ou seja, de acordo com Seinfeld e Pandis (1998), L pode ser interpretado como a altura acima do solo na qual há um equilíbrio entre produção de energia turbulenta por efeitos mecânicos (cisalhamento) e sua destruição por efeitos de empuxo, e também a relaciona com a estabilidade atmosférica de acordo com a Tabela 4.2. Neste trabalho adotaremos o valor de L igual $1000 \text{ m}^2/\text{kg}$ para a condição estável e $-1000 \text{ m}^2/\text{kg}$ para a condição instável.

Tabela 4.2 – Relação do comprimento de Monin - Obukhov e as condições de estabilidade

$L \text{ (m}^2/\text{kg)}$	Condição de Estabilidade
$-100 < L < 0$	Muito instável
$-10^5 \leq L \leq 100$	Instável
$ L > 10^5$	Neutro
$10 \leq L \leq 10^5$	Estável
$0 < L < 10$	Muito Estável

Assim, foi determinada a velocidade do vento para cada dia, na altura de 120 metros, para as três condições atmosféricas, de acordo com as Equações 4.5 a 4.7.

$$v_{\text{estável},d} = \frac{v^*}{K} \left(\ln \left(\frac{h}{Z_0} \right) - \Psi_{\text{estável}} \right) \quad (4.5)$$

$$v_{\text{instável},d} = \frac{v^*}{K} \left(\ln \left(\frac{h}{Z_0} \right) - \Psi_{\text{instável}} \right) \quad (4.6)$$

$$v_{\text{neutro},d} = \frac{v^*}{K} \left(\ln \left(\frac{h}{Z_0} \right) \right) \quad (4.7)$$

Contudo, necessitou-se avaliar a porcentagem do dia em que cada uma destas condições está ativa e, para tal, utilizou-se o critério de estabilidade de Richardson (Lange et al, 2004), de acordo com a Equação 4.8:

$$RI = \frac{g}{\left(\frac{T_1 + T_2}{2}\right) + K} \times \frac{(T_2 - T_1) \times (h_2 - h_1)}{(v_2 - v_1)^2} \quad (4.8)$$

onde:

g - é a aceleração da gravidade igual a 9,80 m/s²,

K - é a constante de Kelvin igual a 273,16,

T_1 e T_2 - são as temperaturas no nível 1 e nível 2,

h_1 e h_2 - são as altura no nível 1 e nível 2 em m,

v_1 e v_2 - são as velocidades do vento no nível 1 e nível 2 em m/s.

O critério de estabilidade de Richardson segue os seguintes princípios: se RI for menor que -0,03 considera-se instável, se for maior que 0,01 é estável, e se estiver entre -0,03 e 0,01 é considerado neutro (Lange et al, 2004).

Para calcular o critério de Richardson necessitou-se de dados de velocidade de vento e temperatura medidos em dois níveis e em base horária, para tal utilizou-se os dados da Vestas do Brasil para determinar as condições atmosféricas de cada hora do dia de um ano nos quatro estados em estudo. Após a aplicação do critério de RI, determinou-se a frequência mensal de cada uma das condições atmosféricas, pelas Equações 4.9 a 4.11.

$$f_{estável,m} = \frac{\sum RI_{estável,m}}{h_m} \quad (4.9)$$

$$f_{instável,m} = \frac{\sum RI_{instável,m}}{h_m} \quad (4.10)$$

$$f_{neutro,m} = \frac{\sum RI_{neutro,m}}{h_m} \quad (4.11)$$

Onde:

$f_{estável,m}$, $f_{instável,m}$ e $f_{neutro,m}$, representam a frequência de cada condição atmosférica do mês m ;

$\sum RI_{estável,m}$, $\sum RI_{instável,m}$ e $\sum RI_{neutro,m}$, representam a soma de quantas vezes as condições atmosféricas estão ativas no mês m ;

h_m , total de horas no mês m .

Assim, a cada dia das séries de vento extrapoladas verticalmente foi aplicada a frequência em que cada condição estava ativa, conforme o mês em questão, e somadas para determinar a velocidade do vento em 120 metros para todos os dias das séries de vento, conforme a Equação 4.12.

$$v_{d,m} = v_{estável,d} \cdot f_{estável,m} + v_{instável,d} \cdot f_{instável,m} + v_{neutro,d} \cdot f_{neutro,m} \quad (4.12)$$

4.3.2 Correção de Viés

Com dados de velocidade de vento do histórico e futuros dos modelos climáticos já extrapolados, para 120 metros de altura, foi necessário fazer o ajuste nas projeções climáticas, pois os dados históricos dos modelos climáticos não conseguem representar perfeitamente o clima atual e seus resultados apresentam alguns erros (Marangon et al, 2014).

Para tal, utilizou-se a metodologia denominada Taxa de Câmbio (*Delta Change*). Esta é fundamentada no cálculo das anomalias existentes entre os valores estimados pelos modelos climáticos entre os períodos histórico e futuro. Esta taxa ou anomalia é aplicada ao histórico real e assim é reconstruída a série futura.

Portanto, para realizar esta etapa adotou o histórico do modelo VORTEX como histórico real³, visto a necessidade de ter período similar entre o histórico dos modelos climáticos e o real, ou seja, como o modelo VORTEX possui dados de 1983 a 2014 e os modelos climáticos o período histórico compreende os anos de 1961 a 1990, logo utilizou o período de 1983 a 1990 para realizar a correção de viés.

O método Taxa de Câmbio segue as seguintes etapas:

1. Cálculo da média mensal da série histórica dos modelos climáticos, ou seja, para o período de 1983 a 1990 (oito anos) determina-se a média da velocidade de vento para o mês de janeiro a dezembro observada neste intervalo;

³Modelo validado em Witzler (2015) e Witzler et al (2016).

2. Cálculo da média mensal da série futura dos modelos climáticos. Isto é, para cada 8 anos do período futuro determina-se a média da velocidade do vento para os meses do ano. Nesta etapa dividiu-se o futuro em 11 períodos, e determinou-se para cada período a média velocidade do vento para os 12 meses do ano;
3. Estimativa da Taxa de Câmbio: diferença entre o valor das médias mensais das séries de vento dos 11 períodos futuros e os valores médios mensais das séries históricas.
4. Obtenção das séries de velocidade de vento nos períodos futuros: multiplicação das séries diárias dos dados observados no histórico do modelo VORTEX pelas taxas de câmbio estimadas em 3. Ou seja, todos os dias do mês de fevereiro são multiplicados pela taxa de câmbio de fevereiro obtida entre o histórico e o futuro 1, todos os dias do mês de março são multiplicados pela taxa de câmbio de março obtida entre o histórico e o futuro 1, esse procedimento é repetido até todos os dados serem perturbados por todas as taxas de câmbio determinadas entre o histórico e os 11 períodos futuros.

A Figura 4.3 traz como exemplo uma série de vento antes e depois da aplicação da Taxa de Câmbio. A linha em azul representa os dados não ajustados e a linha vermelha os dados após o ajuste de viés. Nota-se, um delta positivo após ajuste, mostrando a sua relevância para que os dados dos modelos climáticos se assemelhem com a realidade.

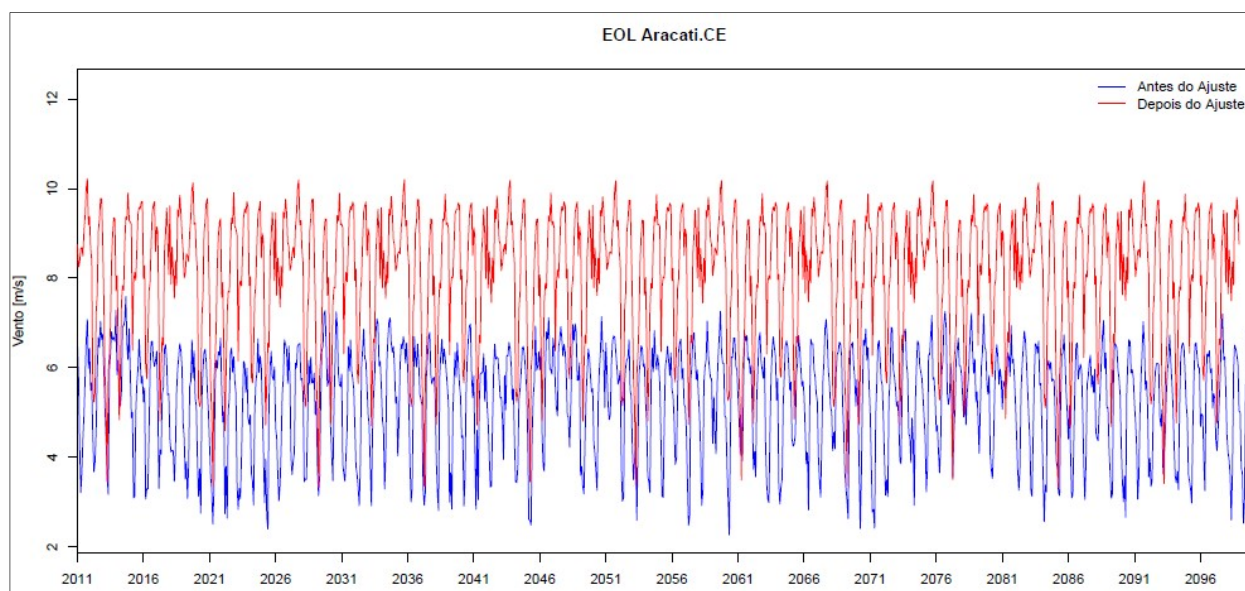


Figura 4.3 – Aplicação da Taxa de Câmbio nos dados dos modelos climáticos

4.4 Construção das Séries de Vazão D'água

Para a simulação hidrológica das bacias, bem como das vazões que passam pelas usinas de interesse, utilizou-se o modelo hidrológico MGB-IPH (Paiva et al, 2012) (Scianni, 2014), para construção das vazões das bacias hidrológicas brasileiras através dos dados de precipitação dos modelos climatológicos, ETA HadGEMs-ES e ETA MIROC5, nas duas trajetórias de gases do efeito estufa, RCP 4.5 e RCP 8.5.

O MGB-IPH vem sendo desenvolvido pelo Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) para representar os processos de transformação da chuva em vazão nas bacias de grande escala, maiores que 1.000 km². O modelo utiliza dados de precipitação, umidade relativa do ar, temperatura do ar, velocidade do vento, radiação, pressão atmosféricas, para determinar as vazões dos rios de uma bacia hidrográfica, onde, esta possui sua área dividida em unidades menores de tamanhos irregulares denominadas mini-bacias.

Além dos dados climatológicos e hidrológicos, o MGB-IPH tem como entrada os dados obtidos por geoprocessamento, como:

- Delimitação da área da bacia hidrográfica e sua subdivisão em minibacias, ou seja, área de drenagem de cada trecho da hidrografia;
- Topografia da bacia;
- Direção do fluxo do escoamento da bacia;
- Área acumulada, arquivo que apresenta toda a área acumulada a montante de cada minibacia;
- Rede de drenagem da bacia;
- Unidades de resposta hidrológica, definidas pelo cruzamento de informações de tipo de solo, uso do solo e geologia.

Este modelo já foi também aplicado com sucesso em outros estudos relacionados aos impactos das mudanças climáticas nas bacias hidrográficas, tais como Nóbrega et al (2011) e Bravo et al (2014).

Neste trabalho para as séries de vazões históricas das UHEs adotou-se as vazões registradas pelo ONS (2017), e as séries de vazões futuras foram obtidas através do processamento do modelo MGB-IPH tendo como dados de entrada as precipitações dos modelos climáticos.

5 ANÁLISES ESTATÍSTICAS DE SÉRIES TEMPORAIS

Com os dados de vento e precipitação ajustados, faz-se necessário o uso de ferramentas estatísticas, tais como: funções de distribuições de probabilidade, análise de tendência, análise autocorrelação, análise de correlação de Pearson, para analisar estatisticamente o comportamento das séries de velocidade e vazão d'água. Estas estatísticas foram feitas através do software livre R amplamente utilizado para computação estatística e gráfica.

5.1 Funções de Distribuição de Probabilidades

A distribuição de probabilidade consiste em numerar qual é a probabilidade de ocorrência de uma determinada variável em uma série de dados.

Neste trabalho, analisaremos qual a função de densidade de probabilidade dos dados de velocidade do vento, ou seja, a probabilidade de a velocidade do vento estar entre dois valores, de acordo com a Equação 5.1 a seguir.

$$p(v_a \leq v \leq v_b) = \sum_{i=a}^b p(v_i) \quad (5.1)$$

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

$$\sum_{i=0}^{\infty} p(v_i) = 1 \quad (5.2)$$

Existem várias funções densidade de probabilidade que podem representar o comportamento da velocidade do vento, o qual dependem do padrão eólico da localidade. As principais distribuições de probabilidade utilizadas na medição dos dados de velocidade de vento são:

- Distribuição Normal ou Gaussiana;
- Distribuição Normal bi-variável;
- Distribuição Exponencial;

- Distribuição de Rayleigh;
- Distribuição de Weibull.

5.1.1 Distribuição de Weibull

Na busca de uma única distribuição que melhor retratasse a velocidade dos ventos, foi constatado que a distribuição de Weibull melhor representa o comportamento do vento, visto que, de acordo com a Equação 5.3 a Weibull incorpora a distribuição exponencial ($k=1$), a distribuição de Rayleigh ($k=2$) e tem uma boa aproximação da Gaussiana com $k=3,5$. A distribuição de probabilidade de Weibull é dada pela Equação 5.3:

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (5.3)$$

Os parâmetros forma (k) e de escala (c) são determinados pelas Equações 5.4 e 5.5 respectivamente.

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (5.4)$$

$$c = \bar{v} \left(0,568 + \frac{0,433}{k}\right)^{\frac{-1}{k}} \quad (5.5)$$

Onde, $\bar{v}$ é a velocidade média da série de vento e σ_v o desvio padrão da velocidade do vento.

A Figura 5.1 apresenta a variação do parâmetro de forma k mantendo c constante e igual a um. Nota-se que à medida que k aumenta a distribuição tende se concentrar-se, ou seja, indica o aumento da ocorrência de registros entorno da velocidade média, conforme observado pra $k \geq 3$ que assemelha-se a uma distribuição Normal.

Já a Figura 5.2, traz a variação do parâmetro de escala c mantendo k igual a dois, isto é transformando a distribuição de Weibull em uma distribuição de Rayleigh. Verifica-se que à medida que c cresce a distribuição tende a atingir valores de velocidade de vento mais elevadas, fazendo com que a ocorrência de valores de velocidade seja cada vez concentrada em relação ao valor médio de velocidade.

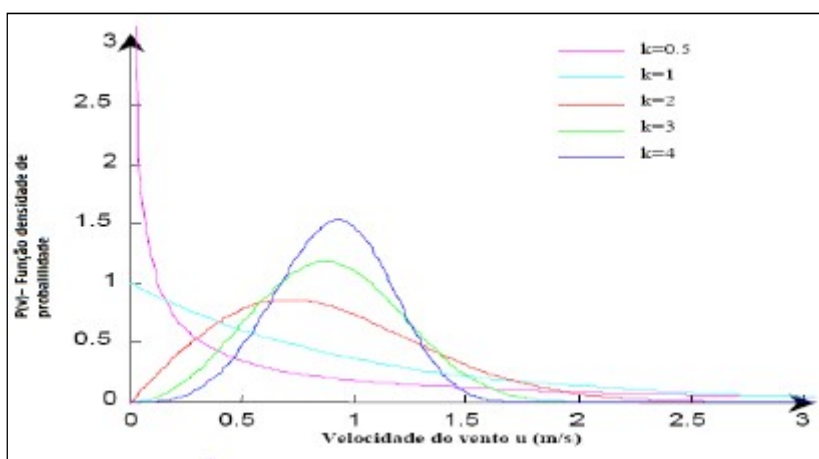


Figura 5.1 – Variação do parâmetro de forma k , com $c = 1$
Fonte: Witzler (2015)

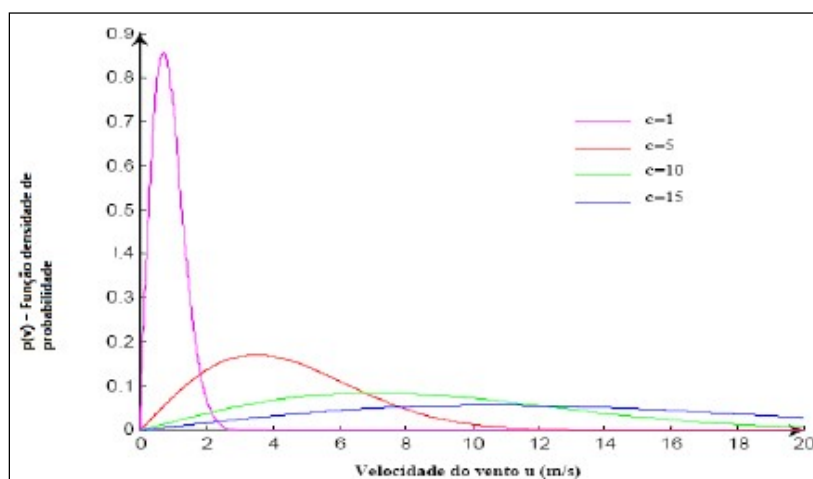


Figura 5.2 – Variação do parâmetro de escala c , com $k = 2$
Fonte: Witzler (2015)

5.2 Estacionariedade de Séries Temporais

Ao se analisar uma série de dados, além de gráficos, tabelas e cálculo de medidas de posição e dispersão, é importante verificar o movimento ao longo do tempo, ou seja, a tendência das observações.

A tendência pode ser determinada pelo método das variações percentuais, ou seja, a divisão de um valor observado no período atual (n) pelo seu valor no período anterior ($n-1$). Assim, verifica-se a ocorrência da taxa de crescimento ou decrescimento do valor observado, sendo esta a sua tendência que poderá ser aplicada para estimar o período futuro ($n+1$).

Quando analisamos uma série temporal, como as séries de velocidade de vento, podemos denominá-las estacionárias ou não estacionárias. Uma série temporal é dita estacionária quando se desenvolve no tempo aleatoriamente ao redor de uma média constante, conforme a Figura 5.3.

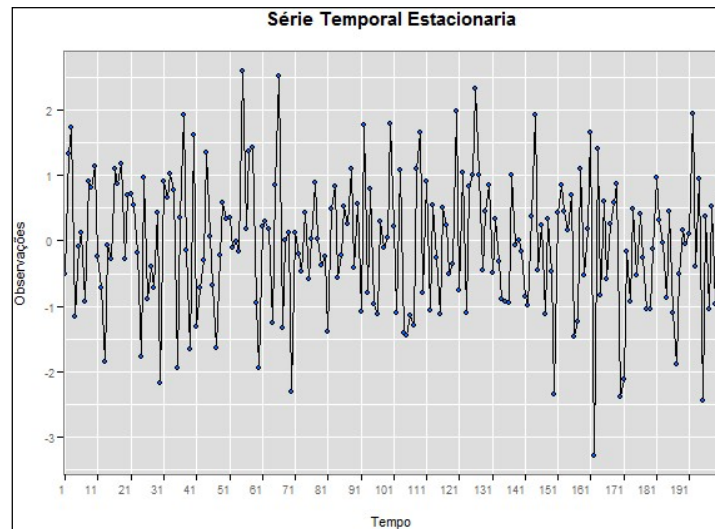


Figura 5.3 – Exemplo de série temporal estacionária

Porém na prática, a maioria das séries temporais apresentam uma não estacionariedade, por exemplo, tendência, ou seja, no período de tempo de análise a série pode tender a um decréscimo ou crescimento, de acordo com a Figura 5.4.

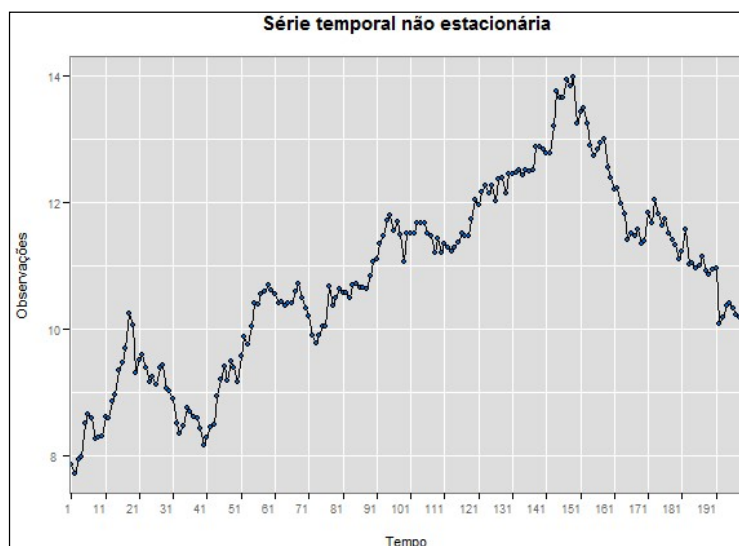


Figura 5.4 – Exemplo de série temporal não estacionária

Neste trabalho será analisada a tendência das séries temporais dos dados de velocidade de vento no período futuro para as diferentes localidades em estudo, além disso, para confirmação desta análise adotou-se o teste sazonal de Mann-Kendall, que será introduzido a seguir.

5.2.1 Teste de Mann-Kendall

O método não paramétrico de Mann-Kendall, proposto inicialmente por Mann em 1945 e depois por Kendall em 1975, tem sido muito utilizado na análise de tendência da variabilidade de séries temporais meteorológicas. O teste de Mann-Kendall é baseado em um teste de hipóteses, as hipóteses são:

- H_0 : As observações das séries são independentes e aleatoriamente distribuídas, ou seja, não há tendência;
- H_1 : As observações das séries possuem tendência monotônica no tempo, ou seja, há tendência.

A estatística de teste Mann-Kendall é dada por:

$$S = \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N \text{sgn}(x_j - x_i), \quad (5.1)$$

$$\text{sgn}(x) = \begin{cases} +1, & x > 0 \\ 0, & x = 0 \\ -1, & x < 0 \end{cases}$$

Onde N é o numero total de observações mensais e o ‘tau’ estimado é:

$$\tau = \frac{2S}{N(N-1)} \quad (5.2)$$

A variância de S , σ_S^2 , é dada por:

$$\sigma_S^2 = \frac{1}{18} [N(N-1)(2N+5)] \quad (5.3)$$

Sob a hipótese nula, a quantidade Z definida na equação a seguir é, aproximadamente, uma distribuição normal padrão, até mesmo para uma amostra de $N = 10$:

$$Z = \begin{cases} (S - 1)/\sigma_S & \text{se } S > 0 \\ 0 & \text{se } S = 0 \\ (S + 1)/\sigma_S & \text{se } S < 0 \end{cases} \quad (5.4)$$

A hipótese nula de que não há tendência é rejeitada quando o valor Z computado for superior a $Z_{\alpha/2}$ em valores absolutos, onde α é o nível de significância.

Quando a série em análise tem alguma característica de sazonalidade, é comum adotar uma técnica de *pre-whitening* antes de aplicar o teste, para reduzir o impacto das correlações seriais. Uma alternativa, que foi adotada nesse trabalho, é a utilização do teste de Kendall sazonalizado (Hirsch et al., 1982; Hirsch e Slack, 1984; Zetterqvist, 1991). Trata-se de uma variação do teste Mann-Kendall convencional, no qual se aplica o procedimento em cada período p separadamente, e, em seguida, combinam-se seus resultados. Dessa forma, por exemplo, os dados de janeiro são comparados somente com janeiro, fevereiro só com fevereiro e assim por diante, assim para cada mês o efeito da sazonalidade pode ser eliminado.

Neste trabalho a execução do teste de Mann-Kendall foi realizada através software Statistical R, determinou o valor resultante do p_{value} do teste, o qual foi adotado para decidir em favor de H_0 ou H_1 . Quando são encontrados valores muito pequenos do p_{value} indica evidência em favor de H_1 , ou seja, há alguma tendência de modificação no comportamento da série temporal analisada.

5.3 Análise de Autocorrelação - Dependência Temporal

A autocorrelação consiste em autoavaliar uma série com ela mesma, a fim de encontrar padrões de repetição. É frequentemente utilizada no processo de sinais para análise de funções ou em séries temporais.

Também pode ser definida como, o quão fortemente o valor observado hoje está correlacionado com os valores observados no passado e como choques hoje afetam valores futuros da variável estocástica.

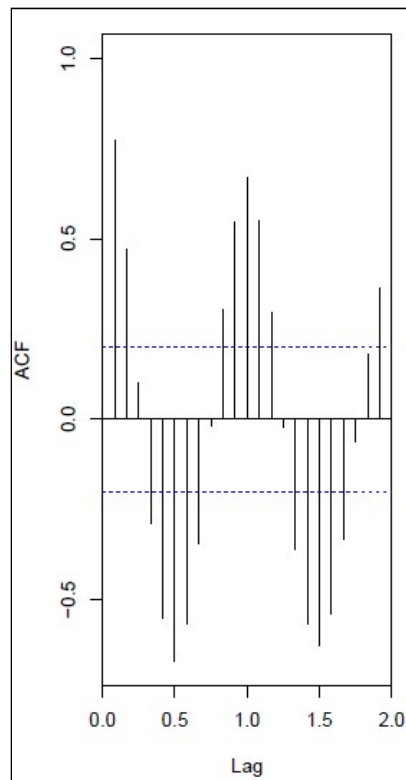


Figura 5.5 – Função de Autocorrelação

Estatisticamente a autocorrelação consiste em informar o quanto o valor de uma realização de uma variável aleatória é capaz de influenciar seus vizinhos. De acordo com a definição estatística o valor da autocorrelação está entre 1 e -1, ou seja:

- autocorrelação = 1, significa correlação perfeita;
- autocorrelação = -1, significa anti-correlação perfeita;
- autocorrelação = 0, ausência de correlação.

5.4 Coeficiente de Correlação de Pearson

Métodos de correlação são empregados quando se deseja avaliar o grau de relacionamento entre duas ou mais variáveis. Visto que o principal objetivo deste trabalho é analisar a existência ou não da complementaridade entre as séries de velocidade e vazão d'água nas localidades em estudo, fez-se uso do cálculo do coeficiente de correlação de Pearson para avaliar o grau de correlação entre as séries.

O coeficiente de Pearson (r) mede o grau e direção da correlação entre duas variáveis e assume valores entre 1 e -1, ou seja:

- $r = 1$, correlação é perfeitamente positiva entre as duas variáveis;
- $r = -1$, correlação é perfeitamente negativa entre as duas variáveis, isto é, se uma aumenta, a outra sempre diminui;
- $r = 0$, significa que as duas variáveis não dependem uma da outra, ou seja, não existe associação linear.

O coeficiente de Pearson é determinado pela Eq. (11):

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (5.6)$$

Ou seja,

$$r = \frac{cov(X, Y)}{\sqrt{var(X) \cdot var(Y)}} \quad (5.7)$$

Onde, x_i e y_i são os valores medidos de ambas as variáveis, e $\bar{x}$ e $\bar{y}$ as médias aritméticas para ambas as variáveis.

A Tabela 5.1 a seguir apresenta a interpretação do coeficiente de Pearson (r) (Pearson, 1900).

Tabela 5.1 – Interpretação do Coeficiente de Correlação de Pearson (r)

Valor de r (+ ou -)	Interpretação
0,00 a 0,19	Correlação bem fraca

0,20 a 0,39	Correlação fraca
0,40 a 0,69	Correlação moderada
0,70 a 0,89	Correlação forte
0,90 a 1,00	Correlação muito forte

Esta metodologia também foi adotada para avaliar a complementaridade entre as eólicas, a fim de verificar se o comportamento dos ventos entre os estados é similar, podendo reduzir a quantidade de sites que serão avaliados.

6 ESTUDO DE CASO

Em virtude da sazonalidade dos regimes pluviométricos e a localização geográfica do Brasil, acredita-se na existência de um reforço sazonal de geração por parte das usinas eólicas no país. Em estudos realizados por Amarante et. al. (2001) e Witzler (2015), foi avaliada a complementaridade sazonal hidro-eólica das regiões Nordeste e Sul do Brasil, através de séries históricas de vento e precipitação. Ambos comprovaram que a região Nordeste apresenta correlação negativa entre vento e precipitação, ou seja, nos períodos de baixa intensidade pluviométrica aumenta a velocidade dos ventos. Já na região Sul, a complementaridade é positiva, ou seja, no período chuvoso a velocidade dos ventos se intensifica, mas isto não deixa de ser vantajoso, pois o período de máximo pluviométrico registrado para a região Sul é o mesmo do mínimo registrado da região Sudeste, sendo esta a região com maior capacidade de armazenamento hidráulico e também com a maior demanda de energia do SIN. Desta forma, a região sul exporta energia para a região sudeste para o atendimento da sua demanda, bem como, auxilia na redução do deplecionamento dos reservatórios do Sudeste.

O objetivo deste trabalho é avaliar se a complementaridade hidro-eólica avaliada nas séries históricas⁴ permanece válida para o período futuro⁵, bem como, a sua intensidade, em decorrência do efeito das mudanças climáticas para as regiões Nordeste e Sul do Brasil.

Para as séries históricas de velocidade de vento, utilizou-se o histórico do modelo VORTEX, e para a vazão d'água os dados medidos pelo ONS de 1983 a 2010. As séries futuras foram construídas através dos dados dos modelos climáticos apresentadas no Capítulo 4.

Para os dados de vazões d'água utilizaram-se as vazões das UHEs mais próximas das regiões onde foram extraídos os dados de velocidade do vento, sendo estas: duas UHEs localizadas na bacia do Rio São Francisco, região nordeste do Brasil, as UHEs Complexo Paulo Afonso e Sobradinho, e duas na região sul Brasil, as UHEs Dona Francisca (bacia do Rio Jacuí) e Castro Alves (bacia do Rio Taquari-Antas).

⁴Período de 1983-2010: Dados de velocidade de vento do Modelo VORTEX e dados de vazão de água do registro do ONS.

⁵Período de 2011-2100: Dados dos Modelos Climáticos.

6.1 Análises estatísticas das séries de velocidade de vento

Antes de fazer o estudo da complementaridade entre as fontes, fez-se necessário analisar estatisticamente as séries futuras de velocidade de vento resultante dos modelos climáticos. O objetivo foi verificar a aderência entre o histórico e futuro para cada localidade das eólicas avaliadas, identificando a necessidade de correção de viés, já apresentada no Capítulo 4, e validando as séries que serão utilizadas.

6.1.1 Análise de Correlação entre as Eólicas

Para simplificar as análises, que serão feitas nos próximos tópicos e facilitar a apresentação dos resultados, analisou-se primeiramente a correlação entre as eólicas por estado brasileiro para todas as séries dos modelos climatológicos pelo método de correlação de Pearson.

De acordo com a Figura 6.1, observa-se que para os modelos climatológicos ETA-MIROC5 e ETA-HadGEMs-ES, em diferentes caminhos de emissão de gases RCP 4.5 e RCP 8.5, as localidades analisadas para o estado do Ceará apresentam forte correlação entre si. Conforme a Figura 6.2 as eólicas localizadas na Bahia também apresentam forte correlação entre si, portanto para as demais análises iremos evidenciar apenas os resultados obtidos para as séries de velocidade de vento da EOL Pedra do Reino, BA.

Assim como as eólicas localizadas nos estados da região nordeste do Brasil, Bahia e Ceará, as eólicas selecionadas para o estado do Rio Grande do Norte também apresentam alto grau de correlação entre si (Figura 6.3), por isto utilizaremos apenas as séries de vento da EOL Currais Novos.RN para apresentar os resultados dos estudos.

De acordo com a Figura 6.4, nota-se que as eólicas do sul Estrada Senandes e Tramandaí apresentam grau de correlação forte, porém com relação à Coxilha Negra o grau enfraquece. Isto pode ser justificado pela localização geográfica das eólicas, onde as eólicas Estradas Senandes e Tramandaí ficam próximas ao litoral do estado do Rio Grande do Sul, já Coxilha Negra fica no interior do estado. Portanto para as próximas análises iremos utilizar as séries de velocidade de vento das EOLs Coxilha Negra e Estrada Senandes.

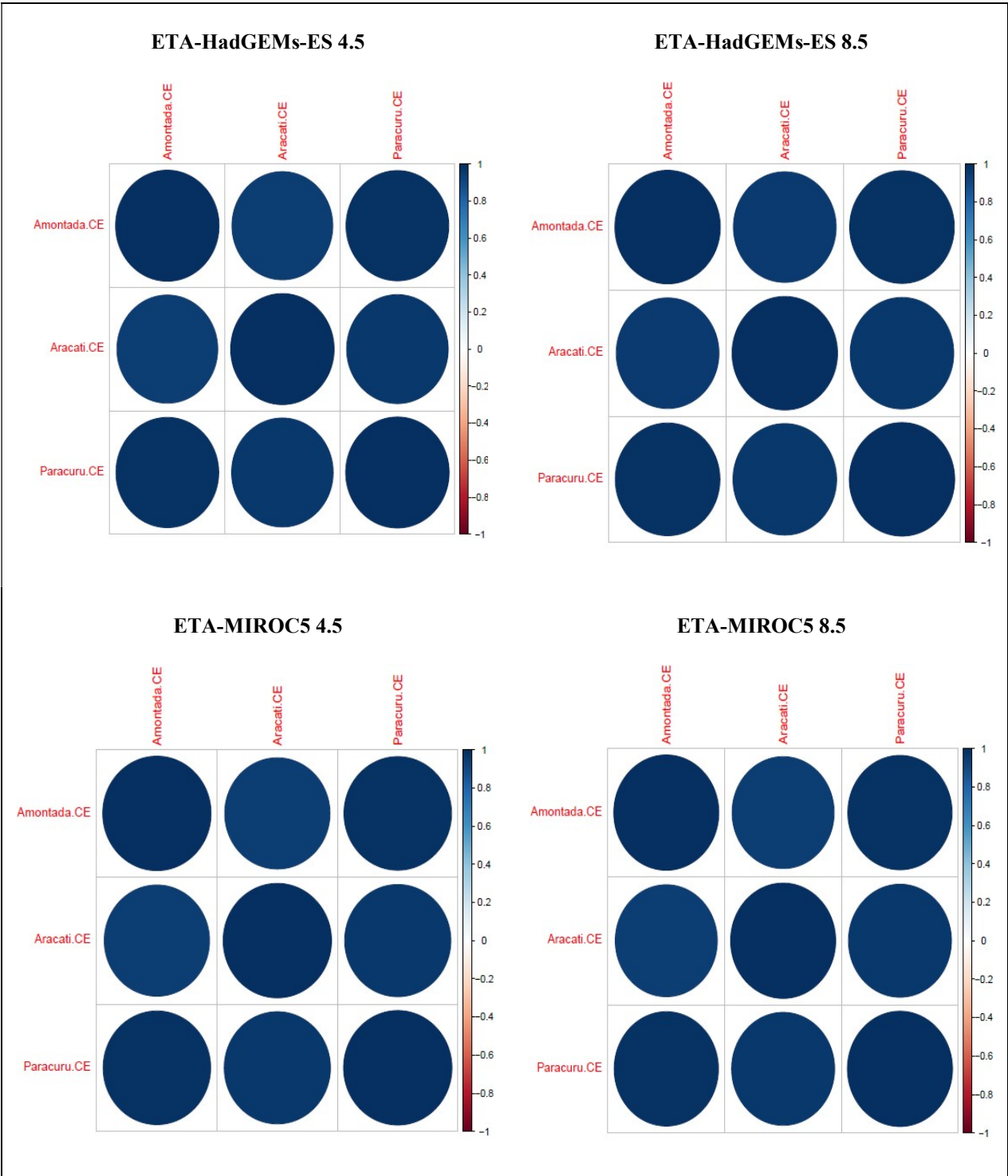


Figura 6.1 – Correlação entre as eólicas localizadas no Ceará

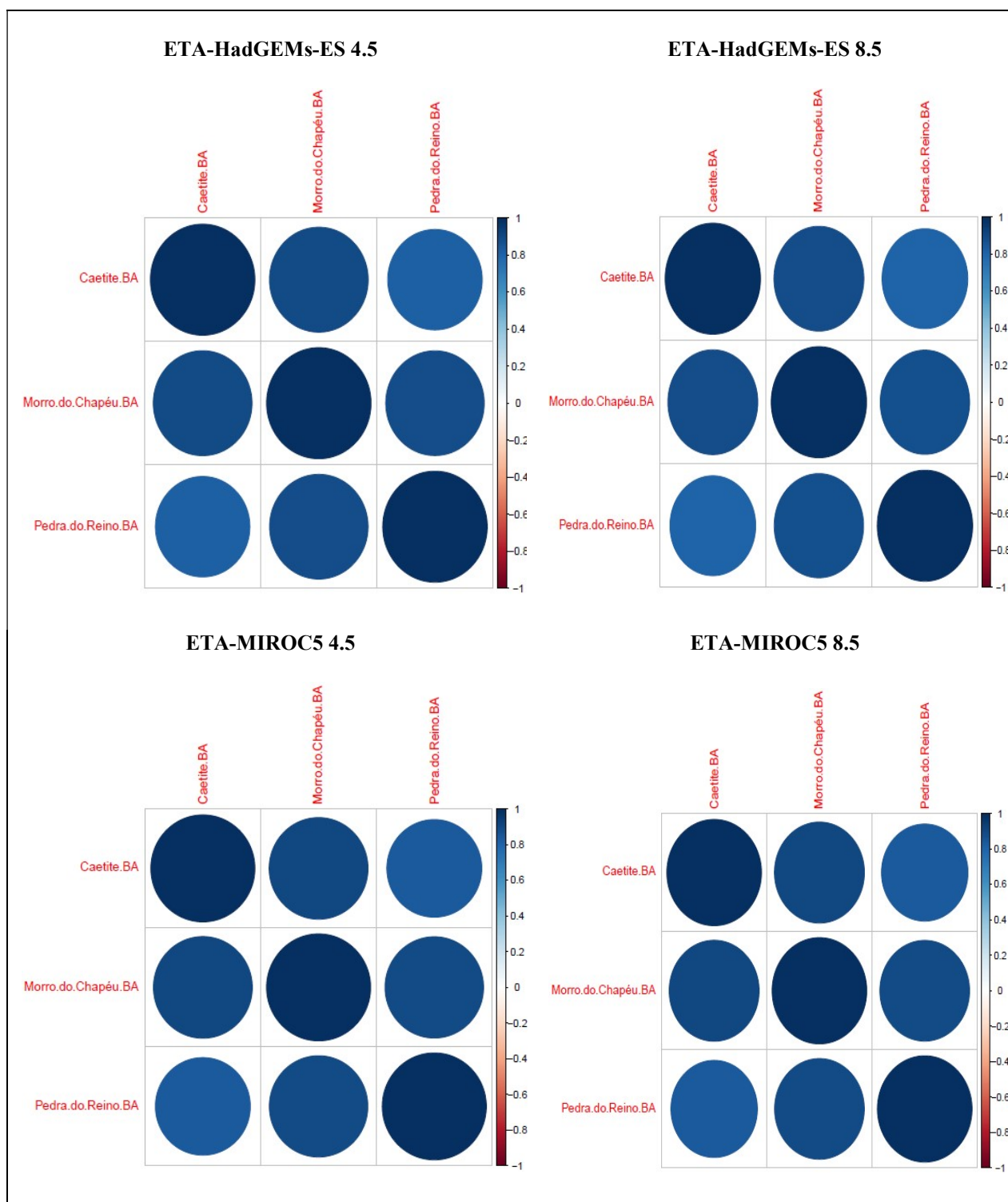


Figura 6.2 – Correlação entre as eólicas localizadas na Bahia

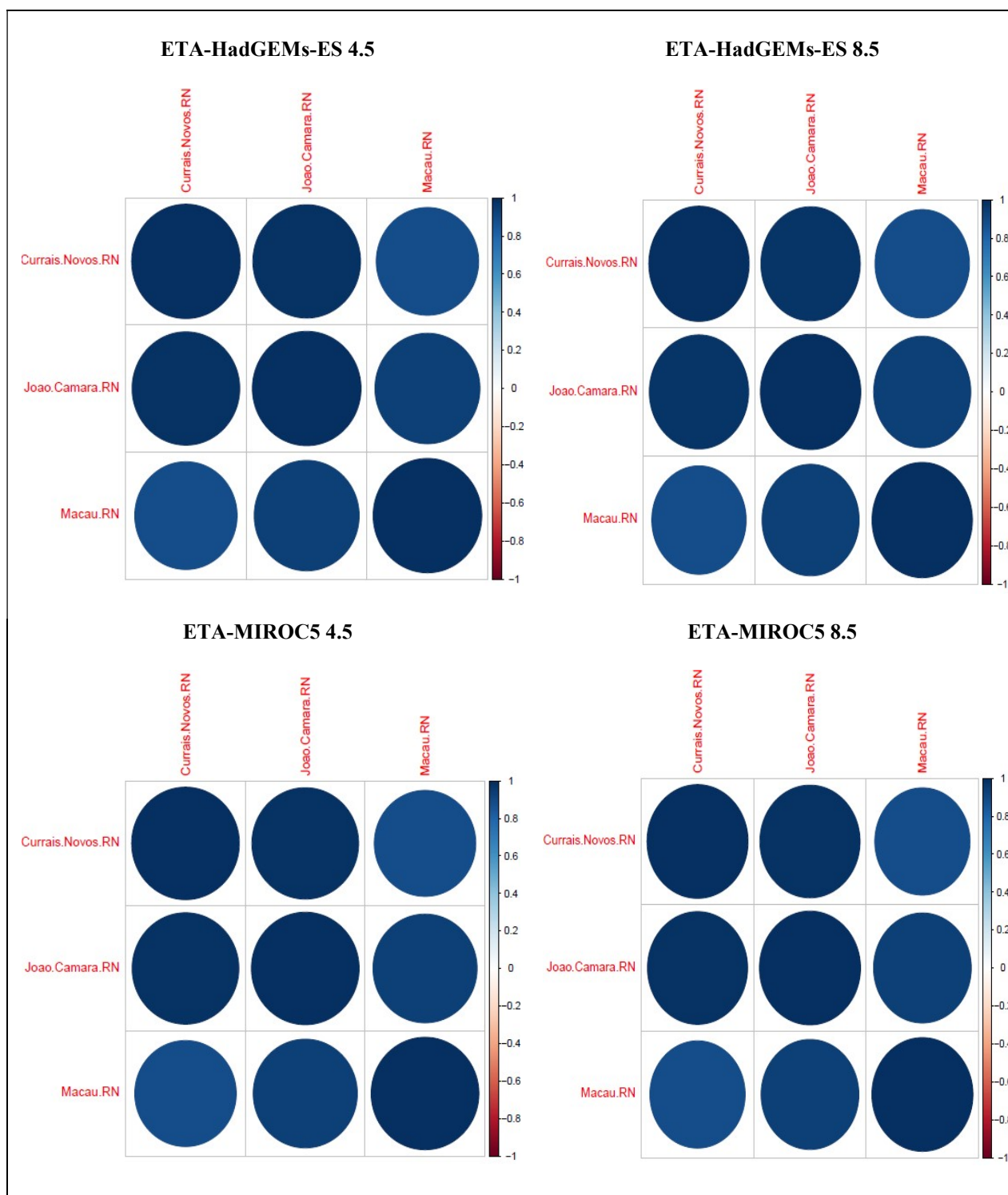


Figura 6.3 – Correlação entre as eólicas localizadas no Rio Grande do Norte

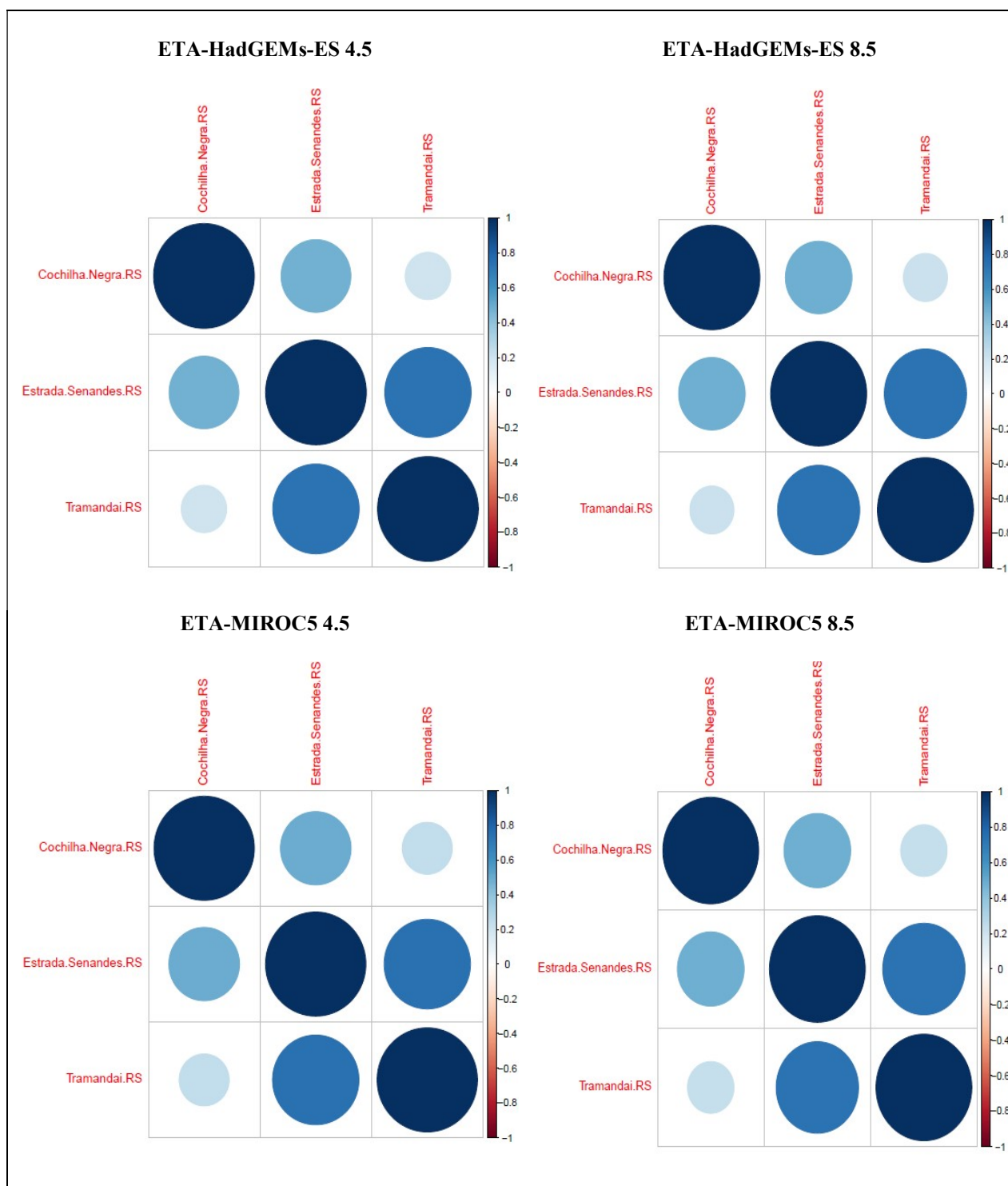


Figura 6.4 – Correlação entre as eólicas localizadas no Rio Grande do Sul

Assim, definidas as correlações espaciais, nas seções 6.1.2, 6.1.3 e 6.1.4 serão analisadas estatisticamente as séries de velocidade de vento das EOLs Paracuru-CE, Pedra do Reino-BA, Currais Novos-RN, Coxilha Negra-RS e Estrada Senandes-RS.

6.1.2 Histogramas das séries de vento

As Figuras 6.5, 6.6, 6.7, 6.8 e 6.9 apresentam o histograma das séries de velocidade de vento para os períodos histórico e futuro.

Observa-se na Figura 6.5, que a distribuição de frequências das séries do período futuro é

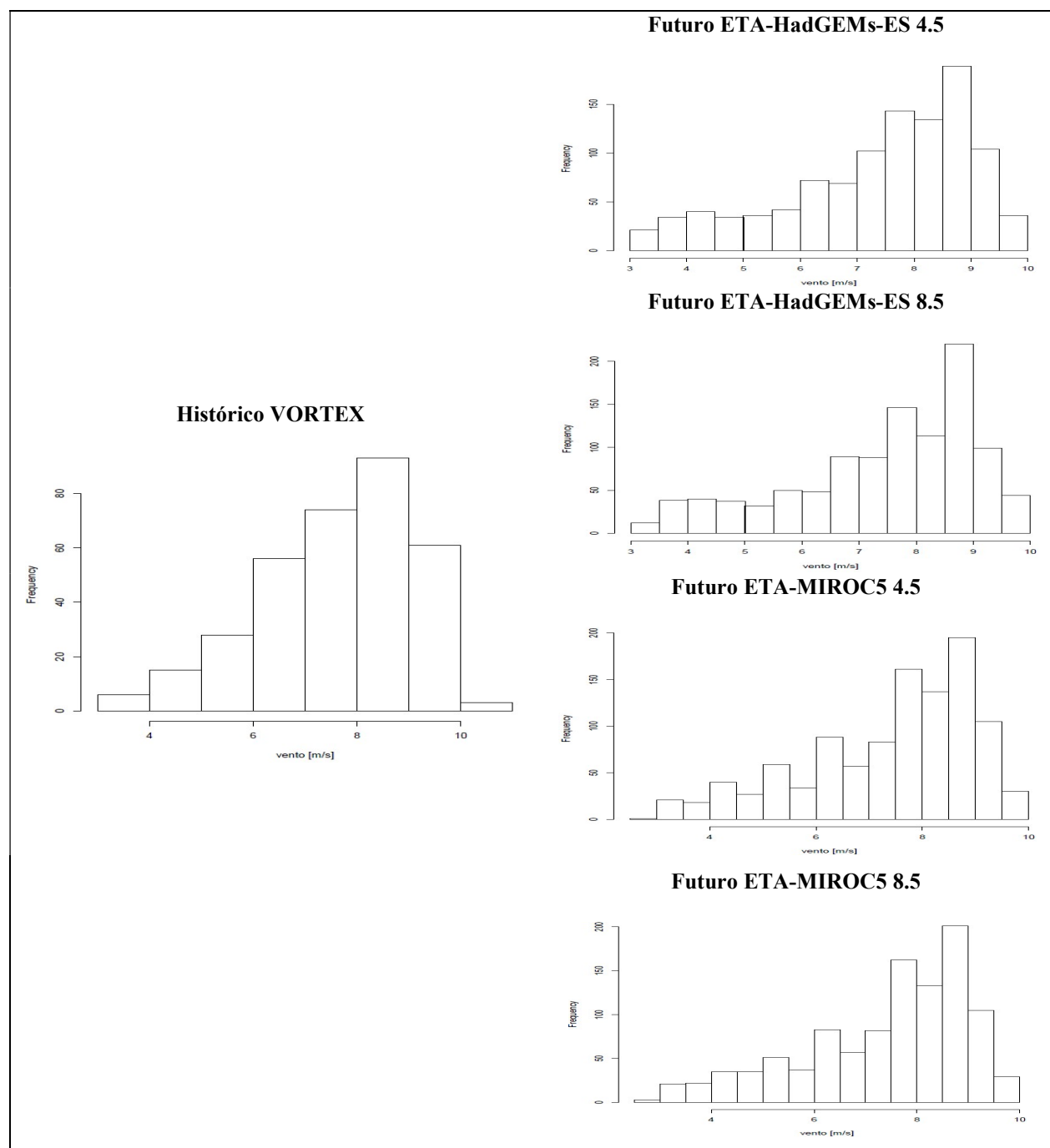


Figura 6.5 – Histograma séries de velocidade de vento de Paracuru-CE

correspondente com o histórico para Paracuru - CE, visto que, o intervalo de velocidade de vento com maior predominância no período futuro é o mesmo do histórico, cerca de 9 m/s.

Para Pedra do Reino - BA, Figura 6.6, no período histórico, as maiores frequências de velocidade

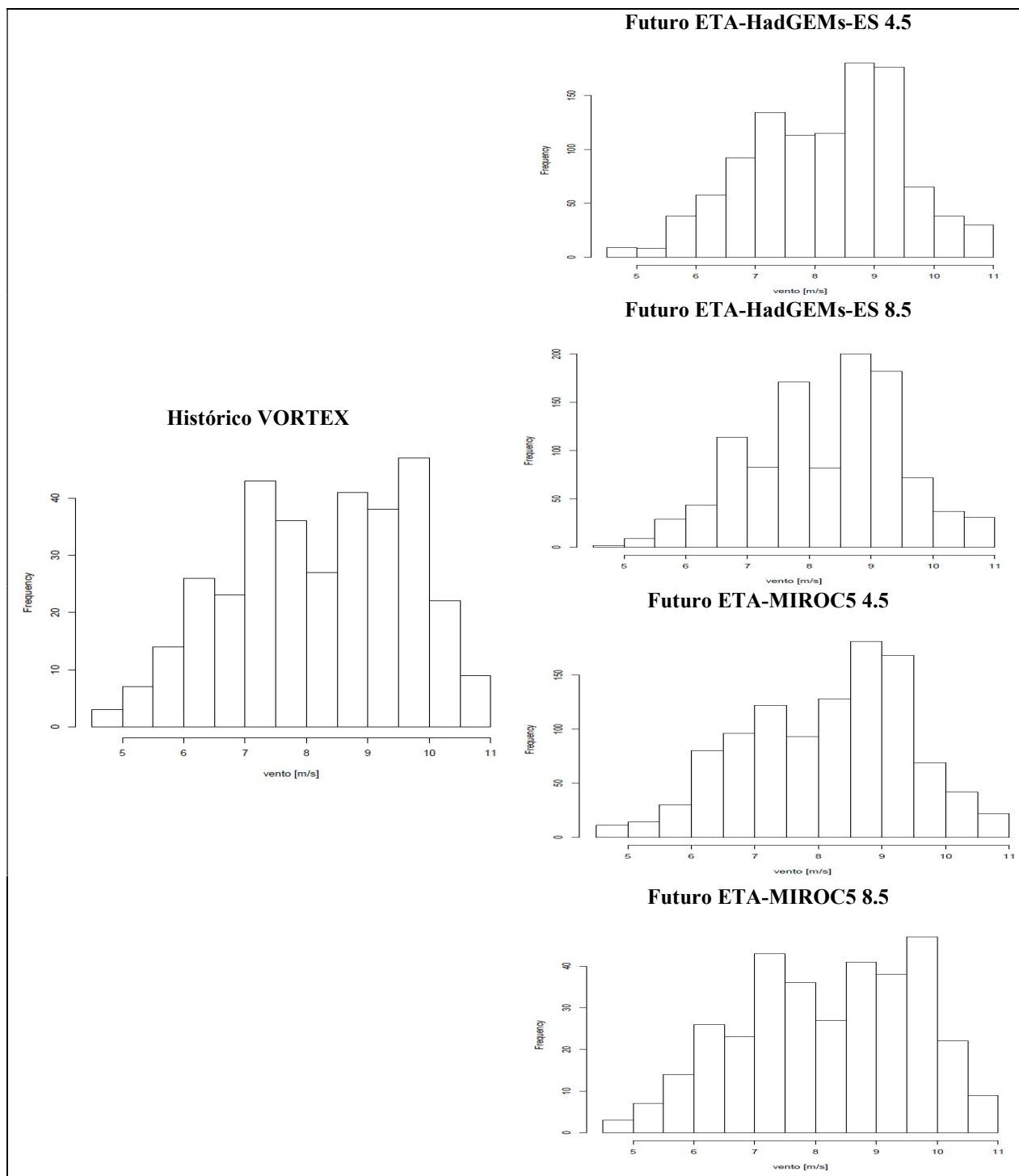


Figura 6.6 – Histograma séries de velocidade de vento de Pedra do Reino-BA

de vento estão entre 7 e 8 m/s e 9 e 10 m/s, e esta distribuição de frequência permanecem válidas para os períodos futuros dos modelos ETA-HadGEMs-ES 8.5 e ETA-MIROC5 8.5, já para os períodos futuros dos modelos ETA-HadGEMs-ES 4.5 e ETA-MIROC5 4.5 as maiores intensidades de frequência estão entre 8 e 9 m/s e 9 e 10 m/s.

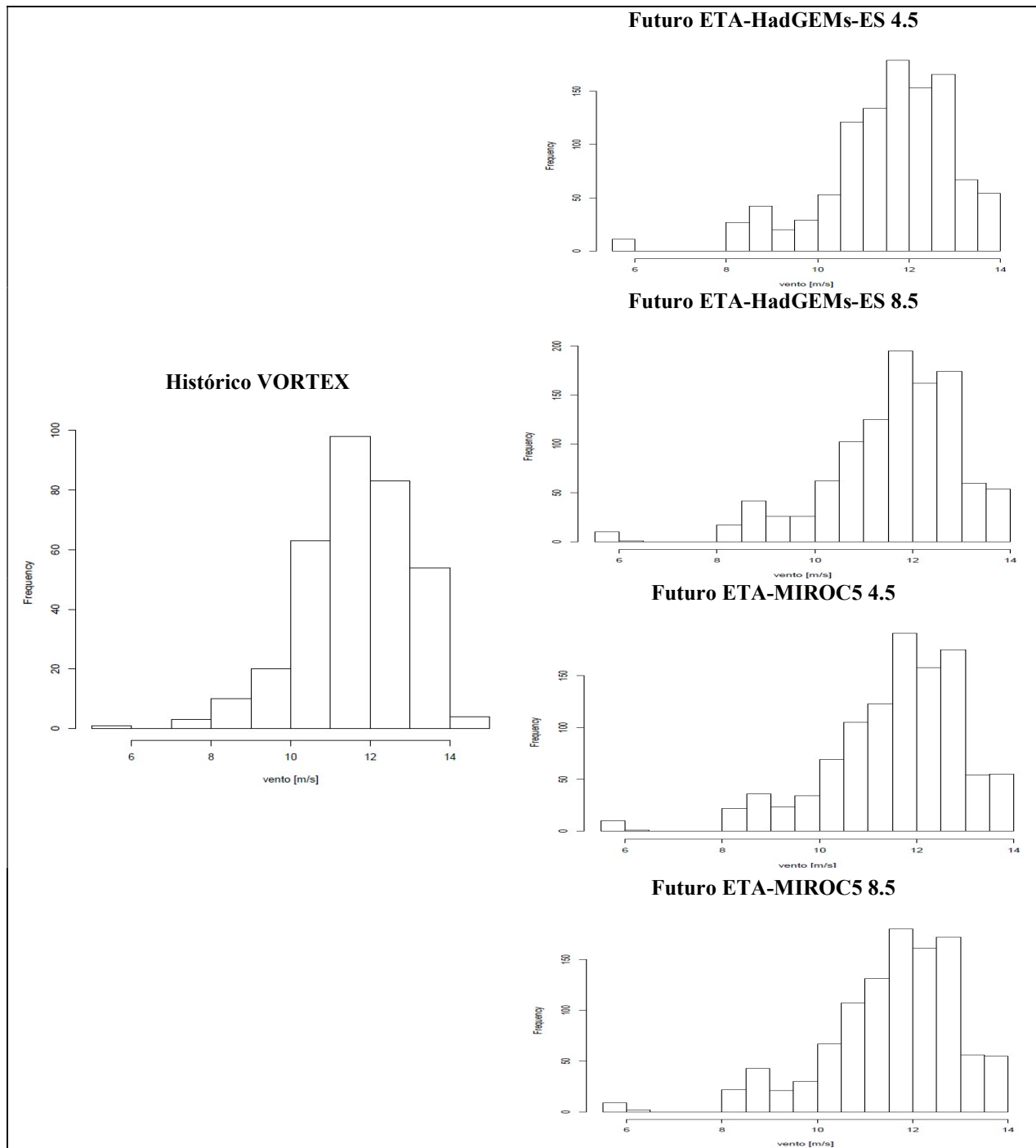


Figura 6.7 – Histograma séries de velocidade de vento de Currais Novos-RN

Na Figura 6.7, Currais Novos - RN apresentou a distribuição de frequência semelhante no futuro em relação ao histórico, com as maiores probabilidade de ocorrência de velocidade entre 11 e 13 m/s, sendo esta a EOL que apresentou maior intensidade de velocidade de vento quando comparada com as demais EOLs localizadas no nordeste do Brasil.

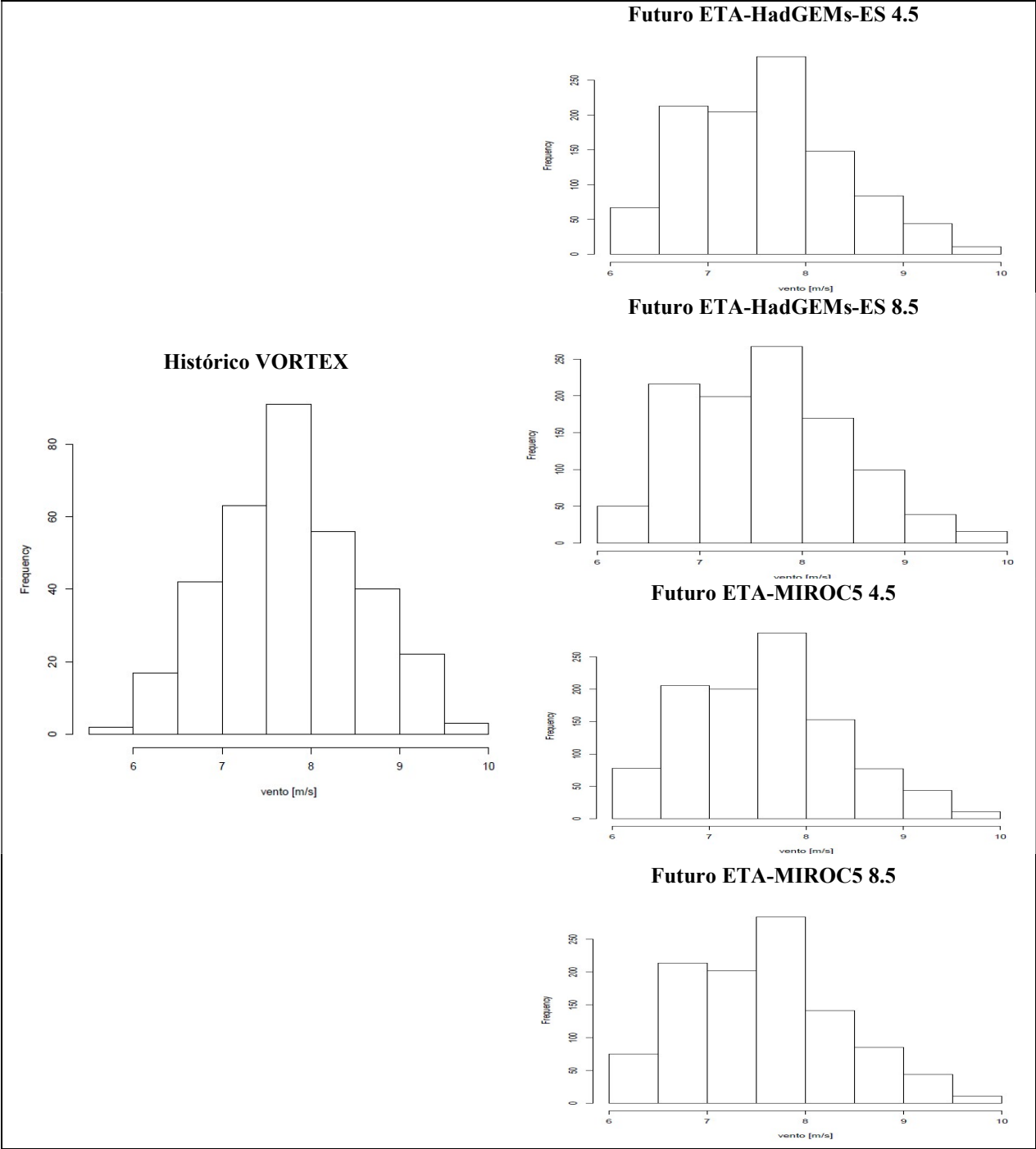


Figura 6.8 – Histograma séries de velocidade de vento de Coxilha Negra-RS

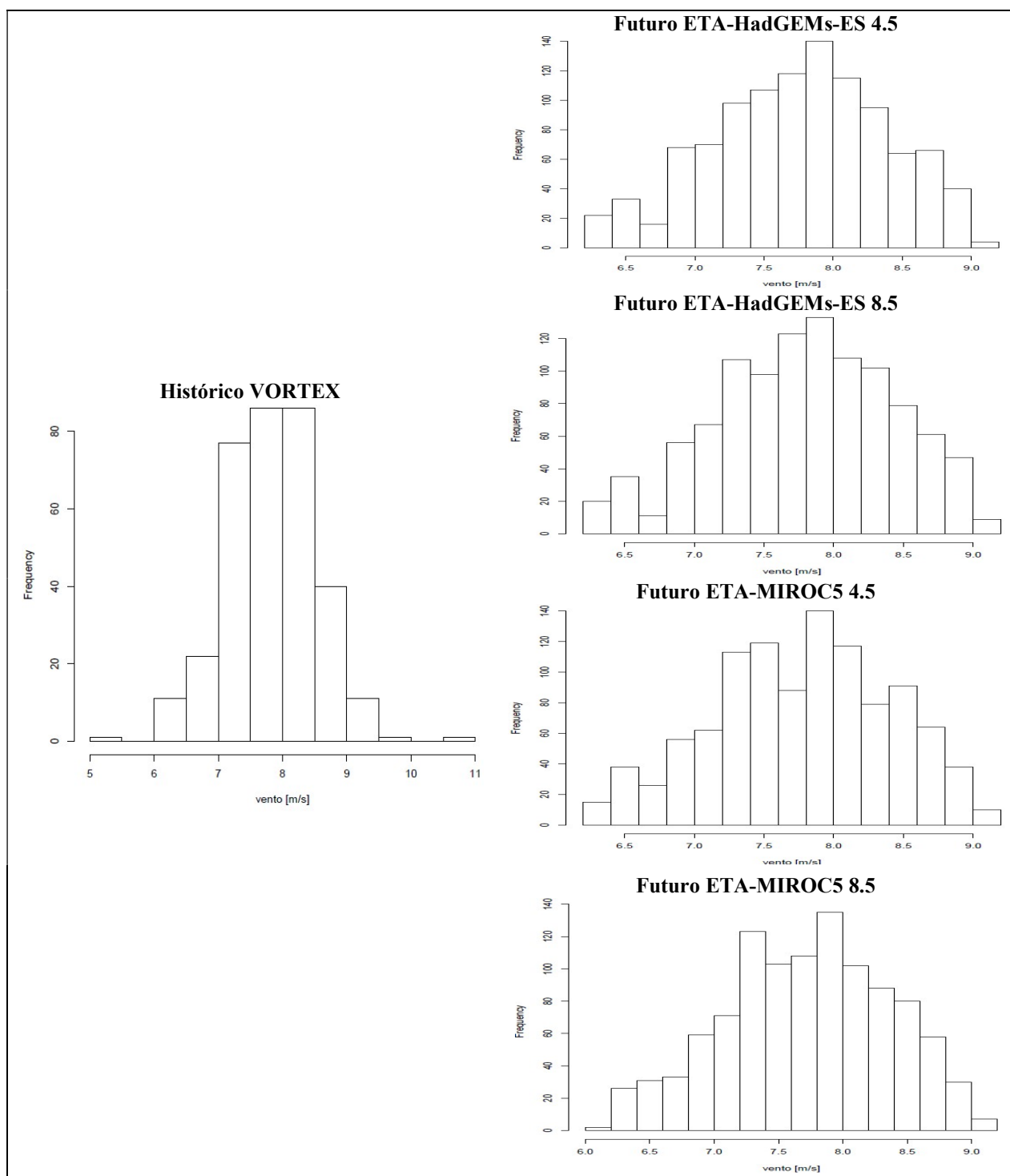


Figura 6.9 – Histograma séries de velocidade de vento de Estrada Senandes-RS

As Figuras 6.8 e 6.9 apresentam as distribuições de frequências das EOLs localizadas no Sul do país, Coxilha Negra - RS e Estrada Senandes - RS respectivamente. Ambas apresentaram distribuição de frequência similar entre os períodos analisados, com maiores frequência de

velocidade de vento entre 7 e 8 m/s. Porém, para Coxilha Negra - RS no período futuro não foi constatado velocidade de vento abaixo de 6 m/s como aparece no histograma do período histórico.

6.1.3 Autocorrelação das séries de velocidade de vento

Continuando a análise estatística das séries, as Figuras 6.10 a 6.14 mostram a função de autocorrelação para os dados históricos e futuro das séries de vento selecionadas na seção 6.1.

De acordo com a seção 5.3, a função de autocorrelação dá informações sobre a dependência temporal da série, ou seja, o quanto a informação em períodos passados é relevante para a observação no presente. O eixo x corresponde ao *lag* (defasagem) no qual a correlação é calculada, e o eixo y indica o valor da correlação que varia de -1 a 1. Quando a correlação ultrapassa a linha pontilhada azul significa que aquele *lag* é relevante e significativamente correlacionado com o último valor positivamente ou negativamente.

Uma correlação positiva indica que grandes valores atuais correspondem aos valores grandes no *lag* especificado, e uma correlação negativa indica que grandes valores atuais correspondem aos valores pequenos no *lag* especificado. O valor absoluto de uma correlação é uma medida da força da associação, com valores absolutos maiores indicando relacionamentos mais fortes.

Observa-se em todas as Figuras que a função de autocorrelação alterna de sinal e não decai exponencialmente identificando a possível presença de estacionaridade e sazonalidade nas séries que parecem se repetir a cada 12 meses.

As EOLs Paracuru - CE, Pedra do Reino - BA, Currais Novos - RN e Coxilha Negra - RS apresentam alta dependência temporal com valores de correlação chegando a atingir amplitudes maiores que $\pm 0,5$. Já para a EOL Estrada Senandes - RS a dependência temporal também é válida, porém apresenta valor absoluto menor, ou seja, com menor força de associação temporal.

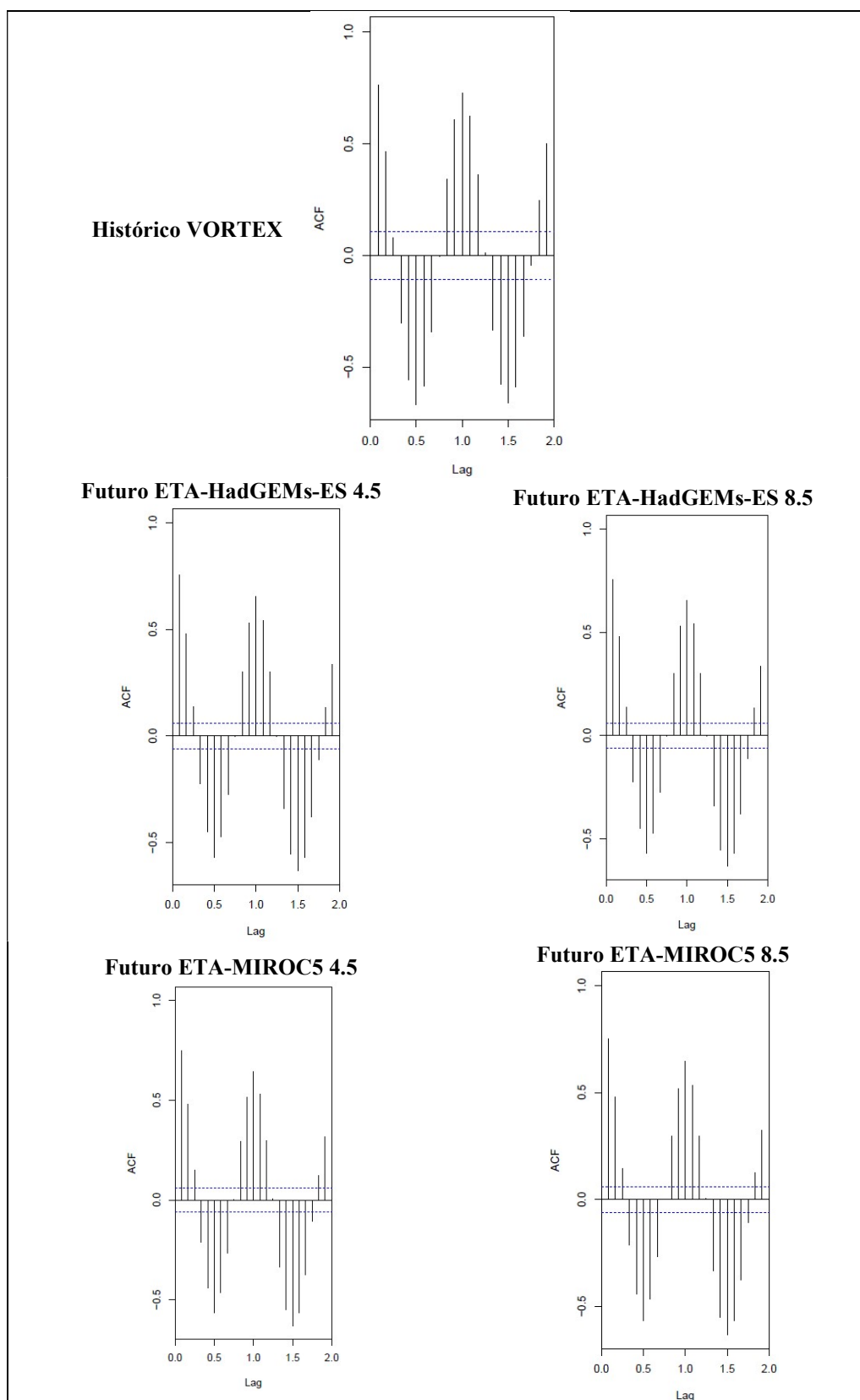


Figura 6.10 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Paracuru - CE

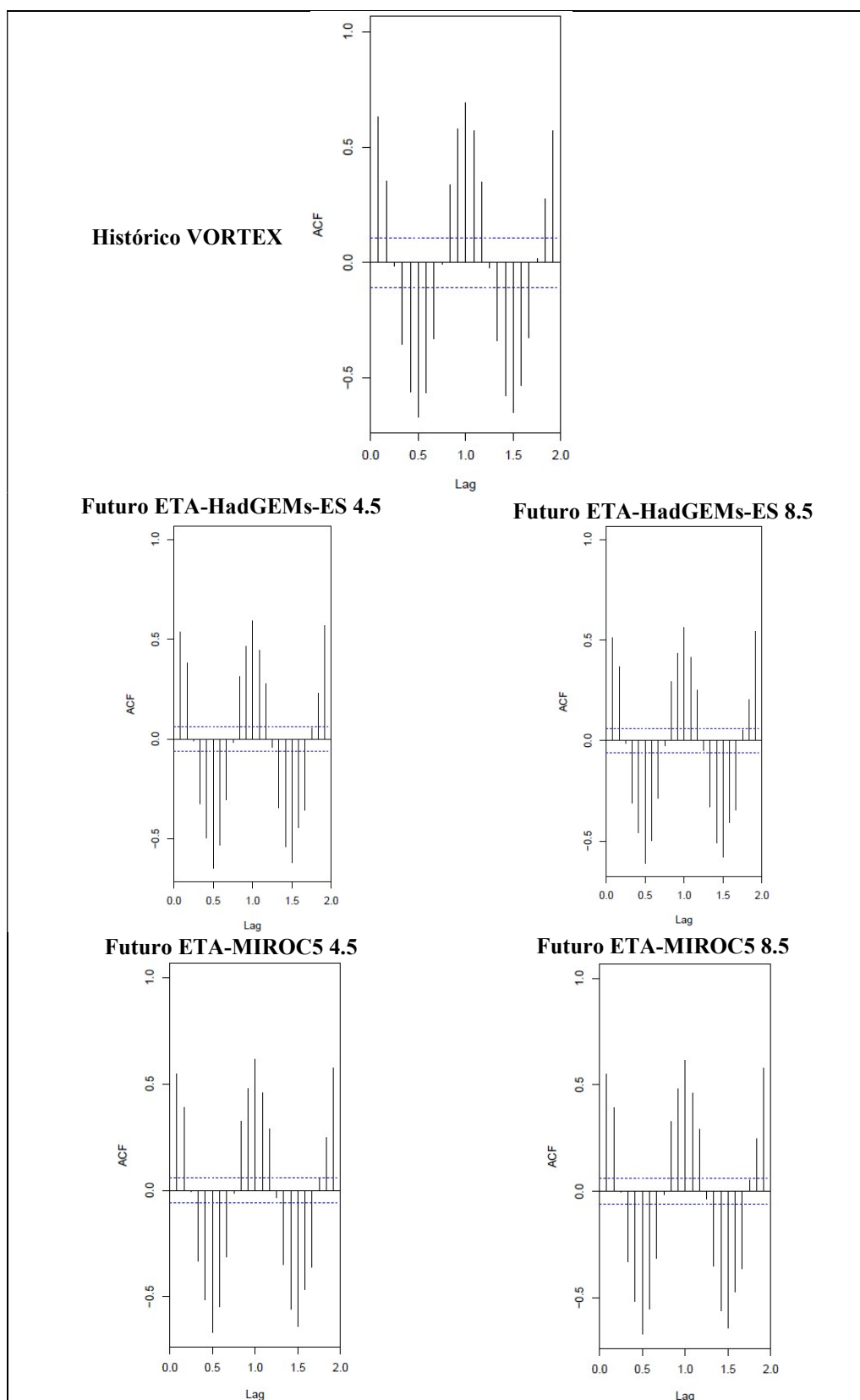


Figura 6.11 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Pedra do Reino - BA

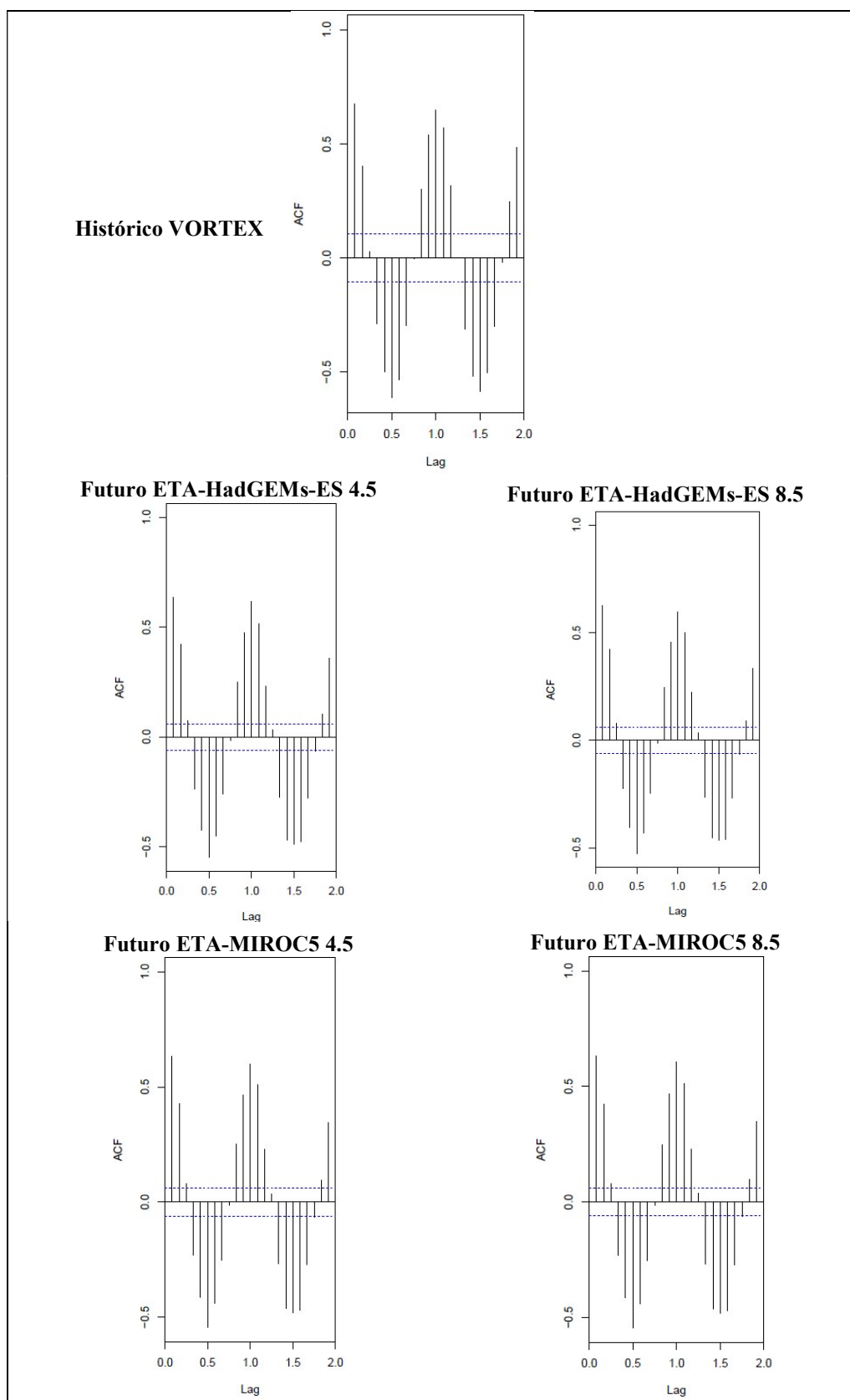


Figura 6.12 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Currais Novos - RN

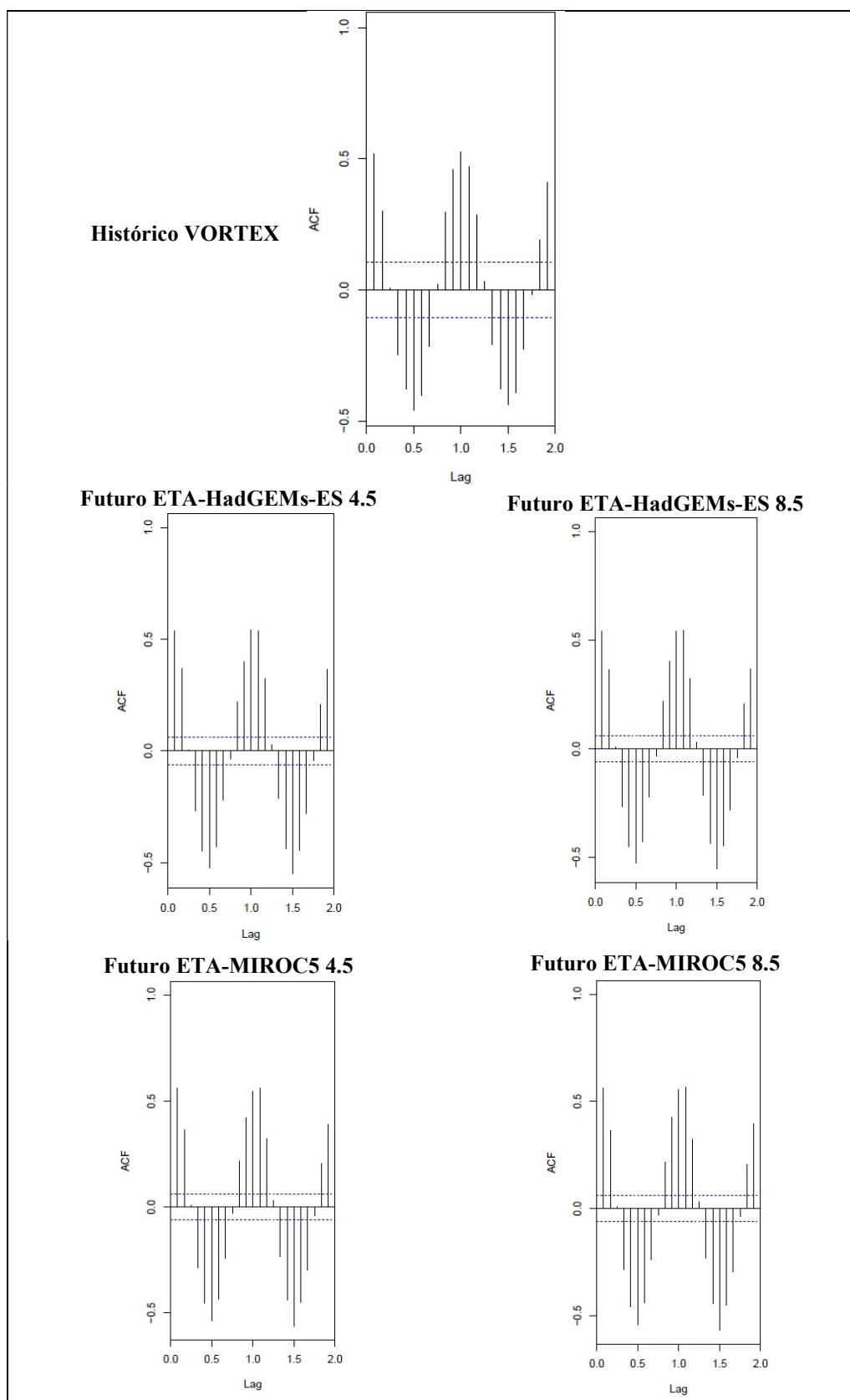


Figura 6.13 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Coxilha Negra - RS

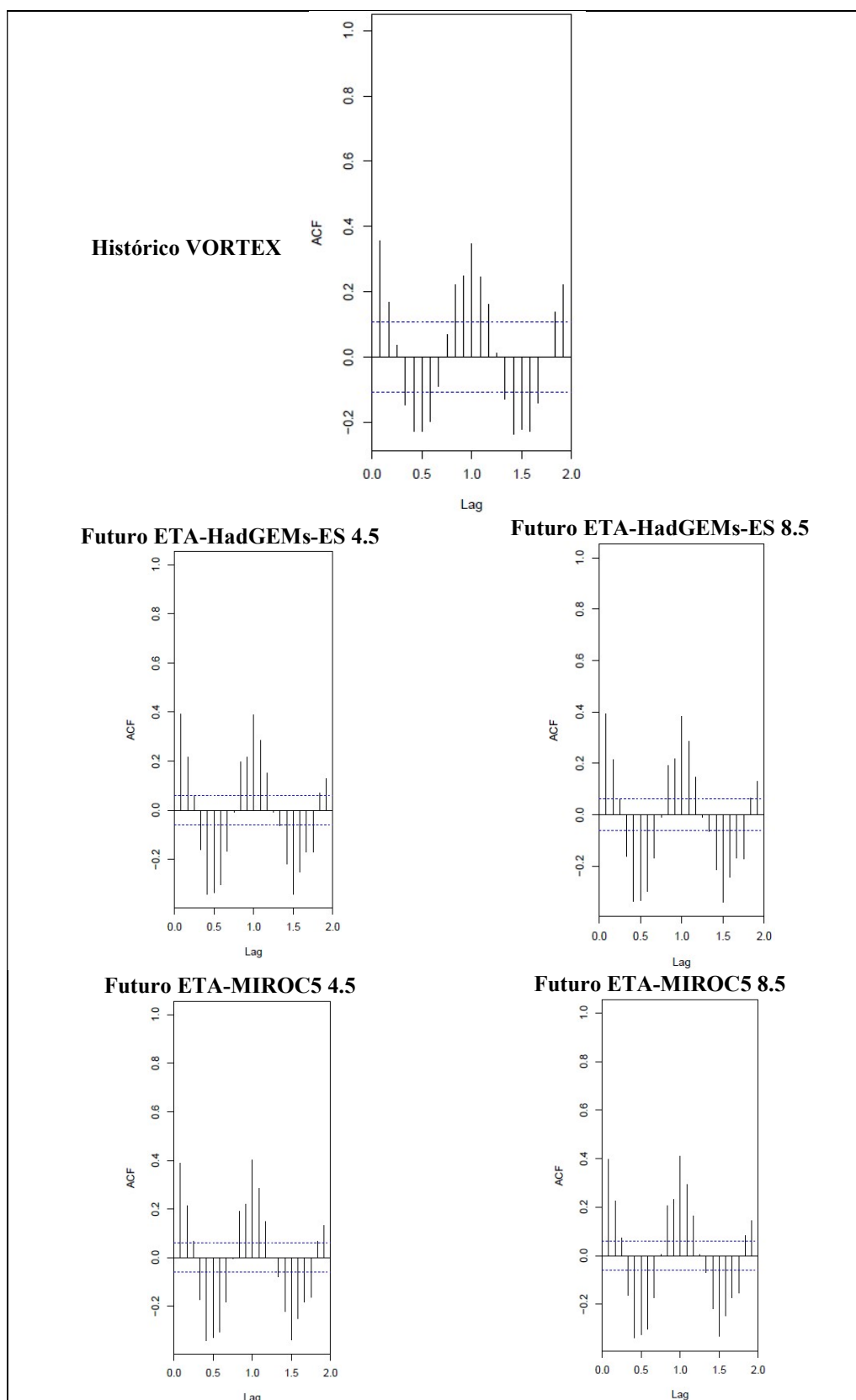


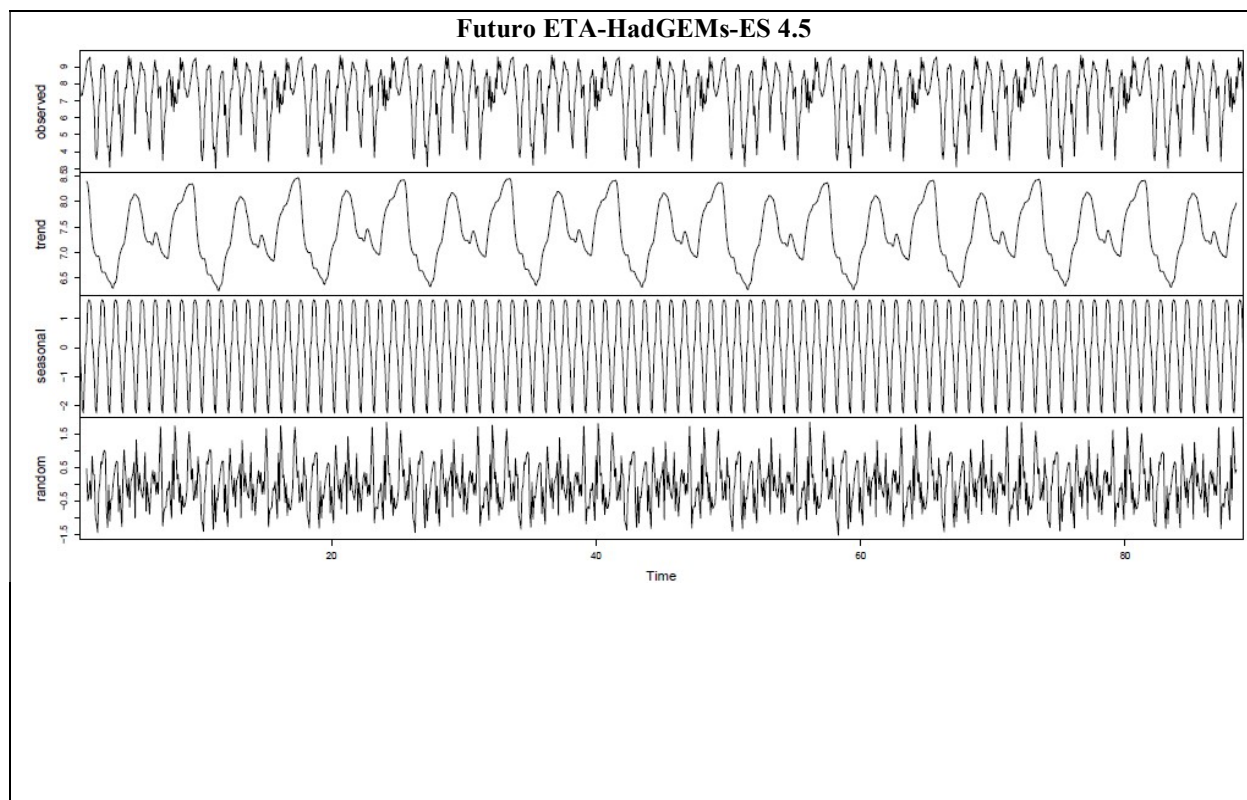
Figura 6.14 – Autocorrelação séries de velocidade de vento de Estrada Senandes - RS

6.1.4 Análise de Tendência

Para melhor avaliar a sazonalidade e verificar a existência de tendências no comportamento das séries temporais de velocidade de vento considera-se uma decomposição aditiva em três componentes explicativos: tendência, sazonalidade e termo aleatório. A tendência se refere à trajetória na qual a série parece se desenvolver ao longo de um intervalo de tempo, podendo ser de aumento, diminuição ou estacionária. A sazonalidade se refere ao fenômeno que se repete a cada período idêntico de tempo. O termo aleatório corresponde às variações adicionais que não podem ser explicadas pela tendência ou sazonalidade.

As Figuras 6.15, 6.16, 6.17, 6.18 e 6.19 apresentam os resultados obtidos na decomposição das séries temporais de velocidade de vento das eólicas, considerando as séries futuras.

Observa-se, através das figuras, que parece não haver tendências nas séries de velocidade de vento futuras, pois não há uma orientação positiva nem negativa nas séries e sim uma variação cíclica das mesmas em todas as séries futuras dos modelos climáticos. Nota-se também, que as séries apresentam um padrão sazonal "bem comportado" no tempo, onde seus picos e mínimos de velocidade de vento são características regionais e mantêm-se para todo o período futuro.



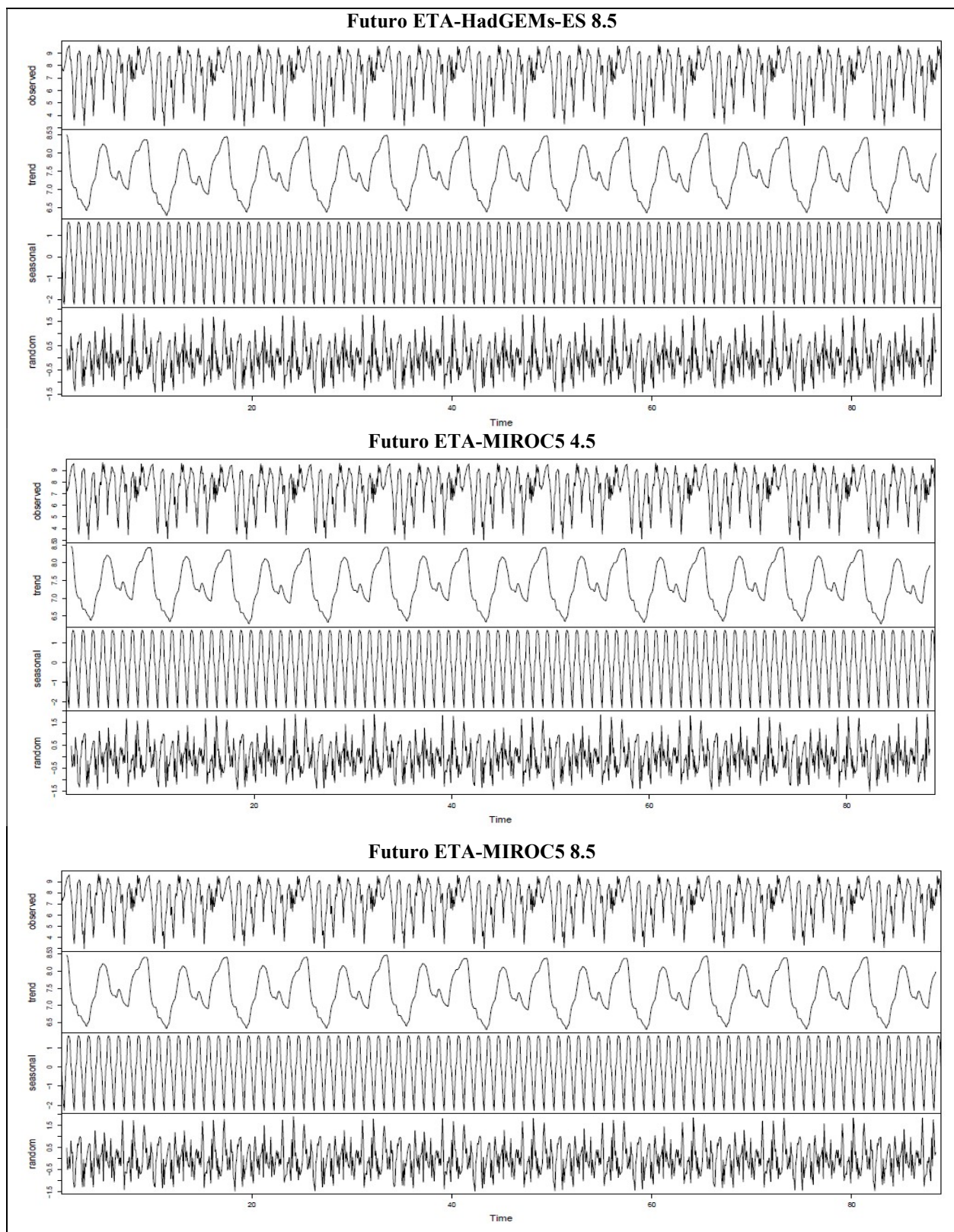
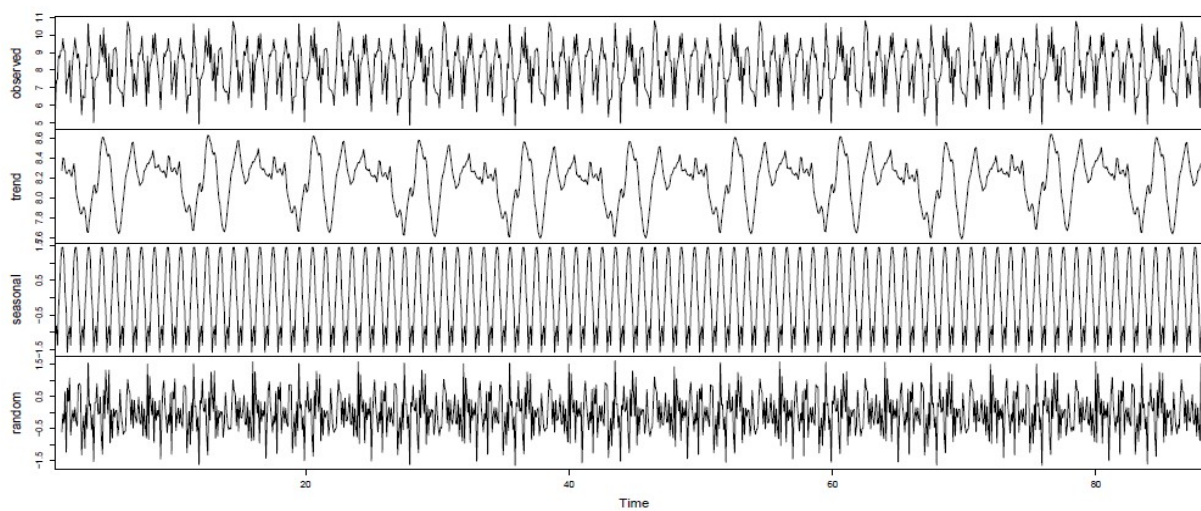
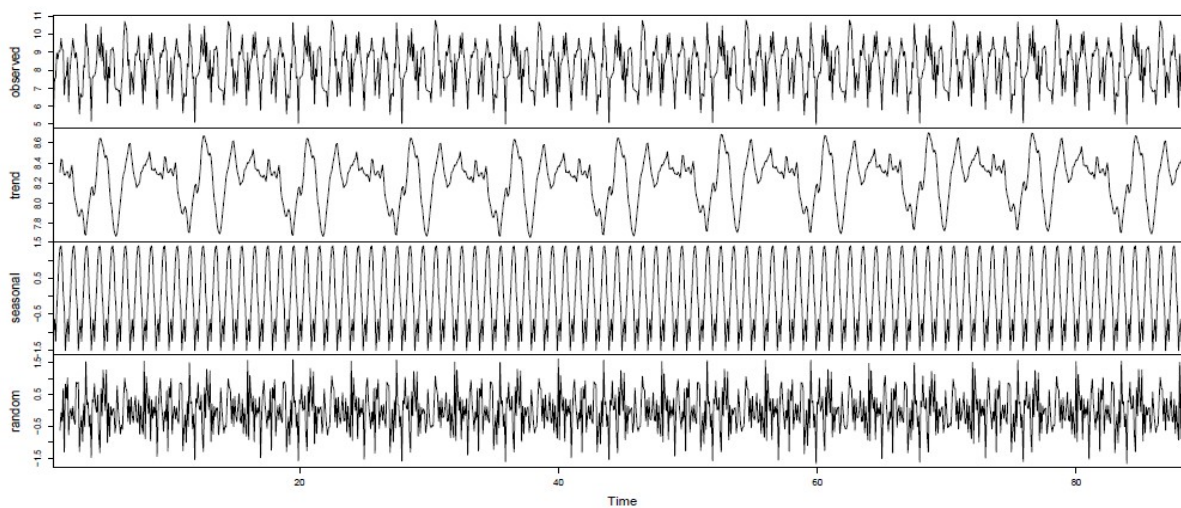


Figura 6.15 – Tendência das séries temporais Paracuru - CE

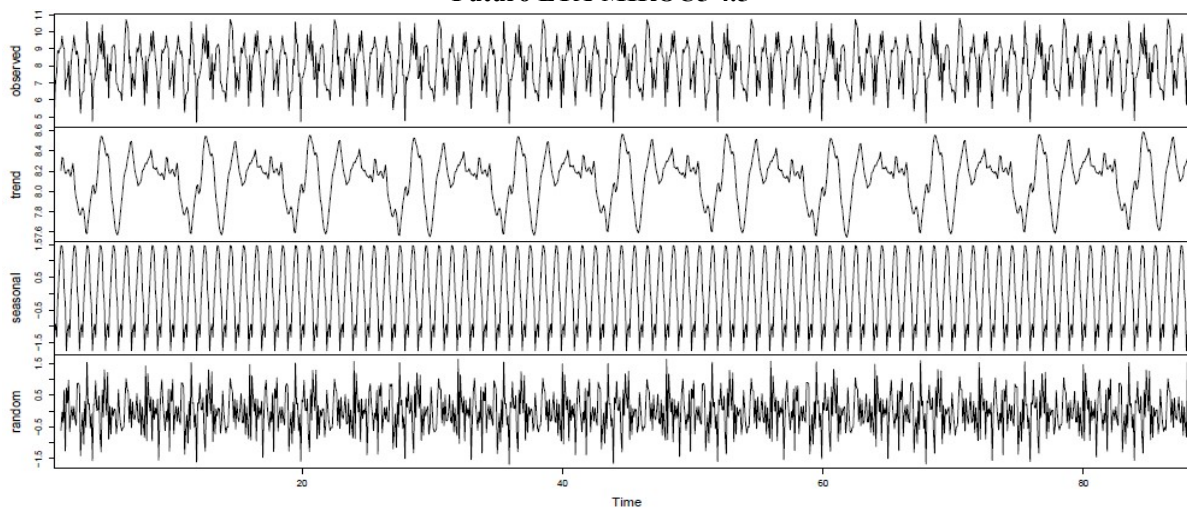
Futuro ETA-HadGEMs-ES 4.5



Futuro ETA-HadGEMs-ES 8.5



Futuro ETA-MIROC5 4.5



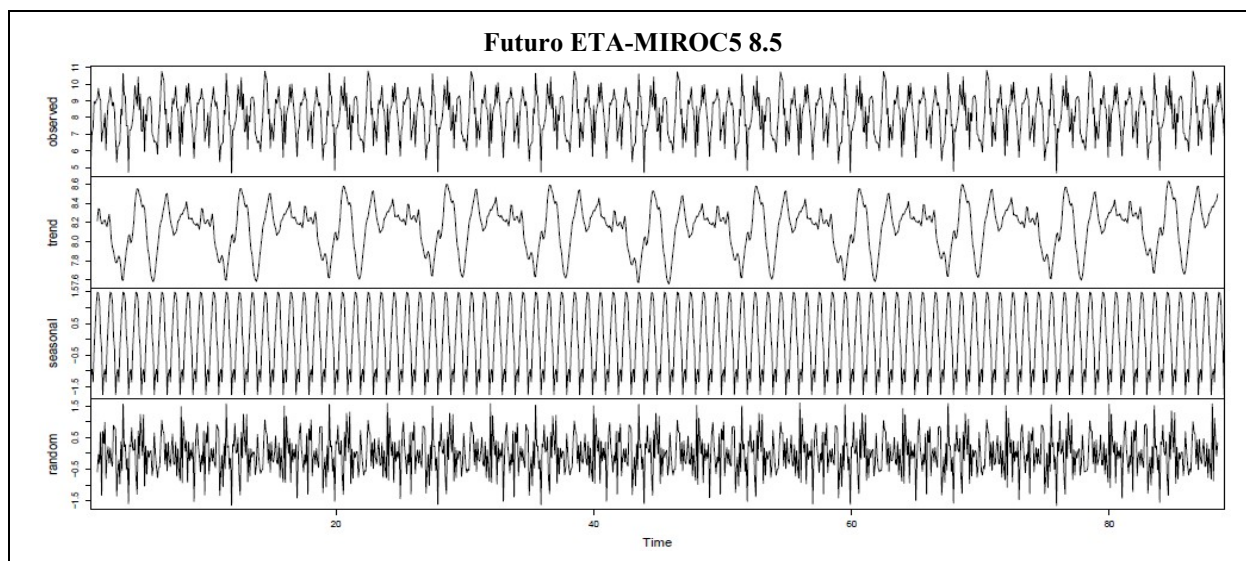
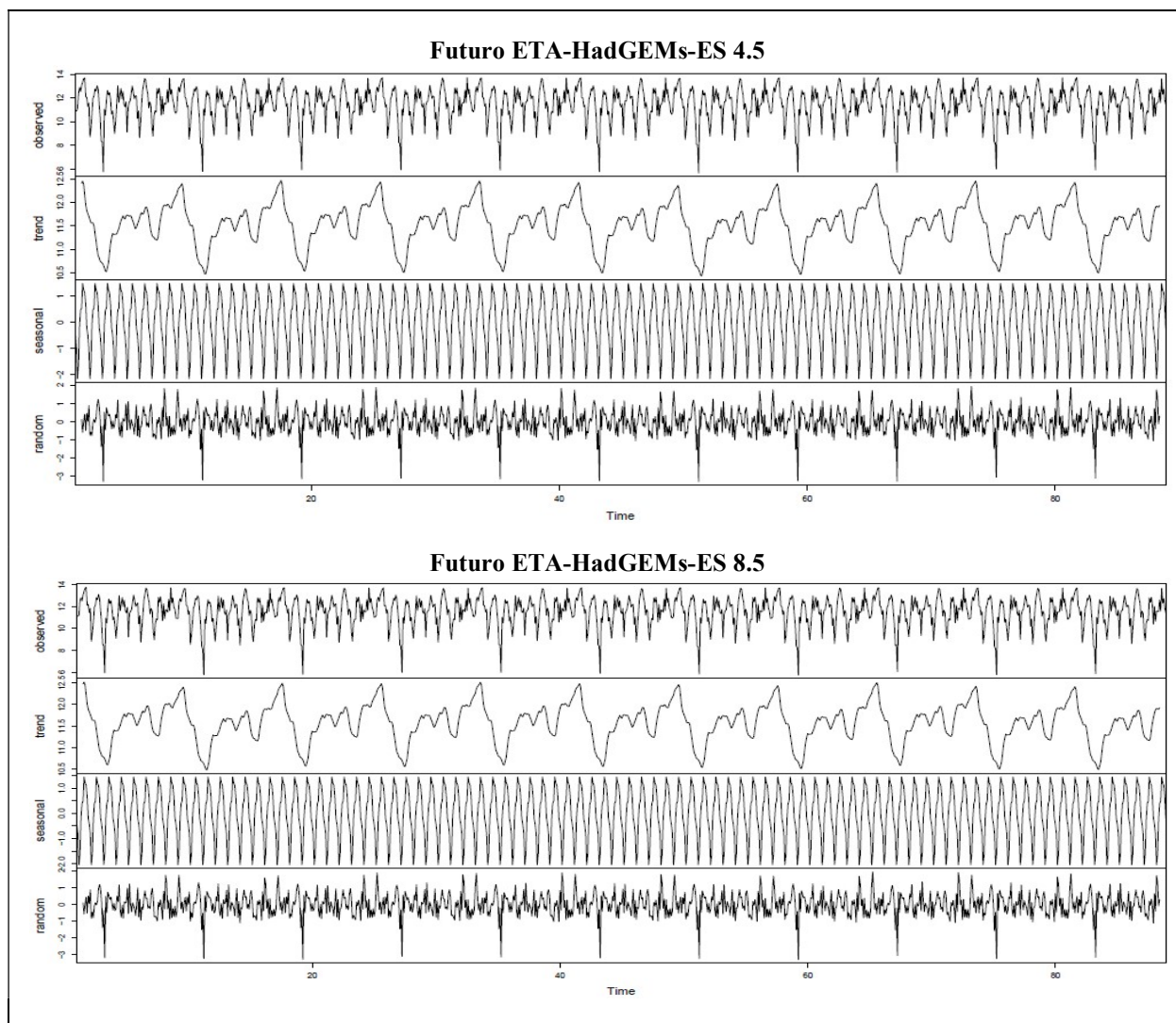


Figura 6.16 – Tendência das séries temporais Pedra do Reino - BA



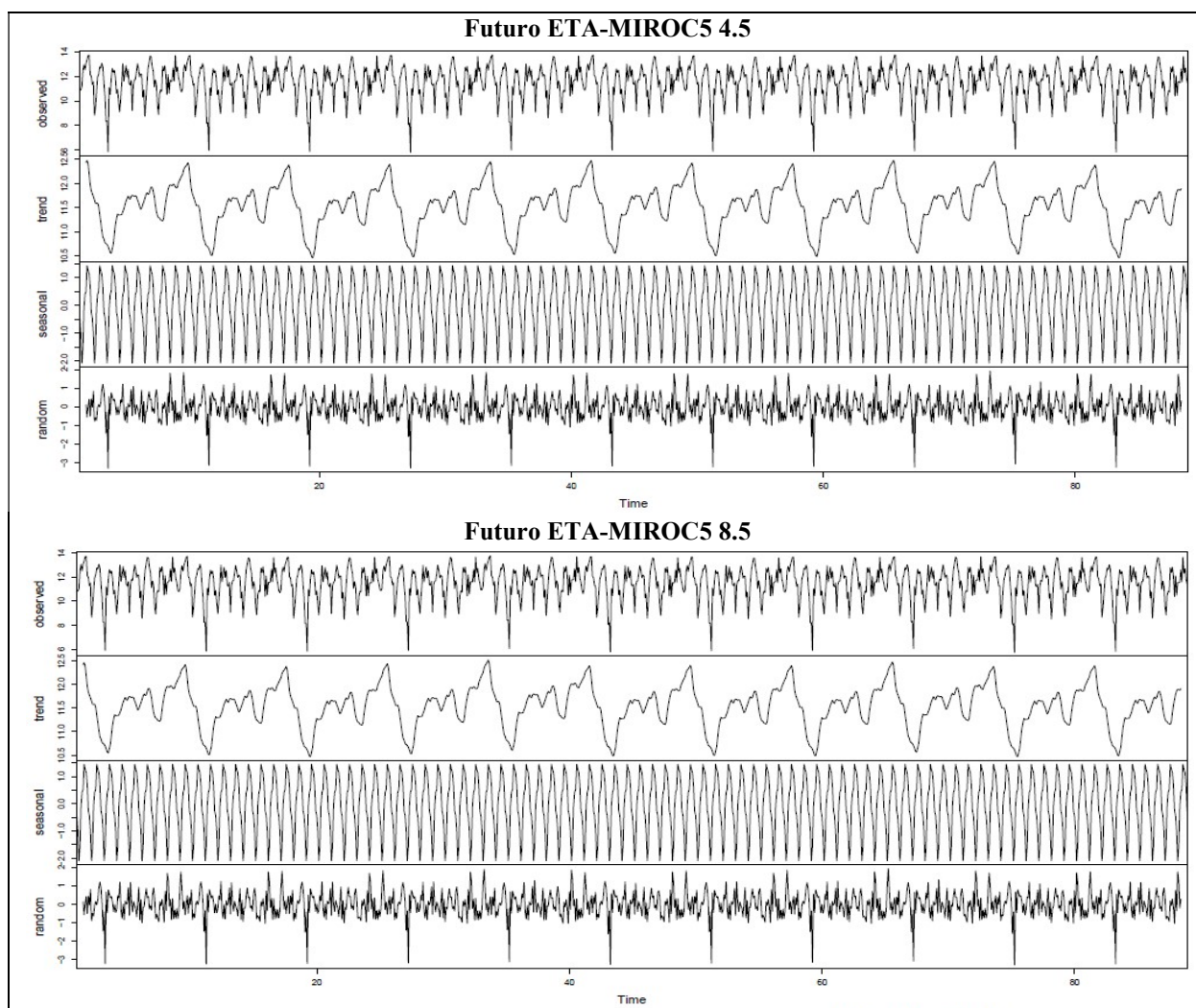
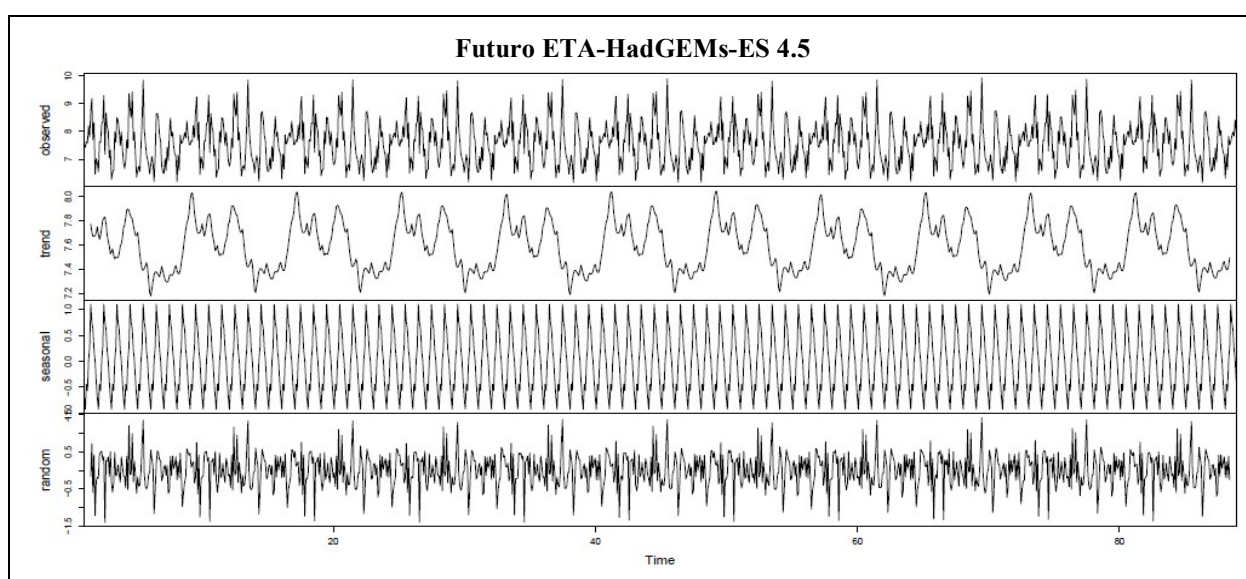


Figura 6.17 – Tendência das séries temporais Currais Novos - RN



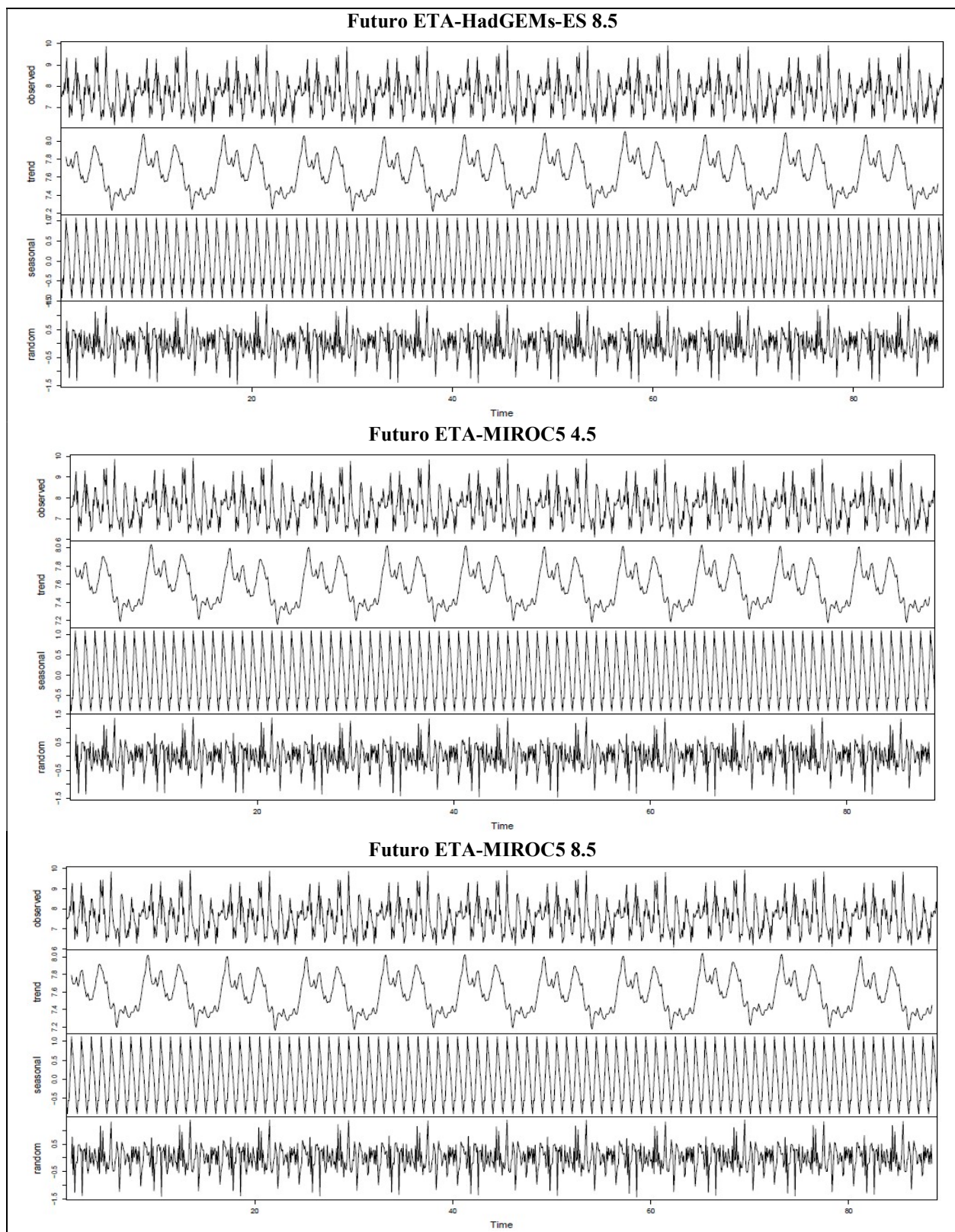
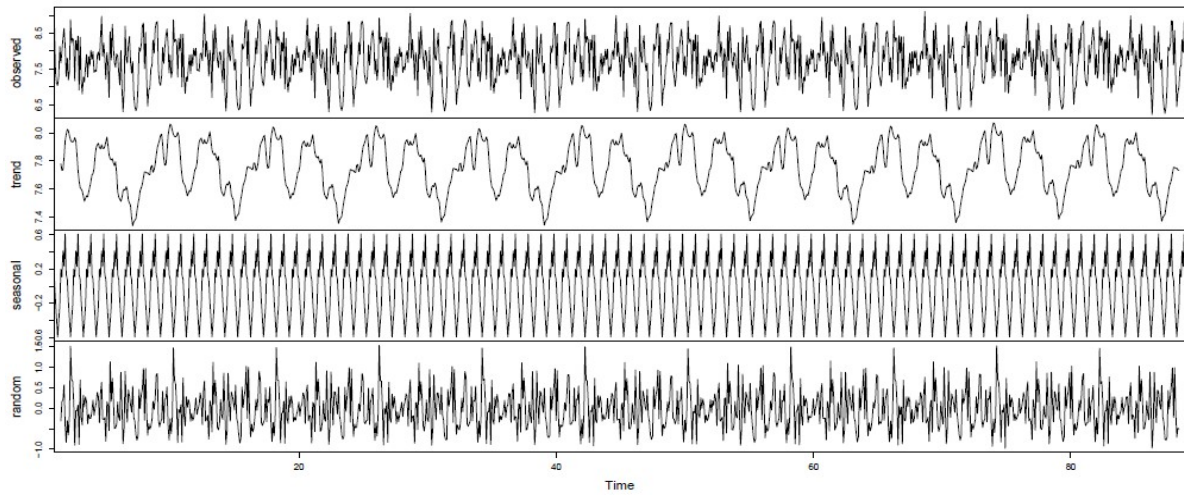
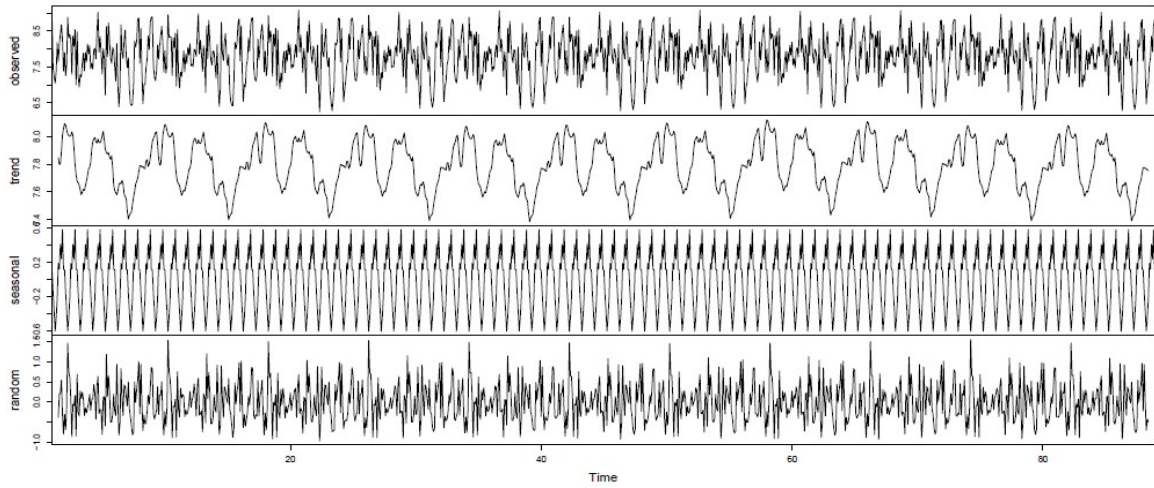


Figura 6.18 – Tendência das séries temporais Coxilha Negra - RS

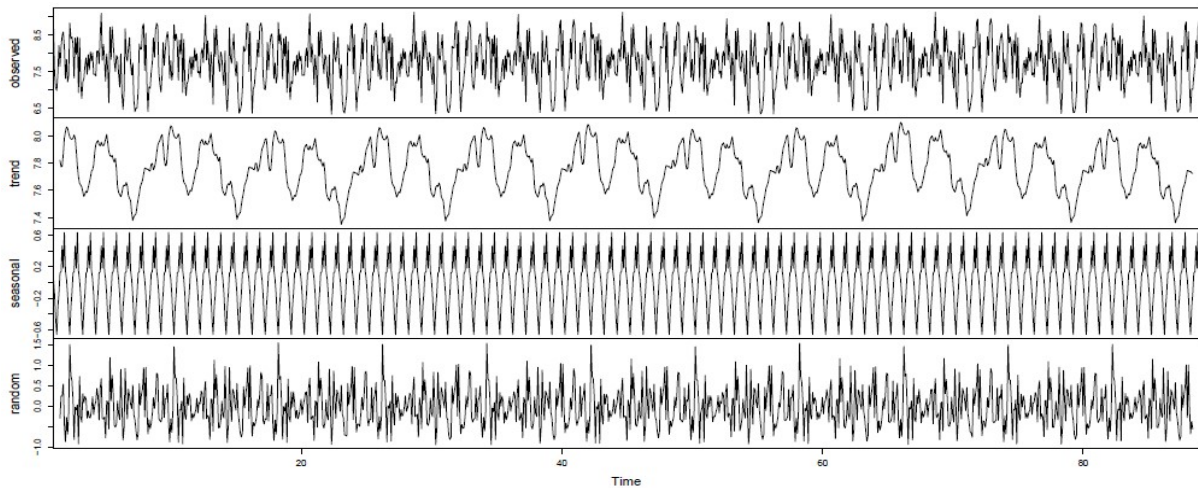
Futuro ETA-HadGEMs-ES 4.5



Futuro ETA-HadGEMs-ES 8.5



Futuro ETA-MIROC5 4.5



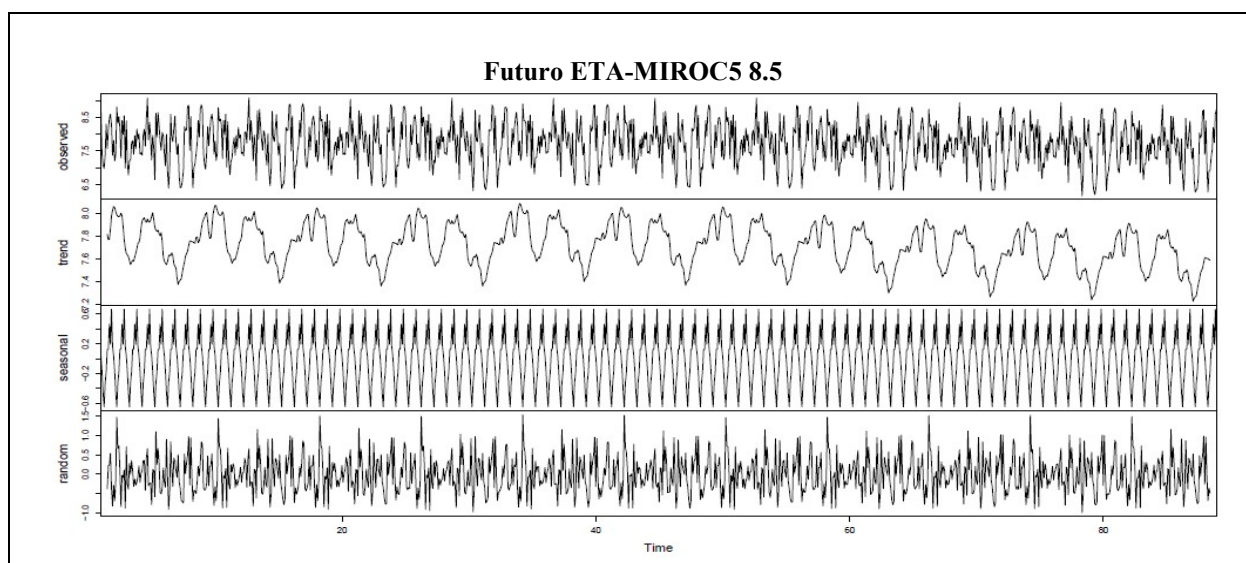


Figura 6.19 – Tendência das séries temporais Estrada Senandes - RS

6.1.4.1 Teste Sazonal de Mann Kendall

Para confirmar os resultados da decomposição das séries foi utilizado o teste Sazonal de Mann Kendall, retratado na seção 5.2.1, devido à existência da dependência temporal das séries de velocidade de vento constatada na seção 6.1.2.

As Tabelas 6.1 a 6.3 apresentam os resultados obtidos no teste Sazonal de Mann Kendall. Os valores elevados de p_{value} indicam que não há indícios para rejeitar a hipótese nula, de que há estacionariedade nos dados. Portanto, é possível ratificar os resultados observados graficamente nas Figuras 6.15 a 6.19, de que as séries futuras de velocidade de vento não apresentam tendência de aumento ou diminuição da velocidade do vento.

Tabela 6.1 – Teste Sazonal de Mann Kendall - p_{value}

p_{value}	Paracuru - CE	Pedra do Reino - BA	Currais Novos - RN	Coxilha Negra - RS	Estrada Senandes - RS
E.HadGEMs-ES 4.5	0.96432	0.73996	0.37201	0.84085	0.73918
E.HadGEMs-ES 8.5	0.97842	0.042155	0.090295	0.71264	0.85879
E. MIROC5 4.5	0.39011	0.13844	0.3844	0.45316	0.69334
E. MIROC5 8.5	0.22508	0.21916	0.13006	0.43949	0.15105

Tabela 6.2 – Teste Sazonal de Mann Kendall - τ

τ	Paracuru - CE	Pedra do Reino - BA	Currais Novos - RN	Coxilha Negra - RS	Estrada Senandes - RS
E.HadGEMs-ES 4.5	-0.000937	0.00695	-0.0187	-0.0042	0.00697
E.HadGEMs-ES 8.5	-0.000566	0.0425	-0.0355	0.00771	0.00372
E. MIROC5 4.5	-0.018	0.031	-0.0182	-0.0157	-0.00826
E. MIROC5 8.5	-0.0254	0.0257	-0.0317	-0.0162	0.0301

Tabela 6.3 – Teste Sazonal de Mann Kendall - S

S	Paracuru - CE	Pedra do Reino - BA	Currais Novos - RN	Coxilha Negra - RS	Estrada Senandes - RS
E.HadGEMs-ES 4.5	-43	319	-858	-193	320
E.HadGEMs-ES 8.5	-26	1953	-1628	354	171
E. MIROC5 4.5	-826	1424	-836	-721	-379
E. MIROC5 8.5	-1166	1181	-1415	-743	1380

Os valores negativos de S e τ indicam que caso o p-value fosse menor que 0,05 (para um nível de confiança de 95%), a tendência observada na série seria de diminuição da velocidade de vento no futuro. Já, para valores positivos de S e τ , caso p-value fosse menor que 0,05, indicaria que a série apresenta tendência de aumento da velocidade de vento.

6.2 Análise de Complementaridade Hidro-Eólica

Terminado o processo de análise das séries futuras de velocidade do vento, foi feita a análise de complementaridade entre as eólicas, selecionadas na seção 6.1, e algumas hidrelétricas localizadas nas proximidades das eólicas, selecionadas para a região sul e nordeste do país. Para avaliar a correlação das séries de velocidade de vento e vazão d'água, no período histórico e futuro, aplicou-se o método de correlação de Pearson (apresentado no Capítulo 5). Conforme foi adotado no estudo Marangon et al (2014), optou-se por dividir a série de vento e vazão d'água

futuro em três períodos, sendo estes: Futuro 1 (2011-2041), Futuro 2 (2041-2070) e Futuro 3 (2071-2099).

A Figura 6.20 apresenta o resultado obtido para a série histórica do modelo VORTEX, e as Figuras 6.21, 6.22, 6.23 e 6.24 exibem os resultados obtidos para séries futuras dos modelos ETA-HadGEMs-ES 4.5, ETA-HadGEMs-ES 8.5, ETA-MIROC5 4.5 e ETA-MIROC5 8.5, respectivamente, para os três períodos futuros. Observe que a cor dos valores de correlação na matriz depende da intensidade da correlação. Portanto, as correlações muito próximas de zero não são mostradas nos gráficos.

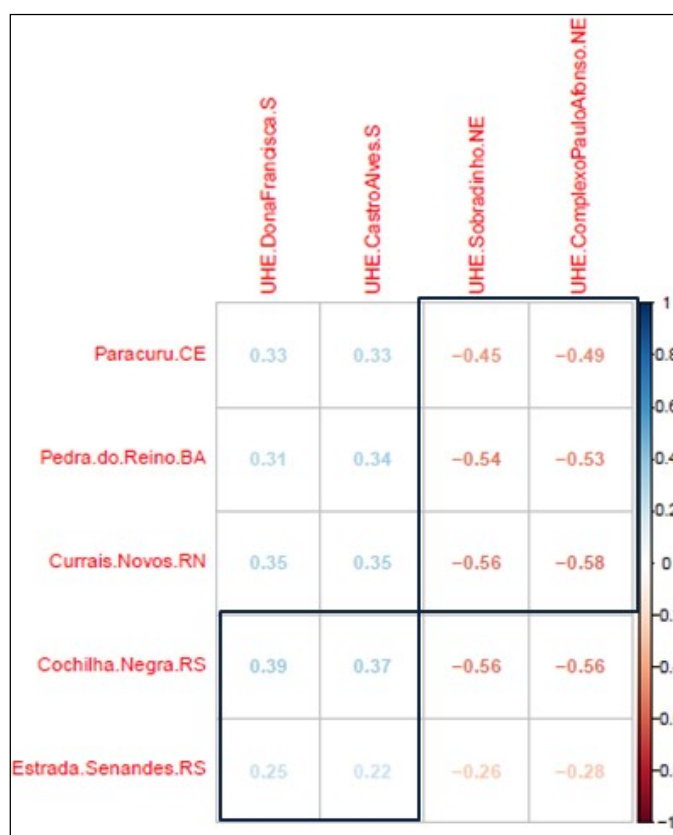


Figura 6.20 – Análise de complementaridade hidro-eólica no período histórico (Histórico VORTEX)

Verifica-se na Figura 6.20, que as EOLs localizadas no nordeste apresentam correlação negativa moderada com as UHEs Sobradinho e Complexo Paulo Afonso, indicando a existência de complementaridade entre as fontes nesta região para o período histórico. Já as EOLs localizadas no sul exibem coeficiente de correlação positivo com intensidade fraca, ou seja, as fontes hidro-

eólicas não são complementares entre si e sim concorrentes. E também, nota-se que a EOL Coxilha Negra indicou grau de correlação maior que Estrada Senandes, ambas localizadas no RS. Isto pode ser justificado pela localização geográfica das UHEs, onde Castro Alves e Dona Francisca ficam no interior do estado assim como a EOL Coxilha Negra.

A Figura 6.21, apresenta a análise de complementaridade para os períodos futuros da série de velocidade de vento e vazão d'água do modelo ETA-HadGEMs-ES 4.5. Nota-se que as EOLs do Nordeste apresentam correlação negativa moderada no Futuro 1, esta correlação perde sua intensidade no Futuro 2 e volta a aumentar o grau no Futuro 3. Já as EOLs do Sul apresentam correlação positiva muito fraca nos períodos futuros.

O modelo ETA-HadGEMs-ES 8.5, Figura 6.22, exibe correlação negativa moderada entre as EOLs e UHEs do Nordeste para o Futuro 1, já no Futuro 2 e 3 a correlação negativa perde força. Assim como no RCP 4.5, as EOLs do sul apontam correlação positiva muito fraca nos períodos futuros.

A Figura 6.33 mostra a correlação determinada para o modelo ETA-MIROC5 4.5. Verifica-se que para os períodos futuros as EOLs e UHEs do Nordeste apresentam correlação negativa moderada, e para a região Sul indica correlação positiva bem fraca chegando até a inverter o sinal da correlação entre a EOL Coxilha Negra e a UHE Castro Alves no Futuro 1.

Já o modelo ETA-MIROC5 no RCP 8.5, Figura 6.34, exibe comportamento similar com o registrado no RCP 4.5, porém o grau da correlação negativa entre as EOLs e as UHEs do Nordeste apresentam uma redução de sua intensidade nos Futuros 1 e 2, e um leve aumento no Futuro 3.

Quando comparamos as correlações registradas nas séries de velocidade de vento e vazão d'água histórica com as registradas nos períodos futuros, vemos que as correlações negativas para as EOLs da região Nordeste reduzem o grau de intensidade. Já as EOLs da região Sul, que apresentavam correlação positiva fraca nas séries histórica, passam a registrar correlação positiva muito fraca ou inexistência de correlação.

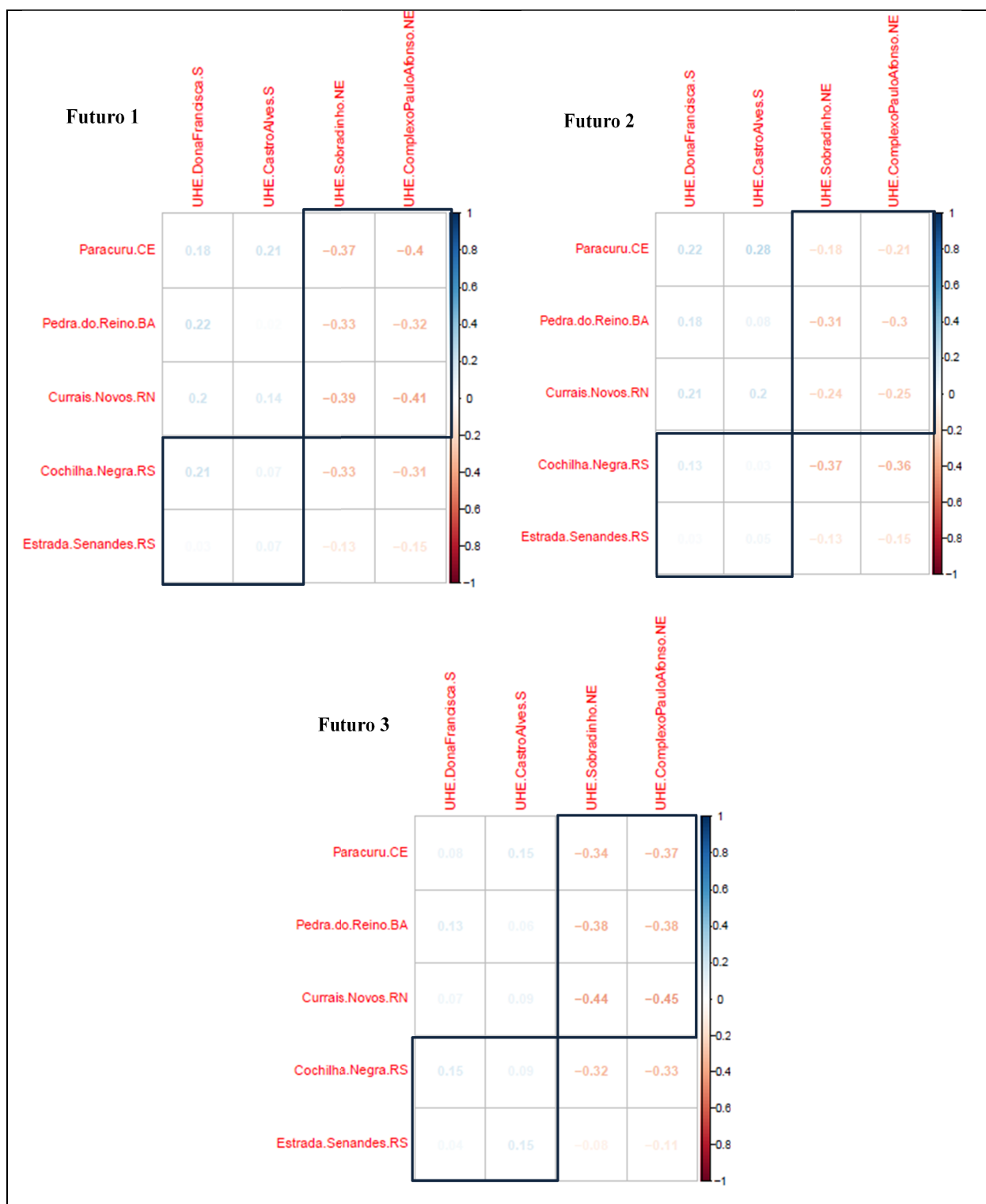


Figura 6.21 – Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - modelo ETA-HadGEMs-ES 4.5

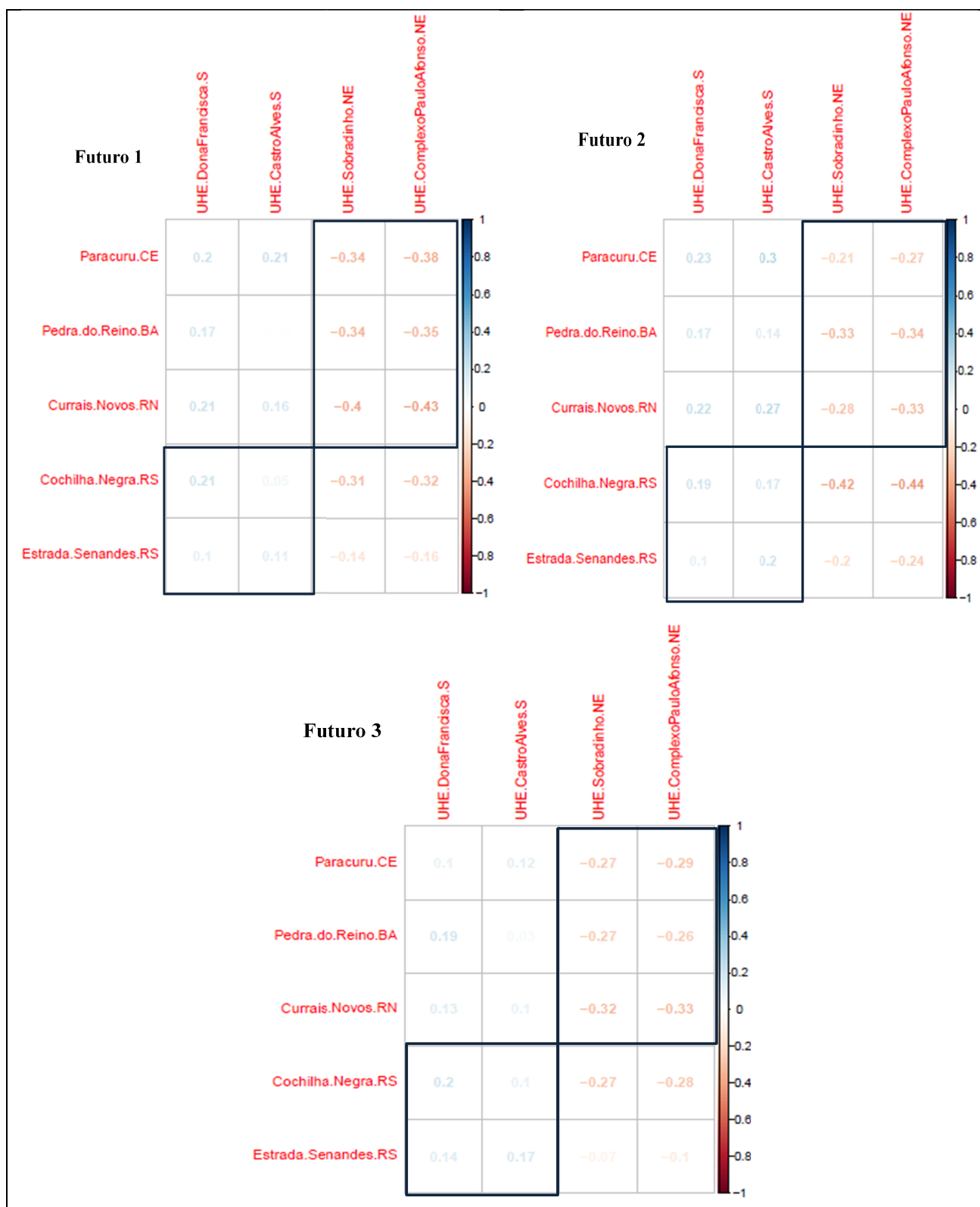


Figura 6.22 – Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - modelo ETA-HadGEMs-ES 8.5

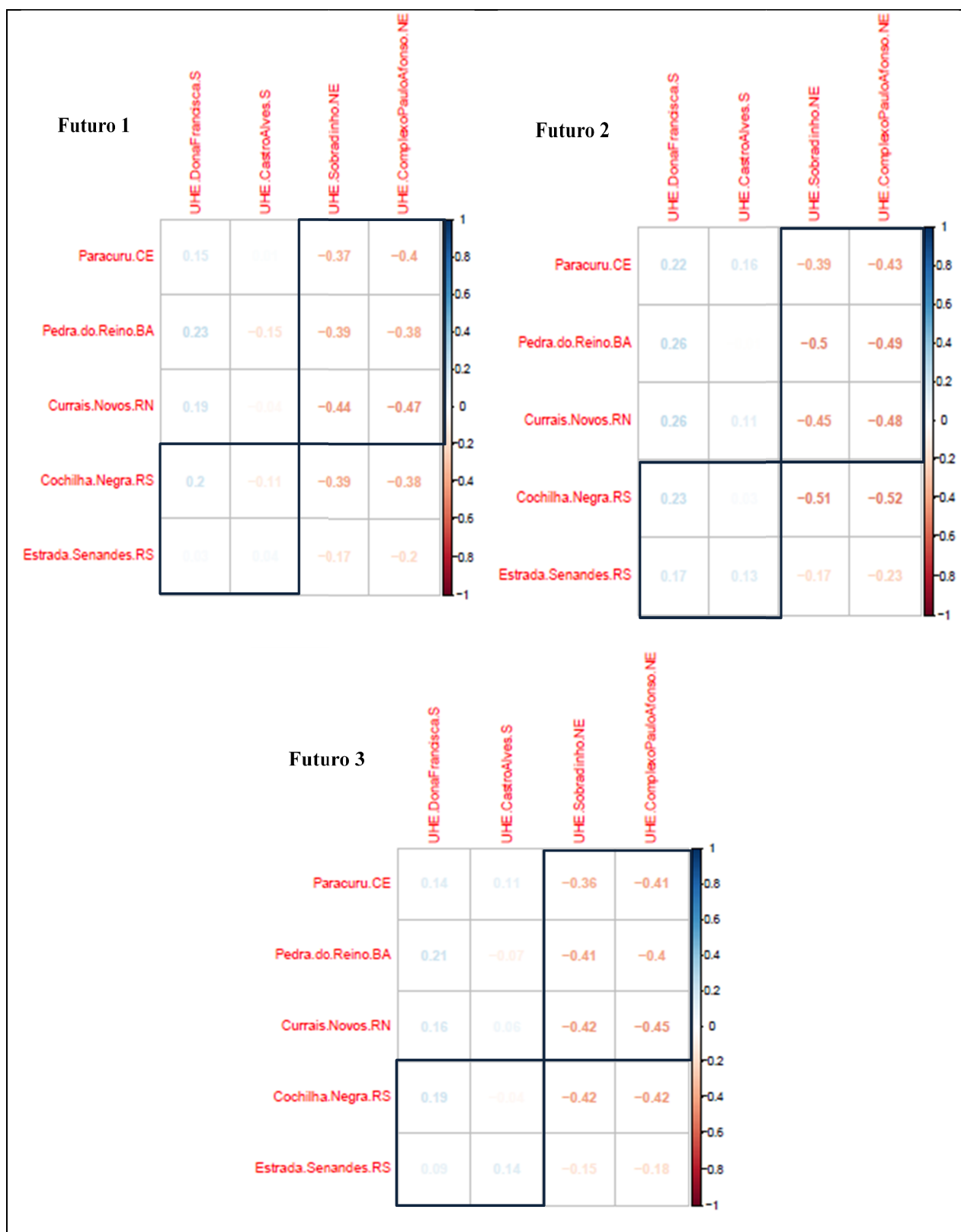


Figura 6.23 – Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - modelo ETA-MIROC5 4.5

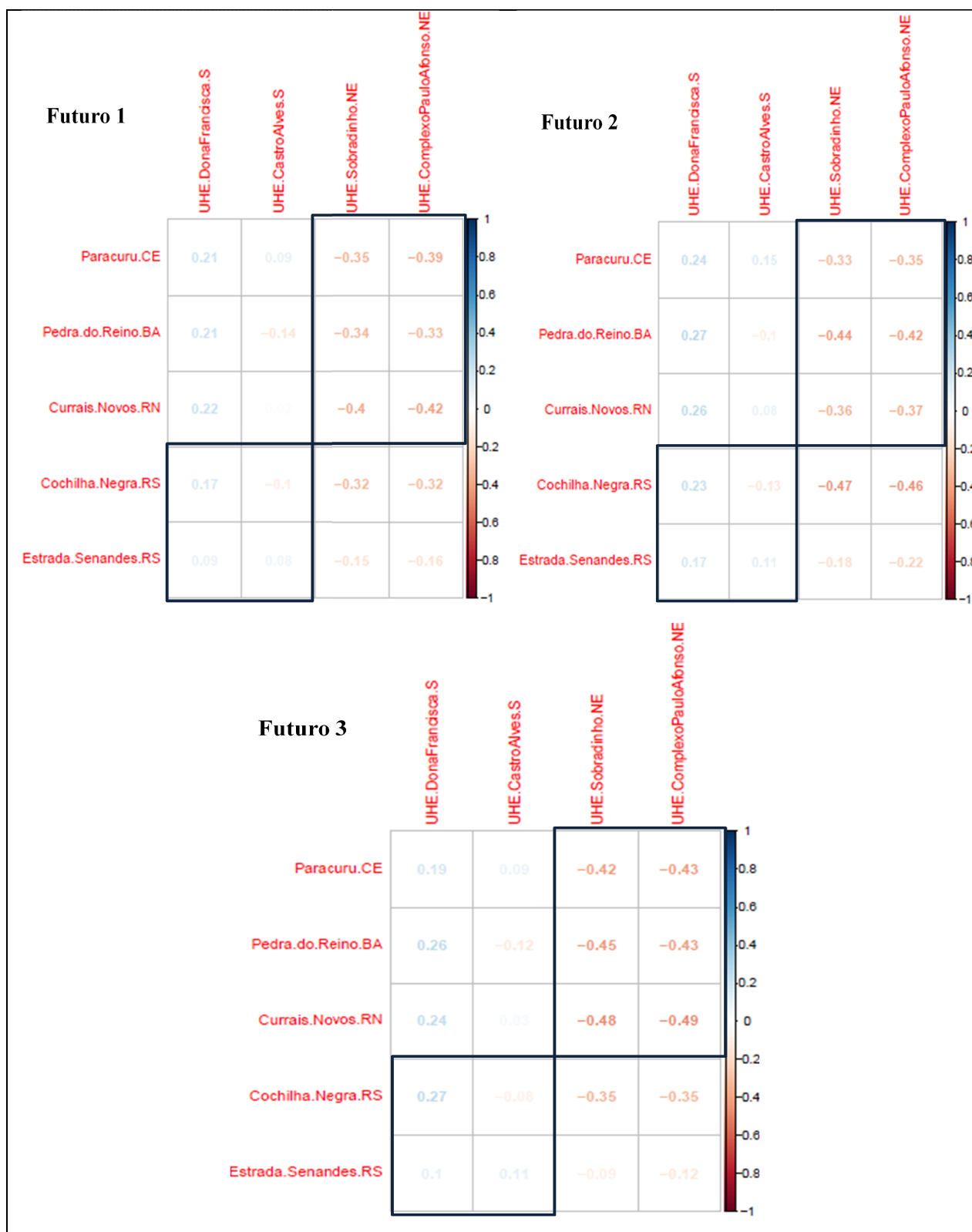


Figura 6.24 – Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - modelo ETA-MIROC5 8.5

Verifica-se que as séries históricas das UHEs Sobradinho e Complexo Paulo Afonso, e das eólicas da região Nordeste (Paracuru - CE, Pedra do Reino - BA e Currais Novos - RN) apresentam correlações negativas mais acentuadas do que as observadas nas séries futuras, porém a complementaridade entre as fontes eólica e hídrica continua válida para a este região no período futuro. As eólicas Coxilha Negra - RS e Estrada Senandes - RS, região sul, apresentaram correlação positiva fraca com as UHEs Dona Francisca-RS e Castro Alves-RS no período histórico e diminui ainda mais a intensidade desta correlação nos períodos futuros.

Quando comparamos as séries futuras dos modelos ETA-MIROC5 e ETA-HadGEMs-ES, constata-se que o modelo ETA-MIROC5 exibe grau de correlação negativa maior que o verificado nas séries ETA-HadGEMs-ES para a região Nordeste. Já, para a região sul ambos os modelos convergem para uma correlação positiva bem fraca entre as séries de vento e vazão no futuro.

Quando analisamos a influência dos caminhos de concentração de gases que provocam o aquecimento global, RCP 4.5 e 8.5, notamos que para ambos modelos climáticos, o RCP 4.5 apresentou grau de correlação negativa maior para a região Nordeste que o RCP 8.5, e para a região Sul a correlação positiva foi ligeiramente maior no RCP 8.5.

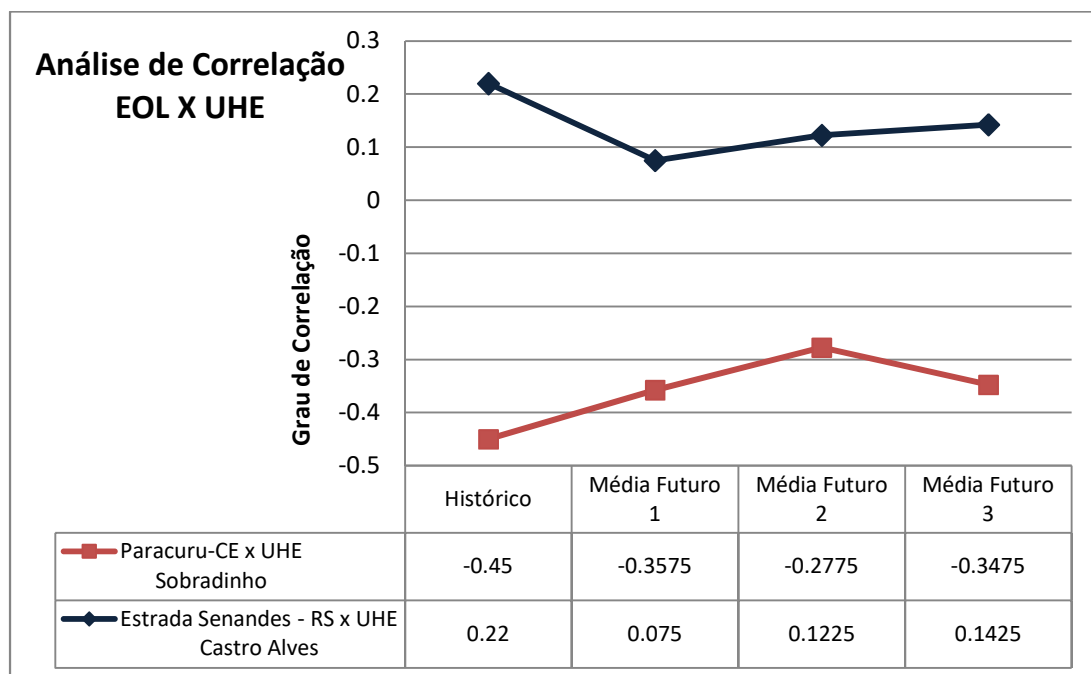


Figura 6.25 – Resumo da Análise de Correlação

A Figura 6.25 mostra resumidamente a análise de correlação entre as usinas EOLs e UHEs, apresentando um exemplo de cada região estudada neste trabalho. Para os períodos futuros foi feita a média das correlações dos quatro modelos climáticos. Nota-se que a correlação negativa da região Nordeste permaneceu para os períodos futuros, porém com intensidade menor que a registrada historicamente, portanto evidenciando uma pequena diminuição da complementaridade entre as fontes. A região Sul apontou a redução do grau positivo de correlação nos períodos futuros, diminuindo a intensidade da correlação e confirmando a inexistência de complementaridade entre as fontes hídricas e eólicas na região.

Podemos então constatar que a maior influência do aumento do aquecimento global está nas séries de vazões d'água, visto que as séries de vento apresentaram pouca variação ao longo dos anos. Além disso, cabe ressaltar que devido ao curto período histórico, a correlação entre as séries de vento e vazão d'água neste período pode ter sido superdimensionada. Isto pode causar interpretações equivocadas quando deseja-se planejar o parque gerador futuro, pois a redução da correlação no período futuro pode impactar no uso de mais usinas térmicas para o atendimento da demanda.

Na seção 6.2.1 a seguir, será apresentado graficamente a série de velocidade de vento versus vazão d'água para um site localizado no Nordeste (EOL Currais Novos versus UHE Complexo Paulo Afonso) e outro no Sul (EOL Coxilha Negra versus UHE Coxilha Negra), dos períodos histórico e futuro do modelo MIROC5 4.5, a fim de exibir as características das séries das regiões Sul e Nordeste, foco deste trabalho.

6.2.1 Séries de velocidade de vento e vazão d'água

As Figuras 6.26 e 6.27 apresentam a série histórica e os períodos futuros, do modelo ETA MIROC5 4.5, da EOL Currais Novos versus UHE Complexo Paulo Afonso e EOL Coxilha Negra versus UHE Dona Francisca respectivamente. A linha azul representa a série de velocidade do vento da EOL e a linha vermelha a série de vazão da UHE de cada figura.

Primeiramente, observou-se na Figura 6.26 certo ciclo na vazão da UHE Complexo Paulo Afonso nos períodos futuros, onde em uma pequena parte do tempo verificam-se vazões elevadas e depois passa a declinar, permanecendo a maior parte da série temporal com vazões

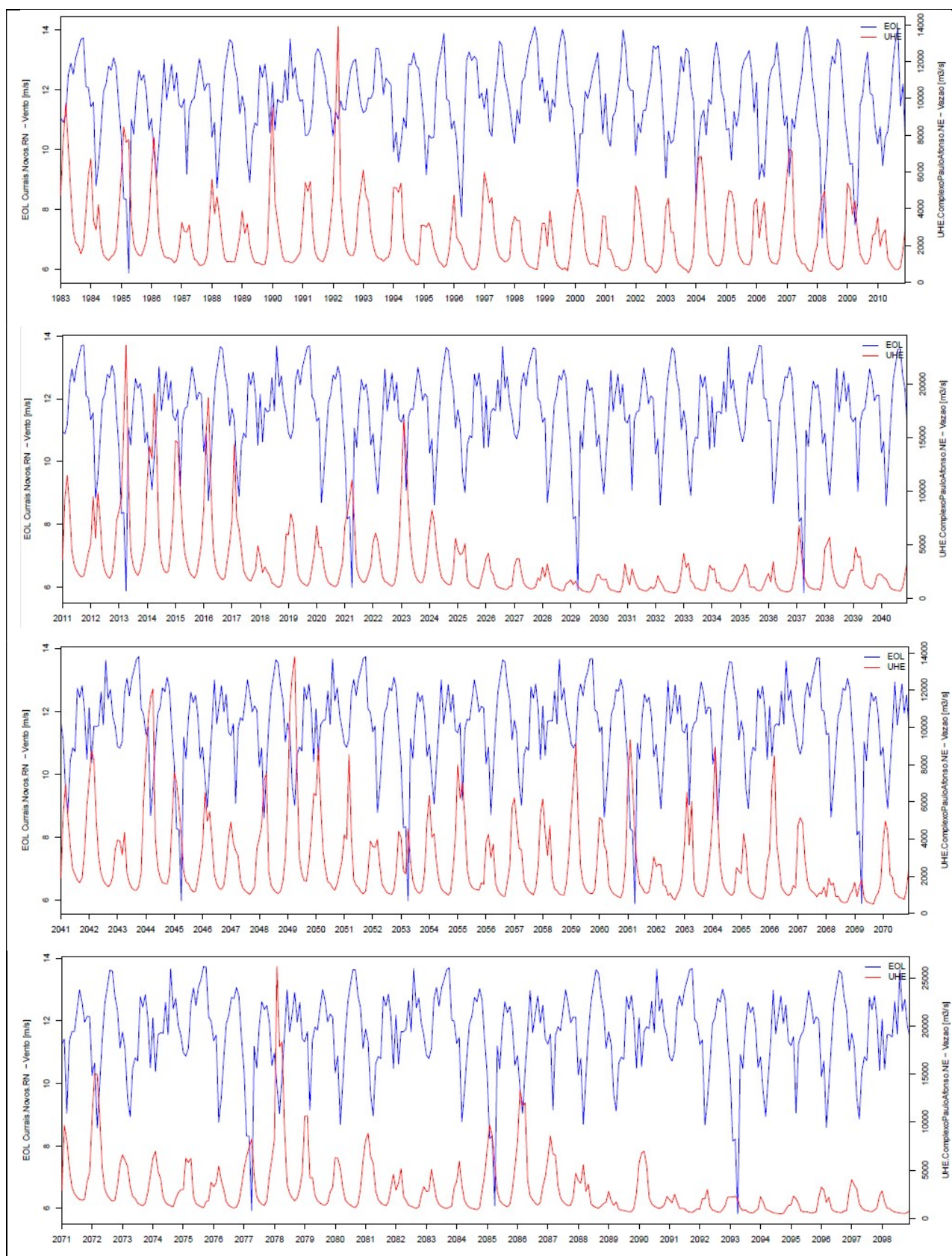


Figura 6.26 – Séries EOL Currais Novos - RN e UHE Complexo Paulo Afonso - NE

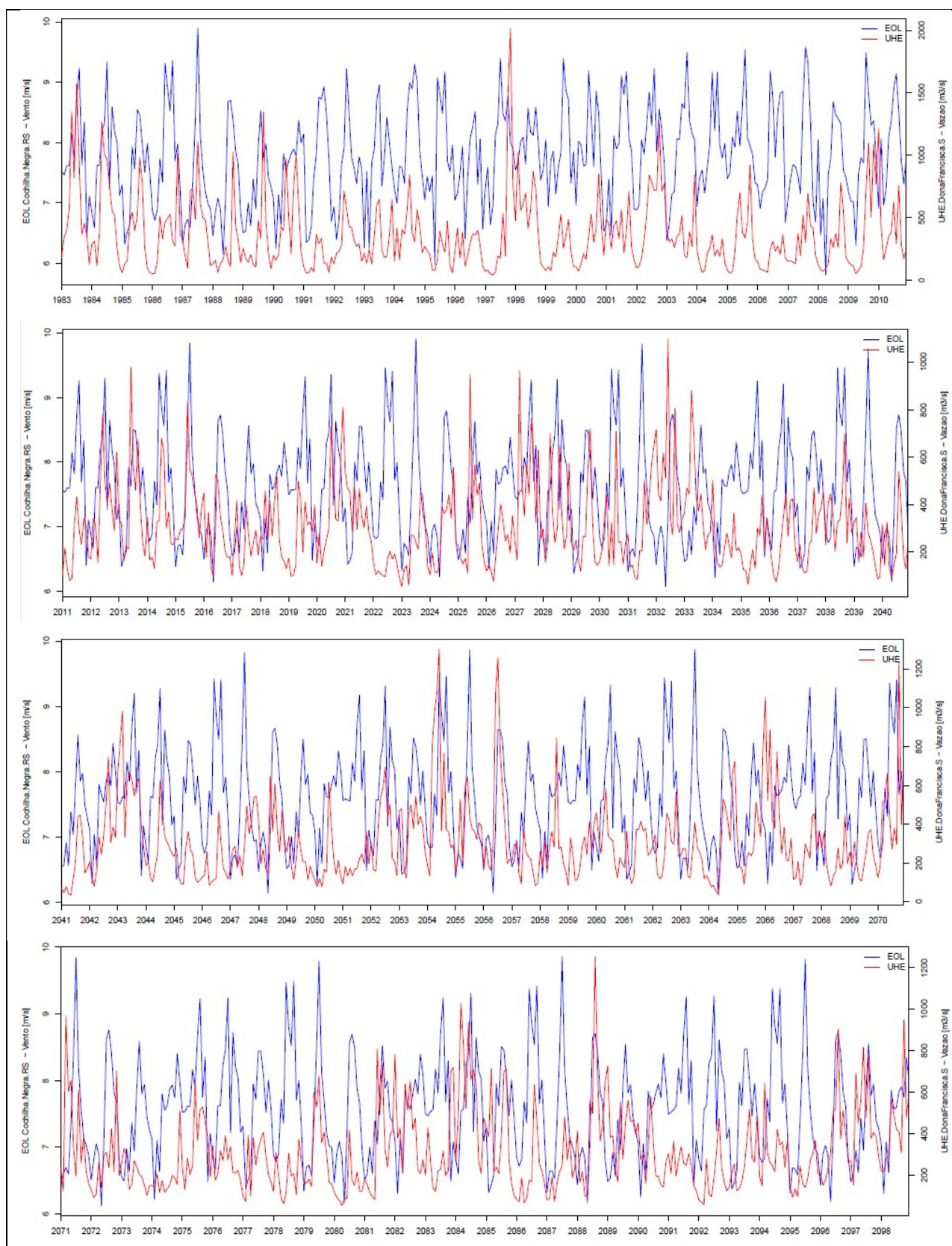


Figura 6.27 – Séries EOL Coxilha Negra - RS e UHE Dona Francisca - RS

abaixo de 5000 m³/s, o qual pode ser confirmado na Figura 3.3 (Capítulo 3) visto que o período chuvoso da região Nordeste (dezembro a janeiro) apresentou anomalia negativa de precipitações, ou seja, volumes de chuvas menores em relação à registrada historicamente sobre a bacia do rio São Francisco. Nas séries de velocidade de vento notaram-se variações sazonais dentro do ano, porém sem alterações da sua velocidade média no período futuro. Também, é possível verificar a existência da complementaridade entre as fontes em todos os períodos.

Na Figura 6.27, verifica-se, na análise gráfica, que as séries de vazão d'água não apresentam mudanças significativas durante o período futuro em relação ao histórico. Isto pode ser verificado nas Figuras 3.3 e 3.4, onde nota-se uma pequena anomalia positiva de precipitações no trimestre dezembro, janeiro e fevereiro, considerado o trimestre de precipitações reduzidas no sul do país de acordo com os registros históricos, e apresenta-se anomalia neutra no período de inverno (julho a agosto), período chuvoso da região sul devido à entrada de frentes frias de acordo com os registros históricos. Também, verifica-se na Figura 6.27 que as séries de velocidade de vento e vazão d'água apresentam em quase toda a parte do tempo correlacionadas positivamente, onde nos picos de vazão exibem as maiores velocidades de vento, porém em alguns momentos apresenta inversão de correlação, justificando a redução da correlação positiva ou até mesmo a inversão de sentido correlação verificada na análise de correlação das séries futuras na seção 6.2.

7 CONCLUSÕES

As mudanças climáticas já são uma realidade e as suas evidências fazem parte do nosso dia-a-dia com ameaças à infraestrutura das cidades, diminuição da produtividade nas lavouras, alterações nos níveis dos oceanos e também, no caso brasileiro, risco de déficit de energia pela redução da disponibilidade dos recursos hídricos, que atualmente é a maior fonte de eletricidade do país.

O principal objetivo deste trabalho foi avaliar através de modelos globais o comportamento futuro dos recursos hídricos e eólicos para geração de energia no Brasil, com cenários de aquecimento global, averiguando se os registros da existência ou não da complementaridade entre as fontes hídricas e eólicas registradas historicamente permanecem para o futuro.

Para tal, foi necessário a construção de séries futuras de velocidade de vento e vazão d'água, obtidas a partir dos dados de velocidade de vento e precipitação dos modelos climáticos ETA-HadGEMs-ES e ETA-MIROC5 em dois caminhos de emissão de gases que provocam o efeito estufa RCP 4.5 e RCP 8.5. Para a determinação da série de vento futura, além das séries dos modelos climáticos, utilizou os dados de velocidade de vento do Vestas do Brasil e do modelo VORTEX, para ajustar as séries de vento dos modelos climáticos. Para a construção das séries de vazão d'água, utilizou-se o modelo hidrológico MGB-IPH para determinação das vazões das bacias hidrológicas brasileiras através dos dados de precipitação dos modelos climatológicos.

Foi observada a permanência da correlação negativa entre eólicas e hidrelétricas no Nordeste do Brasil, mesmo que com menor intensidade à registrada historicamente. A geração de energia através de fontes eólicas torna-se fundamental para o atendimento da demanda de energia desta região, principalmente em situações como atualmente vivenciadas, onde os reservatórios hídricos do Nordeste apresentam a pior situação registrada na história. Este fato tornou a geração de energia pelas hidrelétricas do Nordeste menos expressivas. Assim, o aumento da velocidade dos ventos em épocas de baixas afluências, além de auxiliar no atendimento da carga, reduz o custo da geração elétrica, através da diminuição do acionamento de fontes termoeletricas que possuem custo variável unitário (cvu) elevado.

A região sul apresentou o enfraquecimento da correlação positiva, entre as fontes hídricas e eólicas, para os períodos futuros, mas mesmo assim manteve seu comportamento de agregador de geração, que faz com que o parque gerador desta região auxilie no atendimento da demanda das demais regiões do Brasil, assumindo um papel de exportador de energia no período de altas afluências e alta velocidade de vento.

A diminuição da correlação vento-chuva na região Nordeste implica na necessidade de complementação térmica, além disso, esta necessidade acarreta em custos de expansão mais elevados para o escoamento da energia entre os submercados. No caso da região Sul, a diminuição da correlação positiva pode representar uma melhor distribuição dos recursos minimizando a necessidade de capacidade adicional na interligação Sul-Sudeste.

7.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Uma importante análise que poderia ser averiguada futuramente é a complementaridade das fontes eólicas e solares no Nordeste do Brasil. Visto que, já existem trabalhos que apresentam a curva de geração das eólicas no Nordeste, e nestes trabalhos comprovam, dependendo da localidade da EOL, que a alta produtibilidade da turbina eólica é nos períodos de baixa radiação solar, devido ao aumento da velocidade dos ventos⁶. Assim, poderia ser investigado se a correlação entre estas fontes aumenta ou diminui o seu grau de intensidade no futuro.

Outro ponto que pode ser levado em consideração é que atualmente os modelos computacionais, que determinam o despacho dos geradores, buscam minimizar custo de produção de energia, porém não consideram os recursos eólicos de forma apropriada. As fontes eólicas entram no modelo com um valor de capacidade de geração fixo que é abatido da demanda de energia total. Esta maneira de representar a geração eólica pode levar a determinação errônea do preço da energia, visto que, assim como a geração hídrica, a geração eólica depende de uma fonte natural que tem características estocásticas (o vento). Considerar a geração eólica determinística induz o modelo a entender que aquele recurso sempre estará disponível, fazendo com que o custo total da geração reduza em situações que deveria ser maior⁷.

Na análise do planejamento da geração, a incorporação desta incerteza adicional associado ao vento tanto no que se refere à dinâmica futura das séries como nas correlações existentes com outras variáveis importantes do clima como precipitação e irradiação solar se tornam essenciais.

⁶Oliveira e Souza, 2017

⁷Mummey, 2017

Dado que os modelos climáticos globais são hoje a única fonte de informação sobre o futuro, a incorporação de seus resultados no planejamento deve ser considerada pelo menos numa análise de cenários.

Além disso, avaliar o potencial eólico da região Sudeste do país, bem como, a complementaridade com as hídricas localizadas na região Norte, que hoje fazem parte do submercado Sudeste (localizadas na Bacia do Madeira). Também, avaliar o potencial offshore do Brasil, através de séries históricas e as futuras dos modelos climáticos.

8 REFERÊNCIAS

Amarante, O. A. C.; Schultz, D. J.; Bittencourt, R. M.; Rocha, N. A. Wind/Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil. *DEWI Magazon*, v. 19, p. 79–86, 2001.

ANEEL, Banco de informações de geração, 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 05 mar. 2017.

Blain, G. Séries anuais de temperatura máxima média do ar no estado de São Paulo: variações e tendências climáticas. *Revista Brasileira de Meteorologia*, v. 25, p. 114–124, 2010.

Bravo, J.M.; Collischonn, W.; Paz, A.R.; Allasia, D.; Domecq, F. Impact of projected climate change on hydrologic regime of the Upper Paraguay River basin. *Climatic Change*, v. 127, p. 27-41, 2014.

CCEE, Fontes, 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_adf.ctrl-state=1cpefeu3j3_62&_afLoop=515762458794187#%40%3F_afLoop%3D515762458794187%26_adf.ctrl-state%3Dhbf3q86z_4>. Acesso em: 12 fev. 2017.

Chou, S. C.; Lyra, A.; Mourão, C.; Derecznski, C.; Pilotto, I.; Gomes, J.; Bustamante, J.; Tavares, P.; Silva, A.; Rodrigues, D.; Campos, D.; Chagas, D.; Sueiro, G.; Siqueira, G.; Nobre, P.; Marengo, J. Evaluation of the Eta Simulations Nested in Three Global Climate Models. *American Journal of Climate Change*, v. 3, p. 438–454, 2014 (a).

Chou, S. C.; Lyra, A.; Mourão, C.; Derecznski, C.; Pilotto, I.; Gomes, J.; Bustamante, J.; Tavares, P.; Silva, A.; Rodrigues, D.; Campos, D.; Chagas, D.; Sueiro, G.; Siqueira, G.; Marengo, J. Assessment of Climate Change over South America under RCP 4.5 and 8.5 Downscaling Scenarios. *American Journal of Climate Change*, v. 3, p. 512–525, 2014 (b).

CRESESB, Atlas do potencial eólico brasileiro, 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>>. Acesso em: 12 dez. 2016.

Custódio, R. S. Energia eólica para produção de energia elétrica. Editora Synergia. 2013.

EPE, Caracterização dos Recursos Eólicos e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico, 2013. Disponível em: <
http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130925_1.pdf>. Acesso em: 07 jan. 2017.

EPE, Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, 2014. Disponível em: <
http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em: 21 jan. 2017.

Fadigas, E. Energia Eólica. Editora Manole, São Paulo, 2011.

François, B.; Borga, M.; Creutin, J. D.; Hingray, B.; Raynaud, D.; Sauterleute, J. F. Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy. *Renewable Energy*, v. 86, p. 543–553, 2016.

Hamed, K. H.; Rao, A. R. A modified Mann-Kendall trend test for autocorrelated data. *Journal of Hydrology*, v. 204, p. 182–196, 1998.

Hirsch, R. M.; Slack, J. R. Non-parametric trend test for seasonal data with serial dependence. *Water Resources Research*, v. 20, p. 727–732, 1984.

Hirsch, R. M.; Slack, J. R.; Smith, R. A. Techniques of trend analysis for monthly water quality data. *Water Resources Research*, v. 18, p. 107–121, 1982.

Huang, J.; Gurney, K. R. Impact of climate change on U.S. building energy demand: Financial implications for consumers and energy suppliers. *Energy and Buildings*, v. 139, p. 747–754, 2017.

IEA, Wind speed measurement and use of cup anemometry, 1999. Disponível em: <
https://www.ieawind.org/task_11/recommended_pract/Recommended%20Practice%2011%20Anemometry_secondPrint.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2017.

Instituto Acende Brasil, O setor elétrico brasileiro no contexto das mudanças climáticas e do acordo de Paris, 2017. Disponível em: < https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/2017/03/2017_WhitePaper-17_AcordodeParis.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2017.

Jerez, S.; Trigo, R. M.; Sarsa, A.; Lorente-Plazas, R.; Pozo-Vázquez, D.; Montávez, J. P. Spatio-temporal complementarity between solar and wind. *Energy Procedia*, v. 40, p. 48–57, 2013.

Jong, P.; Sánchez, A. S.; Esquerre, K.; Kalid, R. A.; Torres, E. A. Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 23, p. 526–535, 2013.

Lange, B.; Larsen, S.; Højstrup, J.; Barthelmie, R. Importance of thermal effects and sea surface roughness for offshore wind resource assessment. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 92, p. 959–988, 2004.

Marangon, J. W. L.; Colischonn, W.; Marengo, J. A. Efeitos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica. Editora Hunter Books. 2014.

Marengo, J. A.; Nobre, C. A.; Chou, S. C.; Tomasella, J.; Sampaio, G.; Alves, L. M.;

Pearson, K. Mathematical contributions to the theory of evolution. VII. On the correlation of characters not quantitatively measurable. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, p. 1–47, 1900.

Obregón, G. O.; Soares, W. R. Riscos das Mudanças Climáticas no Brasil. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Disponível em: <http://www.ccst.inpe.br/wp-content/uploads/relatorio/Mudancas_Climaticas_no_Brasil_relatorio.pdf>. Acesso em: 01 mai. 2017.

Oliveira, S. S.; Souza, P. E. Análise de Modelos de Mesoescala para Caracterização do Potencial Eólico do Estado da Paraíba. *Revista brasileira de meteorologia*, vol. 32, nº 2, 2017.

MME, Energia Eólica no Brasil e no Mundo, 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256600/Folder+Energia+Eolica.pdf/b1a3e78c-7920-4ae5-b6e8-7ba1798c5961>>. Acesso em: 02 abr. 2017.

MME, O PROINFA, 2004. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>>. Acesso em: 18 jan. 2017.

MME, Portaria N° 21 de 18 de janeiro de 2008, 2008. Disponível em: <<https://goo.gl/qsfc83>>. Acesso em: 11 nov. 2016.

Mummey, C. F. J. Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica. Tese. (Doutorado em Energia). Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 2017.

Murage, M. W.; Anderson, C. L. Contribution of pumped hydro storage to integration of wind power in Kenya: An optimal control approach. *Renewable Energy*, v. 63, p. 698–707, 2014.

Nóbrega, M. T.; Collischonn, W.; Tucci, C. E. M.; Paz, A. R. Uncertainty in climate change impacts on water resources in the Rio Grande Basin, Brazil. *Hydrology and Earth System Sciences*, v. 15, p. 585-595, 2011.

NOS. Séries Históricas de Vazões, 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx>. Acesso em 20 jun. 2017.

Paiva, R. C. D.; Collischonn, W. and Buarque, D. C. Validation of a full hydrodynamic model for large-scale hydrologic modelling in the Amazon. *Hydrological Processes*, v. 27, p. 333-346 2012.

Portal Brasil, Primeiro leilão de energia gerada por eólicas completa cinco anos, 2014. Disponível em: < <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2014/09/primeiro-leilao-de-energia-gerada-por-eolicas-completa-cinco-anos>>. Acesso em: 24 jan. 2017.

Scianni, A. L. Avaliação preliminar do efeito das mudanças climáticas na geração da energia elétrica. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2014.

Seinfeld, J. H.; Pandis, S. N. *Atmospheric Chemistry and Physics - From Air Pollution to Climate Change*. Editora John Wiley & Sons, New York, 1998.

The Wind Power, Wind farms databases, 2017. Disponível em: < http://www.thewindpower.net/store_windfarms_view_all_en.php>. Acesso em 03 jan. 2017.

Vuuren, V. D. P.; Edmonds, J.; Kainuma, M.; Riahi, K. Thomsonm, A.; Hibbard, K.; Hurtt, G. C.; Kram, T.; Krey, V.; Lamarque, J. F.; Masui, T.; Meinshausen, M.; Nakicenovic, N.; Smith, S. J.; Rose, S. K. The representative concentration pathways: an overview. *Climate Change*, v. 109, p. 5–31, 2011.

Witzler, L. T. Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise de complementaridade energética no Sistema Interligado Nacional. Dissertação. (Mestrado em Energia). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo – SP, 2015.

Witzler, L. T.; Ramos, D. S.; Camargo, L. A. S.; Guarnier, E. Reconstruction of wind generation historical series aiming at the analysis of energy complementarity: Methodology and applications. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2016.

WWEA, World wind market has reached 486 GW from where 54 GW has been installed last year, 2017. Disponível em: < <http://www.wwindea.org/11961-2/>>. Acesso em: 01 dez. 2016.

WWEA, Key Statistics of World Wind Energy Report , 2013. Disponível em: < http://www.wwindea.org/webimages/WWEA_WorldWindReportKeyFigures_2013.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2016.

Zetterqvist, L. Statistical estimation and interpretation of trends in water quality time serie. Water Resources Research, v. 27, p. 1637–1648, 1991.

ANEXOS

ANEXO A – Artigo XII Latin-American Congress on Electricity, Generation and Transmission

Avaliação da Complementaridade das Usinas Hidráulicas e Eólicas frente às Mudanças Climáticas

N. Scherner, J. W. Marangon Lima, L. M. Marangon Lima, A.R. de Queiroz

Abstract- Wind and hydro power plants are classified into renewable energy because they contribute to decrease the greenhouse effect. However, the power production by these sources depends on the climate variables like precipitation and wind which can be affected by climate changes. Most of expansion and operation studies carried out by the National Interconnected System (SIN) in Brazil use historical data of these variables and do not take into consideration the dynamics associated with climate changes. Thus, it is recommended to analyze such changes into the current operational planning, mainly because almost 90% of the power generation in Brazil comes from hydro and wind sources.

Some studies prove the existence of the complementarity between wind and water sources in several regions of Brazil, through the analysis of historical wind and precipitation series. This paper analyses the wind and precipitation time series behavior and their correlation using both the historical and future data. The future data are the results from the Global Climate Models (GCM), based on the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) with the current update of the last meeting in 2014. These are further transformed by downscaling to obtain a better resolution using the ETA regional model. The regional model ETA has been the main tool to produce weather and climate forecasts over South America since 1996 by the National Institute for Spatial Research (INPE).

Index Terms-- Climate Change, Hydroelectric power generation, Hydro-Wind Complementary, Wind power generation

I. NOMENCLATURA

ACF	Função de Autocorrelação
EOL	Usina Eólica
EPE	Empresa Brasileira de Pesquisa Energética
GCMs	Global Climate Models
INPE	Instituto Brasileiro de Pesquisa Espacial
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ONS	Operador do Sistema Elétrico Brasileiro

ONU	Organização das Nações Unidas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RCP	Representative Concentration Pathway
RCMs	Regional Climate Models
SIN	Sistema Interligado do Brasil
UHE	Usina Hidrelétrica

II. INTRODUÇÃO

As usinas eólica e hidrelétrica são consideradas fontes renováveis de energia, ou seja, sua produção energética é suportada por combustíveis renováveis, bem como as plantas solar, biomassa, geotérmica e maré motriz. Além disso, são consideradas fontes limpas de energia pois durante a sua produção não há emissão de gases que contribuem para o aquecimento global. Apesar destas fontes não contribuírem para o aquecimento global, o seu “combustível” depende das variáveis climáticas que são afetadas por este aquecimento. A avaliação do comportamento destas variáveis, bem como sua previsão, é importante para o planejamento e operação do SIN.

Fontes de energia relacionadas com o clima, como fontes de energia eólica, solar e hídrica são variáveis no tempo e no espaço. Com a crescente penetração de tais fontes de energia, é necessário conhecer o comportamento das variáveis climáticas visto que são fontes intermitentes e com pouca margem de armazenamento mesmo para as usinas hidrelétricas atuais que tem pouco volume de água nos reservatórios. Com a diversidade das fontes primárias que são utilizadas para compor o parque gerador e o seu pouco grau de regulação, é importante conhecer não só o comportamento individual destas fontes mas também as complementaridades existentes. Isto é importante para compor o balanço energético de curto prazo, e também o de longo prazo que afeta o planejamento da expansão.

O risco de déficit de energia vem crescendo nos últimos anos no Brasil, em consequência da redução dos investimentos no setor elétrico aliado com as mudanças climáticas [1]. Diante disto, cresceram os incentivos em micro e mini geração de energia por meio de recursos energéticos renováveis nos últimos anos, através de programas governamentais como PROINFA e Resolução Normativa 482/2012 [2] [3].

Atualmente o parque gerador brasileiro é composto por usinas hidrelétricas, termoeletricas, eólicas, solares, nuclear e

N. Scherner está na Universidade Federal de Itajubá (e-mail: nayanascherner@hotmail.com)

J. W. Marangon Lima está no Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da Universidade Federal de Itajubá (e-mail: marangon@projosom.com.br)

L. M. Marangon está na Marangon Consultoria & Engenharia, MC&E (email: luana@marangonenergia.com.br)

A. R. de Queiroz está no Civil Construction and Environmental Engineering Department of the North Carolina State University, NCSU (email: ardequei@ncsu.edu).

biomassa. Mais especificamente, cerca de 62% da geração provém das usinas hidrelétricas, 27% das usinas termoeletricas e 6,88% de usinas eólicas. Entre os futuros empreendimentos de geração renováveis que irão compor o parque gerador brasileiro, as usinas eólicas possuem maior representatividade, compreendem cerca de 300 empreendimentos (em construção e em construção ainda não iniciada), totalizando 7599 MW a mais de capacidade de geração por fontes eólicas, destacando-se a sua importância para composição da matriz energética brasileira [4]. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2023 [5] esta capacidade pode chegar a representar cerca de 11,7% (22,4 GW) em 2023.

Muitos trabalhos comprovam a existência da complementaridade entre fonte eólicas e hídricas em diversas regiões do Brasil, através da análise de séries históricas de vento e precipitação [6] [7]. A região nordeste do país destaca-se das demais, pois é a região com maior produção de energia por fontes eólicas e, quando se analisa as séries históricas de precipitação e de velocidade de vento, nota-se que nos períodos hidrológicos secos a intensidade do vento aumenta. Já a região Sul, segunda maior produtora de energia por plantas eólicas, apresenta comportamento diferenciado, ou seja, nos períodos de hidrologia úmida o vento apresenta maior velocidade, não subsistindo complementaridade energética hidro-eólica internamente à região, porém quando verificado no contexto nacional, a maior intensidade do vento da região sul é complementar à baixa precipitação das demais regiões do país, podendo vir a assumir papel relevante no suprimento da demanda do SIN.

O objetivo deste trabalho é verificar se a complementaridade hidro-eólica observadas nas séries históricas, até o momento, permanecem válidas para o futuro em decorrência do aquecimento global, para as regiões Nordeste e Sul do Brasil. Para este estudo foram utilizadas as séries de vento e precipitação do modelo ETA, modelo que tem sido utilizado operacionalmente para produzir previsões de tempo sobre a América do Sul desde 1996 pelo INPE, para diferentes cenários climáticos. Os dados de precipitação foram transformados em vazão através do modelo chuva-vazão, MGB-IPH, enquanto que os dados de velocidade de vento foram tratados para melhor corresponder com a realidade.

No capítulo III será apresentando a preocupação global com as mudanças climáticas, causadas pelo efeito estufa, e modelos climáticos que já abordam o aquecimento global nas suas previsões para o futuro. O Capítulo IV mostra como foram estabelecidas as séries futuras de velocidade de vento e vazão d'água, bem como, as localidades que serão estudadas. O Capítulo V aborda a metodologia estatística que será utilizada para avaliação das séries de velocidade de vento e vazão d'água projetadas, bem como a análise de correlação e tendência. No Capítulo VI será apresentado o estudo de caso, ou seja, avaliação da complementaridade hidro-eólica no longo prazo. O Capítulo VII traz as principais conclusões obtidas no estudo de caso realizado e, por fim, o Capítulo VIII apresenta as referências utilizadas neste artigo.

III. MUDANÇAS CLIMÁTICAS

As mudanças climáticas são causadas pela emissão excessiva de gases que provocam o efeito estufa (gás carbono, metano, óxido nitroso, entre outros), em atividades como a queima de combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão mineral), para geração de energia elétrica e locomoção.

As alterações no clima já são perceptíveis aos seres humanos nas diversas partes do mundo devido aos diversos acontecimentos, tais como os desastres ambientais (aumento da incidência de grandes tempestades, furacões ou tufões e tornados), redução das aflúncias dos rios, onde áreas úmidas passam por períodos de estiagem, aumento do nível do mar (devido ao descongelamento das geleiras) e diminuição da produtividade das lavouras.

Para evitar o colapso mundial e limitar o aquecimento global, em 12 de dezembro de 2015 todos os países assinaram o Acordo de Paris, onde comprometeram-se em preparar e comunicar à ONU suas respectivas “Contribuições Nacionalmente Determinadas”, ou NDCs (Nationally Determined Contributions). As NDCs são um conjunto de metas e/ou políticas e ações domésticas a serem adotadas individualmente por todos os países, como parte dos esforços globais de combate à mudança do clima.

Além da meta de redução de gases que provocam o efeito estufa, as NDCs podem conter medidas adicionais, que condizem a meta do Acordo de Paris em que aumento máximo da temperatura seja de 2°C.

A NDC do Brasil comprometeu-se em reduzir em 37% a emissão de gases que provocam o efeito estufa (considerando o ano 2005 como base) até 2025, e as medidas adicionais, estabelecidas pelo Acordo de Paris, integram mudanças nos setores agrícola, industrial, transportes e energético. No que diz a respeito ao setor energético, a NDC do Brasil tem como principais desafios a expansão da geração elétrica por fontes renováveis (além da hídrica), aumentar os ganhos em eficiência energética, garantir o atendimento aos critérios de segurança do fornecimento no médio e longo prazo, e manter o baixo nível de emissão de gases do efeito estufa pela produção de energia elétrica [8].

Nesse contexto, impulsionados pelas variações climáticas e na tentativa de avaliar e mitigar os impactos das mesmas no período de longo prazo no Brasil, considerou-se os Modelos Climáticos Globais ou GCMs (Global Climate Models), como a principal ferramenta de representação de processos e fenômenos críticos para o estudo das variações climáticas globais. Estes modelos possuem resolução de cerca de 200 a 100 km, e, portanto, são incapazes de capturar informações como topografia, bacias hidrográficas e linhas costeiras em suas simulações. Assim, os Modelos Climáticos Regionais ou RCMs (Regional Climate Models) desempenham um papel importante na redução da escala de simulação dos GCMs, pois, por trabalharem com escalas de grade reduzida, são capazes de captar melhor as informações da área que se deseja avaliar o impacto das mudanças climáticas, bem como a amplitude de um fenômeno [9] [10].

A. Modelos Climáticos

Neste artigo, foram utilizados dois GCMs, HadGEMs-ES e MIROC5, e a eles aplicou-se a redução de escala através do Modelo ETA, utilizado pelo INPE. Estes modelos deram origem a dois modelos RCMs: ETA HadGEMs-ES e ETA MIROC5. O Modelo HadGEMs-ES é um modelo britânico que avalia as mudanças climáticas, criado pelo Hadley Center, observando os efeitos das químicas e do aerossol na atmosfera para representação do gás carbono e poluição, possuindo resolução de 1,3° latitude e 1,9° de longitude. O MIROC5, também conhecido como Modelo Interdisciplinar sobre Clima, é um modelo japonês que simula os efeitos climáticos devido as condições de poluição atmosférica por aerossóis em escala global, cuja resolução é de 1,4° de latitude e 1,4° de longitude.

Aos dois modelos foram aplicadas trajetórias de concentração de gases de efeito, publicados no Quinto Relatório de Avaliação (AR5) do IPCC, denominados de RCPs (Representative Concentration Pathway), sendo estes RCP 2.6, RCP 4.5, RCP 6.0 e RCP 8.5 [11].

O RCP 2.6 pressupõe que as emissões anuais globais atingem um pico entre 2010-2020, com as emissões diminuindo substancialmente posteriormente, esta trajetória representa a baixa emissão de gases e como consequência a baixa forçante radiativa. O RCP 4.5 apresenta o pico de emissões gases do efeito estufa em torno de 2040 e depois declinam. No RCP 6.0 as emissões atingem o pico em torno de 2080 decrescendo para os próximos anos. Os RCPs 4.5 e 6.0 representam emissões de gases moderada, ou seja, são trajetórias de forçantes radiativas médias. No RCP 8.5, as emissões de CO₂ aumentam ao longo do século XXI, apresenta forçante radiativa elevada, com maior emissão de gases poluente. Enquanto RCP 2.6 projeta o aquecimento global entorno de 1°C até o final do século XXI, o RCP 8.5 apresenta aquecimento de 4°C. A Fig. 1 apresenta o comportamento de cada RCP com relação a de emissões de gases até 2100 [12].

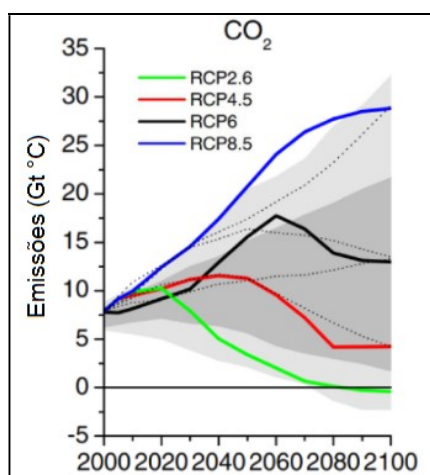


Fig. 1. Representação dos RCPs utilizados no AR5 do IPCC

Para avaliação das variáveis precipitação e velocidade do vento, no longo prazo, que são a base deste trabalho, foi adotada a trajetória de emissão RCP 8.5, pois sua performance

é melhor que as demais trajetórias quando comparado com o que vem ocorrendo atualmente no clima da América do Sul.

Assim, cada modelo regional, ETA-HadGEMs-ES e ETA-MIROC5, foi submetido à trajetória de emissão de gases RCP 8.5 para o período futuro, dando origem a dois modelos: ETA-HadGEMs-ES 8.5 e ETA-MIROC5 8.5. Para fins didáticos, estes modelos foram separados em dois períodos, um sendo o período histórico (1961-1990) e outro o futuro (2011 - 2100).

A Fig. 2, traz o comparativo da temperatura para o modelo ETA-HadGEMs-ES 8.5 e ETA MIROC5 8.5 em três regiões do Brasil: Norte, Nordeste e Centro-Sul. Verifica-se o aquecimento da atmosfera com o passar dos anos, e o modelo ETA-HadGEMs-ES 8.5 apresenta temperaturas elevadas em relação ao ETA-MIROC5 8.5 em todos os períodos [10].

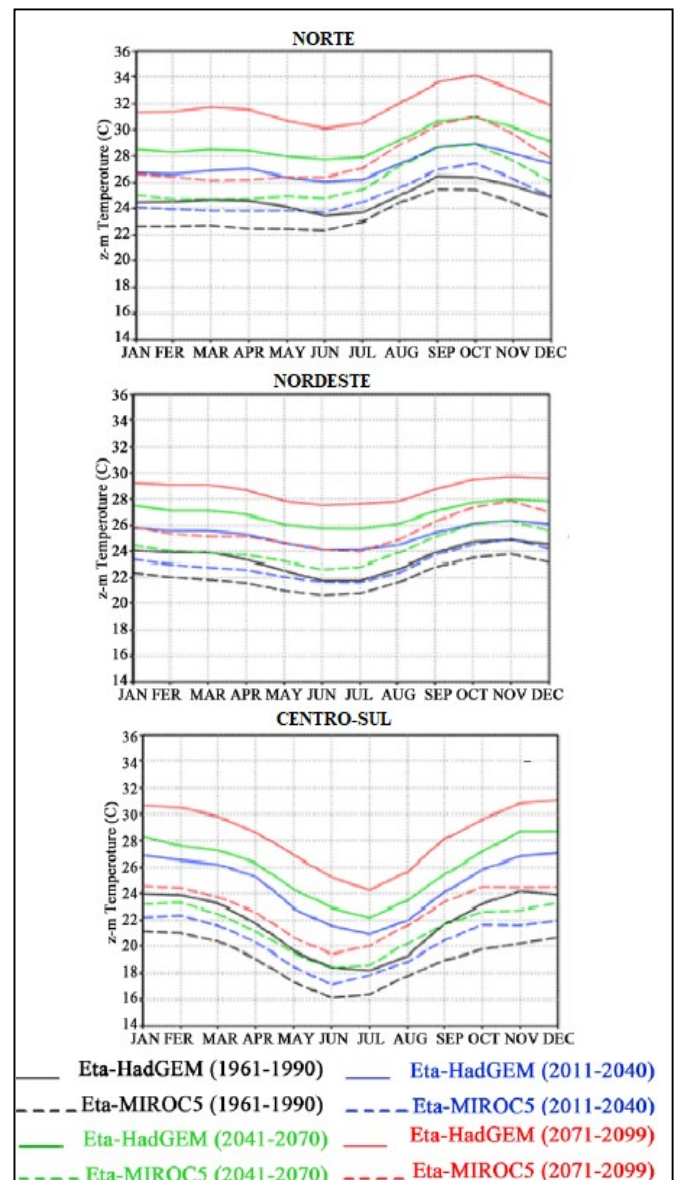


Fig. 2. Média de temperatura no ciclo anual, para os modelos ETA-HadGEMs-ES 8.5 e ETA-MIROC5 8.5, em três regiões do Brasil

IV. CONSTRUÇÕES DAS SÉRIES FUTURAS DE VELOCIDADE DE VENTO E VAZÃO D'ÁGUA

Para construção das séries futuras de velocidade de vento e vazão d'água primeiramente determinou-se as localidades que serão estudadas a complementaridade hidro-eólica. Tais localidades são as mesmas adotadas por Witzler (2015) [6], cujo trabalho avaliou a complementaridade hidro-eólica através das séries históricas de vento para sites localizados em quatro estados brasileiros: Rio Grande do Norte, Bahia, Ceará e Rio Grande do Sul. A escolha destas regiões foi feita através da listagem dos empreendimentos de geração eólica vencedores do leilão de energia reserva (LER), leilões de energia nova (LEN), leilões de fontes alternativas (LFA), PROINFA e parques eólicos cuja a energia é comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

TABELA I
REGIÕES DE ESTUDO

Código	Cidade	Estado
1	Amontada	Ceará
2	Aracati	Ceará
3	Caetité	Bahia
4	Morro do Chapéu	Bahia
5	Currais Novos	Rio Grande do Norte
6	João Câmara	Rio Grande do Norte
7	Coxilha Negra	Rio Grande do Sul
8	Estrada Senandes	Rio Grande do Sul

Além disso, um estudo realizado pela EPE (2013) [13], cujo objetivo era avaliar o potencial eólico da região Sul e Nordeste do Brasil, apontou que os futuros parques eólicos nestas regiões podem agregar valor no planejamento de expansão do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). A Tabela I atraz as localidades que serão estudadas.

Para os dados de vazões d'água utilizou-se as vazões das UHEs mais próximas das regiões onde foram extraídos os dados de velocidade do vento, sendo estas: duas UHEs localizadas na bacia do Rio São Francisco, região nordeste do Brasil, as UHEs Complexo Paulo Afonso e Sobradinho, e duas na região sul Brasil, as UHEs Dona Francisca (bacia do Rio Jacuí) e Castro Alves (bacia do Rio Taquari-Antas).

A. Séries Futuras de Velocidade de Vento

Para a construção das séries futuras de velocidade vento com a integração das mudanças climáticas, foram extraídos os dados de velocidade vento dos modelos ETA-HadGEMs-ES 8.5 e ETA-MIROC5 8.5. Os dados de velocidade de vento destes modelos são especificados em médias diárias e medidos para 10 metros de altura em relação ao solo. Portanto, necessitou-se fazer ajustes nestes dados para adequá-los aos modelos a serem utilizados e comparados. Sendo assim, primeiramente foi necessário padronizar os dados de vento à altura das turbinas dos aerogeradores, através da extrapolação vertical do vento, visto que, as mesmas estão geralmente instaladas acima de 100 metros de altura em relação ao solo.

Nesta altura a influência da rugosidade do terreno é minimizada além da diminuição na existência de obstáculos e na estabilidade térmica que podem influenciar na redução da velocidade do vento e no desempenho do aerogerador.

Adotou-se o método logarítmico [14] para realizar a extrapolação dos dados dos modelos climáticos, através de (1).

$$v = \frac{v^*}{K} \left(\ln \left(\frac{h}{z_0} \right) - \Psi \right) \quad (1)$$

Onde, v é a velocidade na altura h em m/s, v^* é a velocidade de atrito em m/s, z_0 é o comprimento de rugosidade em relação ao solo medido em m, K é a constante adimensional de Von Karman ($k=0,4$), Ψ é o fator de correção do perfil atmosférico devido à influência do fluxo de calor do solo.

Na Eq. (1) a velocidade é determinada para 120 metros de altura; z_0 foi considerado igual a 0,03m pois representa o valor típico para terrenos do tipo *campo* [14].

A velocidade de atrito v^* é dada pela Eq. (2).

$$v^* = \frac{v \cdot K}{\ln \left(\frac{h}{z_0} \right)} \quad (2)$$

Em (2), v corresponde a velocidade extraída dos modelos climáticos e h a sua respectiva altura de medição, no caso 10 metros.

O cálculo de Ψ é determinado para três condições, estável, instável e neutra.

Para a condição estável:

$$\Psi = -4,7 \frac{h}{L} \quad (3)$$

Para a condição instável:

$$\Psi = \left(1 - 16 \frac{h}{L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (4)$$

Para a condição neutra, Ψ é nulo.

Onde, L é o comprimento de estabilidade de Monin-Obukhov (m^2/kg). Neste trabalho foi adotado o valor de 1000 m^2/kg para a condição estável, -1000 m^2/kg para a condição instável [15].

Assim, foi determinada a velocidade do vento na altura de 120 metros, para as três condições atmosféricas: estável, instável e neutra. Contudo necessitou-se avaliar a porcentagem do dia em que cada uma destas condições está ativa, para tal utilizou-se o critério de estabilidade de Richardson [16], que determina para cada hora do dia a condição atmosférica através da avaliação da temperatura e velocidade do vento em níveis diferentes em relação ao solo, conforme (5).

$$RI = \frac{g}{\left(\frac{T_1 + T_2}{2} \right) + K} \times \frac{(T_2 - T_1) \times (h_2 - h_1)}{(v_2 - v_1)^2} \quad (5)$$

Onde, g é gravidade, K a constante de Kelvin, T_1 e T_2 , as temperaturas no nível 1 e nível 2, h_1 e h_2 as alturas no nível 1 e nível 2, e v_1 e v_2 as velocidades do vento no nível 1 e nível 2.

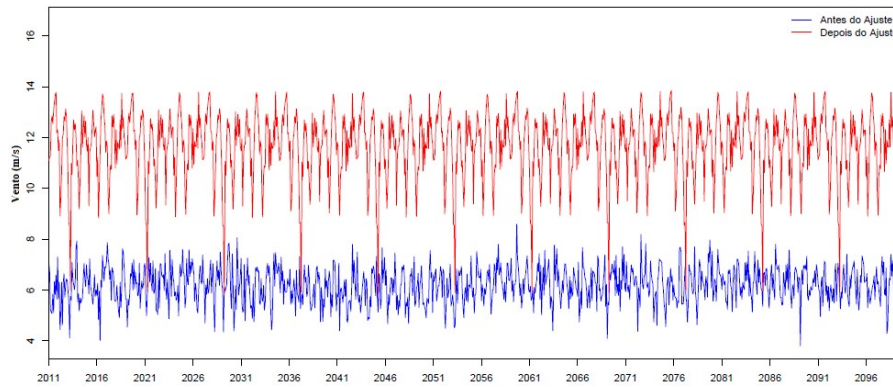


Fig. 3. Aplicação da Taxa de Câmbio nos dados dos modelos climáticos

Para o critério de estabilidade foram adotadas das seguintes condições: se RI for menor que -0,03 considera-se instável, se for maior que 0,01 é estável e se estiver entre -0,03 e 0,01 é considerado neutro. E assim, determina-se para cada dia do ano o percentual das condições atmosféricas [16].

Porém para calcular o critério de estabilidade de Richardson foram utilizados os dados de medição histórica doados pela Vestas do Brasil [6], por estes possuírem medições horárias de velocidade de vento e temperatura, e em diferentes alturas. Assim, determinou-se as porcentagens de cada condição atmosférica para cada mês do ano nos quatro estados brasileiros em estudo.

Com os dados históricos e futuros dos modelos climáticos já extrapolados, foi necessário fazer o ajuste nas projeções climáticas através da metodologia "Delta Change", pois os dados históricos dos modelos climáticos não conseguem representar perfeitamente o clima atual e seus resultados apresentam alguns erros [9]. Portanto, utilizou-se o histórico do modelo VORTEX, modelo atmosférico de Mesoescala on-line que fornece velocidades de vento estimadas para locais onde não existem medições de longo período, para ajuste nos dados dos modelos climáticos.

O "Delta Change" é fundamentado no cálculo das anomalias existentes entre os valores estimados pelos modelos climáticos entre o período histórico e futuro. Esta taxa ou anomalia é aplicada ao histórico real e construída a série futura.

A Fig. 3 traz como exemplo uma série de vento antes e depois da aplicação da Taxa de Câmbio. A linha em azul representa os dados não ajustados e a linha vermelha os dados após o ajuste de viés. Nota-se, um delta positivo após ajuste, mostrando a sua relevância para que os dados dos modelos climáticos se assemelhem com a realidade.

Com as séries de vento dos modelos climáticos ajustados, o último passo é transformar as séries diárias em mensais, para analisar a correlação com as séries de vazões d'água que estão em base mensal.

B. Séries Futuras da Vazão D'água

Para a simulação hidrológica das bacias, bem como das vazões que passam pelas usinas de interesse, utilizou-se o

modelo hidrológico MGB-IPH [9] em Queiroz et al (2016) [17], para reconstrução das vazões das bacias hidrológicas brasileiras através dos dados dos modelos climatológico.

O MGB-IPH foi desenvolvido para representar os processos de transformação da chuva em vazão nas bacias de grande escala [18]. Desta maneira, as UHEs são detalhadas com configurações de localização, curso d'água, bacia e área da bacia de drenagem [19].

O modelo hidrológico MGB-IPH proporciona a simulação hidrológica em bacias as quais a área é superior a 10.000 km². Este modelo já foi também aplicado com sucesso em outros estudos relacionados aos impactos das mudanças climáticas nas bacias hidrográficas, tais como Nóbrega et al (2011) [20] e Bravo et al (2014) [21].

Neste trabalho para as séries de vazões históricas das UHEs adotou-se as vazões registradas pelo ONS [21] e as vazões futuras os resultados obtidos pelo modelo MGB-IPH.

V. METODOLOGIA

Para a realização deste estudo, fez-se necessário o uso de ferramentas estatísticas, como funções de distribuições de probabilidade, análise de tendência e análise de correlação.

A. Distribuição de Probabilidade

A distribuição de probabilidade consiste em numerar qual é a probabilidade de ocorrência de uma determinada variável em uma série de dados.

Neste artigo, analisaremos qual a função de densidade de probabilidade dos dados de velocidade do vento, ou seja, a probabilidade de a velocidade do vento estar entre dois valores.

$$p(v_a \leq v \leq v_b) = \sum_{i=a}^b p(v_i) \quad (6)$$

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

$$\sum_{i=0}^{\infty} p(v_i) = 1 \quad (7)$$

Existem várias funções densidade de probabilidade que

podem representar o comportamento do vento, dependendo do padrão eólico da localidade. As principais distribuições de probabilidade utilizadas na medição dos dados de velocidade de vento são:

- Distribuição Normal ou Gaussiana;
- Distribuição Normal bi-variável;
- Distribuição de Weibull;
- Distribuição Exponencial;
- Distribuição de Rayleigh.

Porém, na busca de uma única distribuição que melhor retratasse a velocidade dos ventos, foi constatado que a distribuição de Weibull melhor representa o comportamento do vento, visto que, a Weibull incorpora a distribuição exponencial ($k=1$), a distribuição de Rayleigh ($k=2$) e tem uma boa aproximação da Gaussiana com $k=3,5$. Onde a distribuição de probabilidade de Weibull é dada por (8):

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (8)$$

Os parâmetros forma (k) e de escala (c) são determinados por (9) e (10), respectivamente.

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (9)$$

$$c = \bar{v} \left(0,568 + \frac{0,433}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \quad (10)$$

Onde, $\bar{v}$ é a velocidade média da série de vento e σ_v o desvio padrão da velocidade do vento.

B. Análise de Tendência

Ao se analisar uma série de dados, além de gráficos, tabelas e cálculo de medidas de posição e dispersão, é importante verificar o movimento ao longo do tempo, ou seja, a tendência das observações.

A tendência pode ser determinada pelo método das variações percentuais, ou seja, a divisão de um valor observado no período atual (n) pelo seu valor no período anterior ($n-1$). Assim, verifica-se a ocorrência da taxa de crescimento ou decrescimento do valor observado, sendo esta a sua tendência que poderá ser aplicada para estimar o período futuro ($n+1$).

Neste artigo será analisado a tendência dos dados de velocidade de vento no período futuro para as diferentes localidades em estudo.

C. Método de Correlação

Métodos de correlação são empregados quando deseja-se avaliar a relação entre medidas quantitativas. Neste artigo, utilizou-se o coeficiente de correlação de Pearson para avaliar a complementaridade das séries de velocidade de vento vazão d'água.

O coeficiente de Pearson (ρ) mede o grau da direção entre duas variáveis, ou seja:

- $\rho = 1$, correlação é perfeitamente positiva entre as duas variáveis;
- $\rho = -1$, correlação é perfeitamente negativa entre as duas

variáveis, isto é, se uma aumenta, a outra sempre diminui;

- $\rho = 0$, significa que as duas variáveis não dependem uma da outra, ou seja, não existe associação linear.

O coeficiente de Pearson é determinado por (11):

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (11)$$

Ou seja,

$$\rho = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sqrt{\text{var}(X) \cdot \text{var}(Y)}} \quad (12)$$

Onde, x_i e y_i são os valores medidos de ambas as variáveis, e $\bar{x}$ e $\bar{y}$ as médias aritméticas para ambas as variáveis.

A Tabela II a seguir apresenta a interpretação do coeficiente de Pearson [23].

TABELA II
INTERPRETAÇÃO DO COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DE PEARSON

Valor de ρ (+ ou -)	Interpretação
0,00 a 0,19	Correlação bem fraca
0,20 a 0,39	Correlação fraca
0,40 a 0,69	Correlação moderada
0,70 a 0,89	Correlação forte
0,90 a 1,00	Correlação muito forte

VI. ESTUDO DE CASO

Em virtude da sazonalidade dos regimes pluviométricos e a localização geográfica do Brasil, acredita-se na existência de um reforço sazonal de geração por parte das usinas eólica no país.

Em estudos realizados por Amarante et. al. (2001) [7] e Witzler (2015) [6], foi avaliada a complementaridade sazonal hidro-eólica das regiões Nordeste e Sul do Brasil, através de séries históricas de vento e precipitação. Ambos comprovaram que a região Nordeste apresenta correlação negativa entre vento e precipitação, ou seja, nos períodos de baixa intensidade pluviométrica aumenta a velocidade dos ventos. Já na região Sul, a complementaridade é positiva, ou seja, no período chuvoso a velocidade dos ventos se intensifica, mas isto não deixa de ser vantajoso, pois o período de máximo pluviométrico registrado para a região Sul é o mesmo do mínimo registrado da região Sudeste, sendo esta a região com maior capacidade de armazenamento hidráulico e também com a maior demanda de energia do SIN. Desta forma, a região sul exporta energia para a região sudeste para o atendimento da sua demanda, bem como, auxilia na redução do deplecionamento dos reservatórios do Sudeste.

O objetivo deste trabalho é avaliar se a complementaridade hidro-eólica avaliada nas séries históricas permanece válida para o período futuro, bem como, a sua intensidade, em decorrência do efeito das mudanças climáticas para as regiões Nordeste e Sul do Brasil. Para as séries históricas de vento utilizou-se o histórico do modelo VORTEX, e para a vazão d'água os dados medidos pelo ONS. As séries futuras foram construídas através dos dados dos modelos climáticos. Antes de fazer a análise de complementaridade, foi necessário fazer

uma análise estatística das séries futuras de velocidade de vento resultante dos modelos climáticos. O objetivo foi verificar a aderência entre o histórico e futuro para cada localidade das eólicas avaliadas, identificando a necessidade de correção de viés e validando as séries que serão utilizadas.

Primeiramente, analisou-se a correlação entre as eólicas selecionadas para este artigo, para ambos modelos climatológicos, de acordo com a Fig. 4. Observa-se que para as localidades selecionadas, as eólicas da região Nordeste possuem forte correlação entre si, assim como as da região Sul também são fortemente correlacionadas entre si. Além disso, algumas usinas do Sul, como Coxilha Negra possui correlação com algumas EOL do Nordeste, como Amontada - CE, Aracati - CE e Morro do Chapéu - BA.

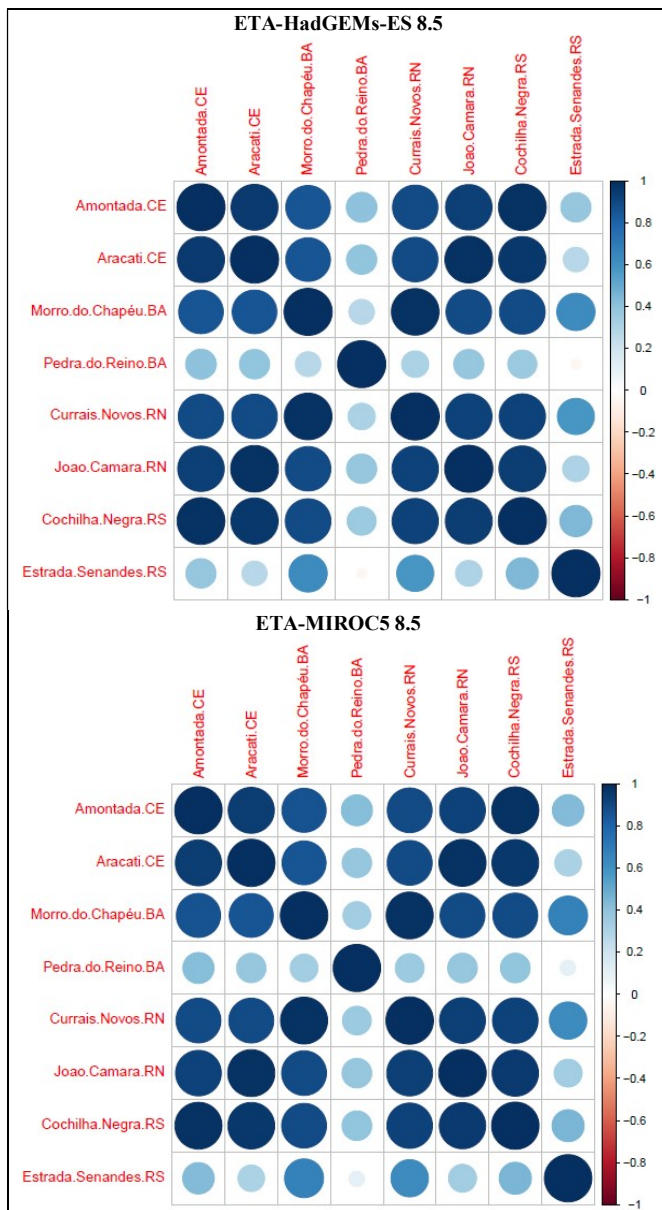


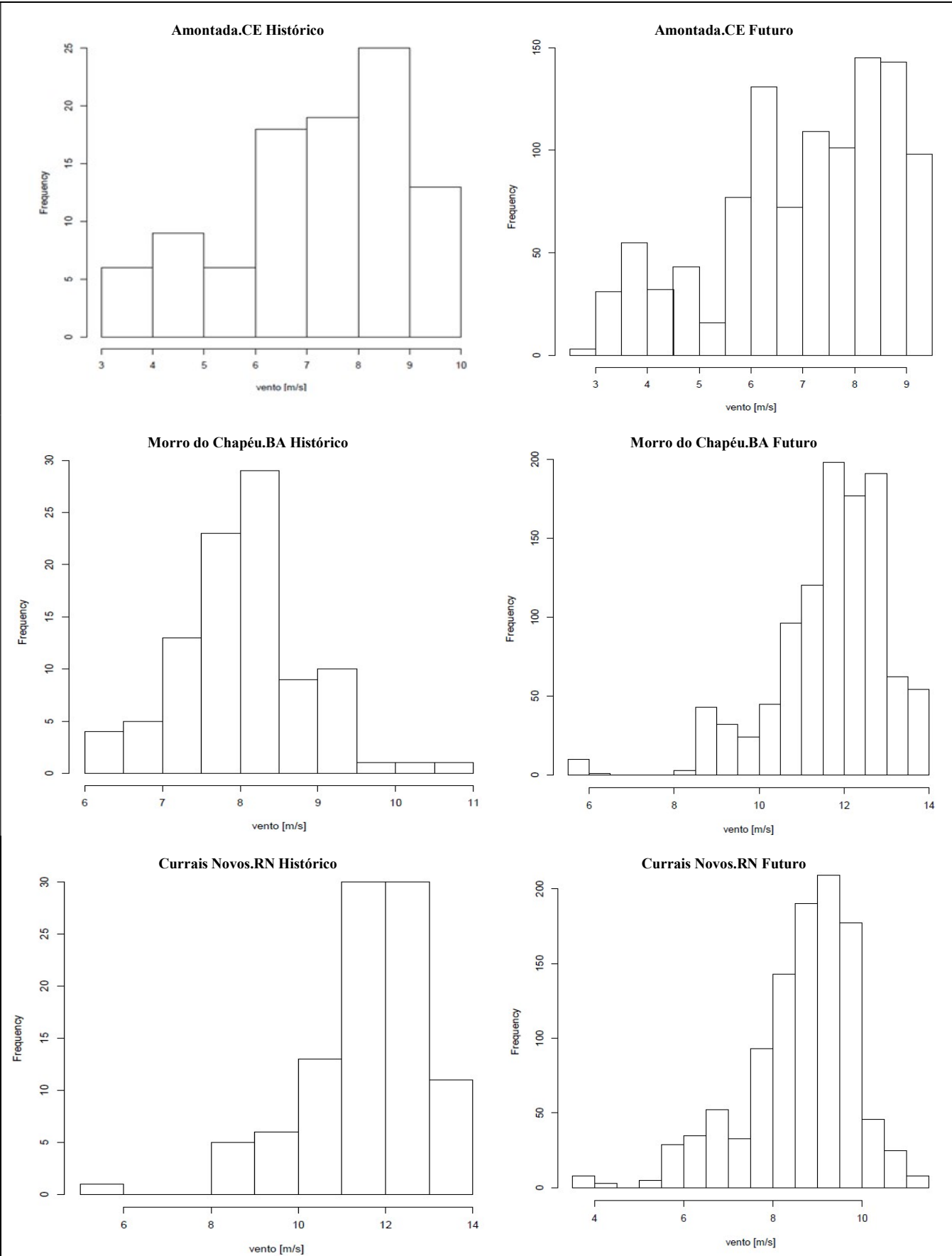
Fig.4. Análise de Correlação Eólica

Para simplificar estas análises e facilitar a apresentação dos resultados, foram selecionados três pontos na região Nordeste e uma na região Sul: Amontada - CE, Morro do Chapéu - BA, Currais Novos - RN e Coxilha Negra - RS. Além disso, devido às semelhanças observadas nas séries de vento do período futuro para os dois modelos climáticos, ETA-HadGEMs-ES 8.5 e ETA-MIROC5 8.5, nas análises apresentadas a seguir o período futuro será representado apenas pelas séries de velocidade de vento do modelo ETA-HadGEMs-ES 8.5.

A Fig. 5 apresenta os histogramas das séries de velocidade de vento, das eólicas selecionadas, para o período histórico e futuro. Observa-se, que a distribuição de frequências do futuro é correspondente com a do histórico para Amontada - CE, visto que, o intervalo de velocidade de vento com maior predominância no período futuro é o mesmo do histórico. Já para Morro do Chapéu - BA e Coxilha Negra - RS as maiores intensidades da velocidade de vento foram observadas em velocidades acima da verificada no período histórico, e Currais Novos - RN apresentou a maior frequência em velocidades abaixo do observado no período histórico. Pelo histograma observa-se que as séries de velocidade de vento tendem a seguir a distribuição de probabilidade Weibull como já mencionado na seção V.

Continuando a análise estatística das séries, a Fig. 6 mostra a função de autocorrelação para os dados históricos e futuro. A função de autocorrelação dá informações sobre a dependência temporal da série, ou seja, o quanto a informação em períodos passados é relevante para a observação no presente. O eixo x corresponde ao *lag* (defasagem), e o eixo y ao valor da correlação que varia de -1 a 1. Quando a correlação ultrapassa a linha pontilhada azul significa que aquele *lag* é relevante e significativamente correlacionado com o último valor, correlacionado com o último valor, positivamente ou negativamente. Observa-se em todos os gráficos que a ACF alterna de sinal e não decai exponencialmente identificando a possível presença de não estacionaridade e sazonalidade na série que parece se repetir a cada 12 meses. A exceção é a EOL Morro do Chapéu que apresenta um comportamento diferenciado dos dados históricos e parece não ter uma dependência temporal forte. Já nos dados futuros, a dependência se assemelha as demais eólicas. Portanto, acredita-se que seja uma falha no histórico que cobre apenas um curto período de tempo que não foi suficiente para gerar uma boa representação da série.

Para melhor avaliar a sazonalidade e verificar a existência de tendências no comportamento das séries temporais de velocidade de vento considera-se uma decomposição aditiva em três componentes explicativos: tendência, sazonalidade e termo aleatório. A tendência se refere à trajetória na qual a série parece se desenvolver ao longo de um intervalo de tempo, podendo ser de aumento, diminuição ou estacionária. A sazonalidade se refere ao fenômeno que se repete a cada período idêntico de tempo. O termo aleatório corresponde às variações adicionais que não podem ser explicadas pela tendência ou sazonalidade. A Fig. 7 apresenta os resultados obtidos para as séries temporais das eólicas considerando as



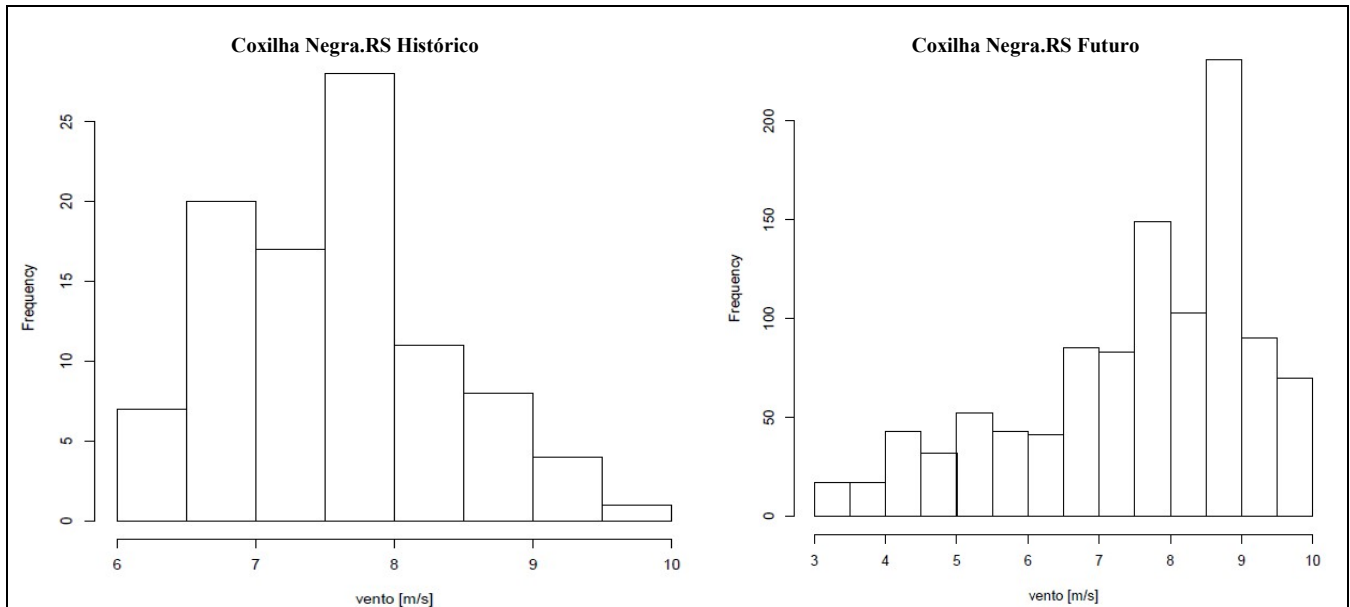


Fig. 5. Histogramas das séries de vento

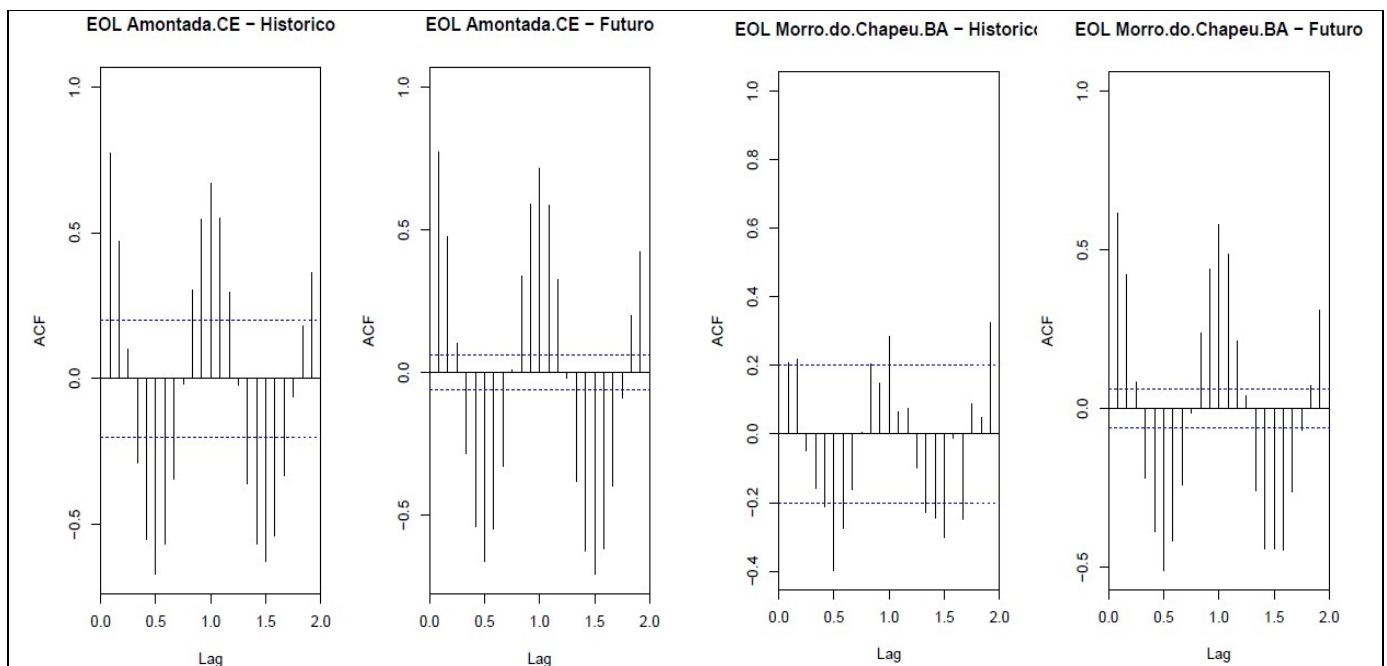
séries futuras. Observa-se que parece não haver tendência nas séries futuras e que a sazonalidade apresenta um padrão “bem comportado” no tempo.

Para confirmar os resultados da decomposição das séries foi utilizado o teste de Mann Kendall sazonal. Os resultados do teste mostram uma tendência de aumento na velocidade do vento apenas para a EOL Amontada no estado do Ceará, enquanto que para as demais localidades os resultados apontam para estacionariedade nas séries.

Terminado o processo de validação das séries futuras de velocidade do vento, foi feita a análise de complementariedade entre as eólicas e algumas hidrelétricas nas proximidades. Para

avaliar a correlação das séries de velocidade de vento e vazão d'água, no período histórico e futuro, aplicou-se o método de correlação de Pearson (apresentado no Capítulo V).

Para fins didáticos, optou-se por dividir a série de vento futuro em três períodos, sendo estes: Futuro 1 (2011-2041), Futuro 2 (2041-2070) e Futuro 3 (2071-2099) que também foram utilizados em [19]. As Figs. 8 e 9 apresentam os resultados obtidos para séries futuras dos modelos ETA-HadGEMs-ES 8.5 e ETA-MIROC5 8.5, respectivamente, e também para a série histórica que é igual para ambas as figuras.



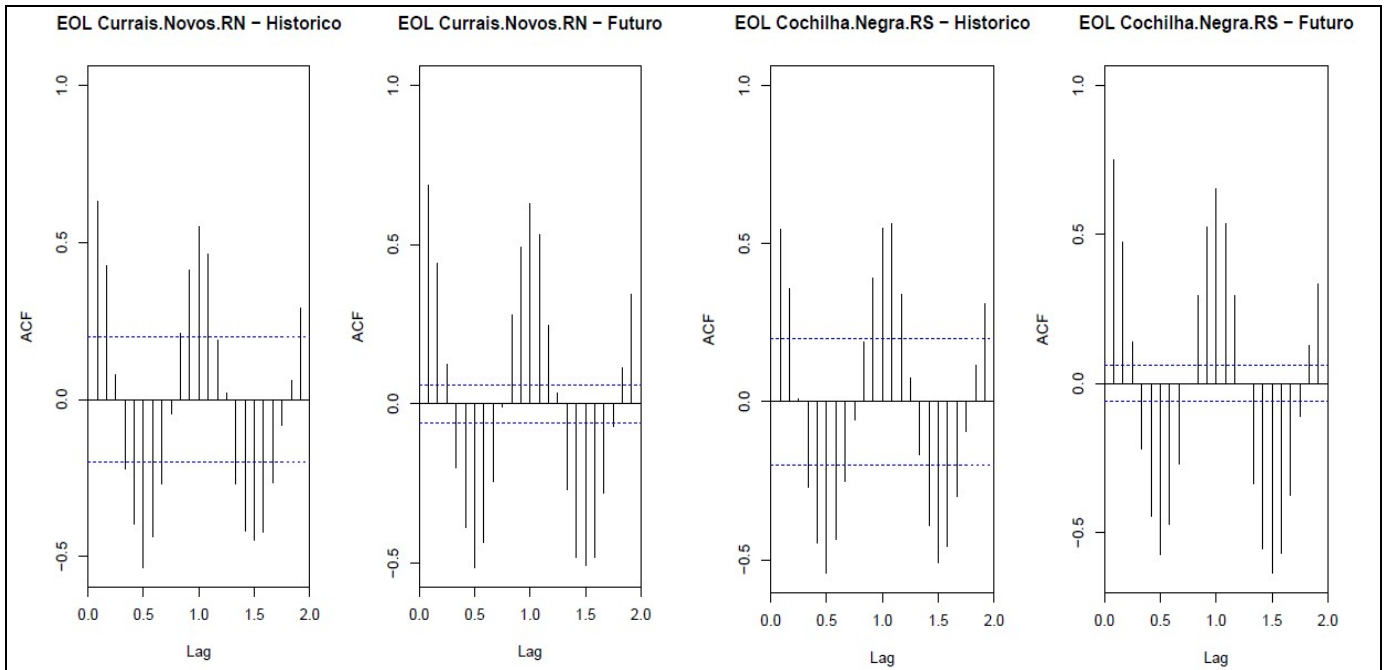
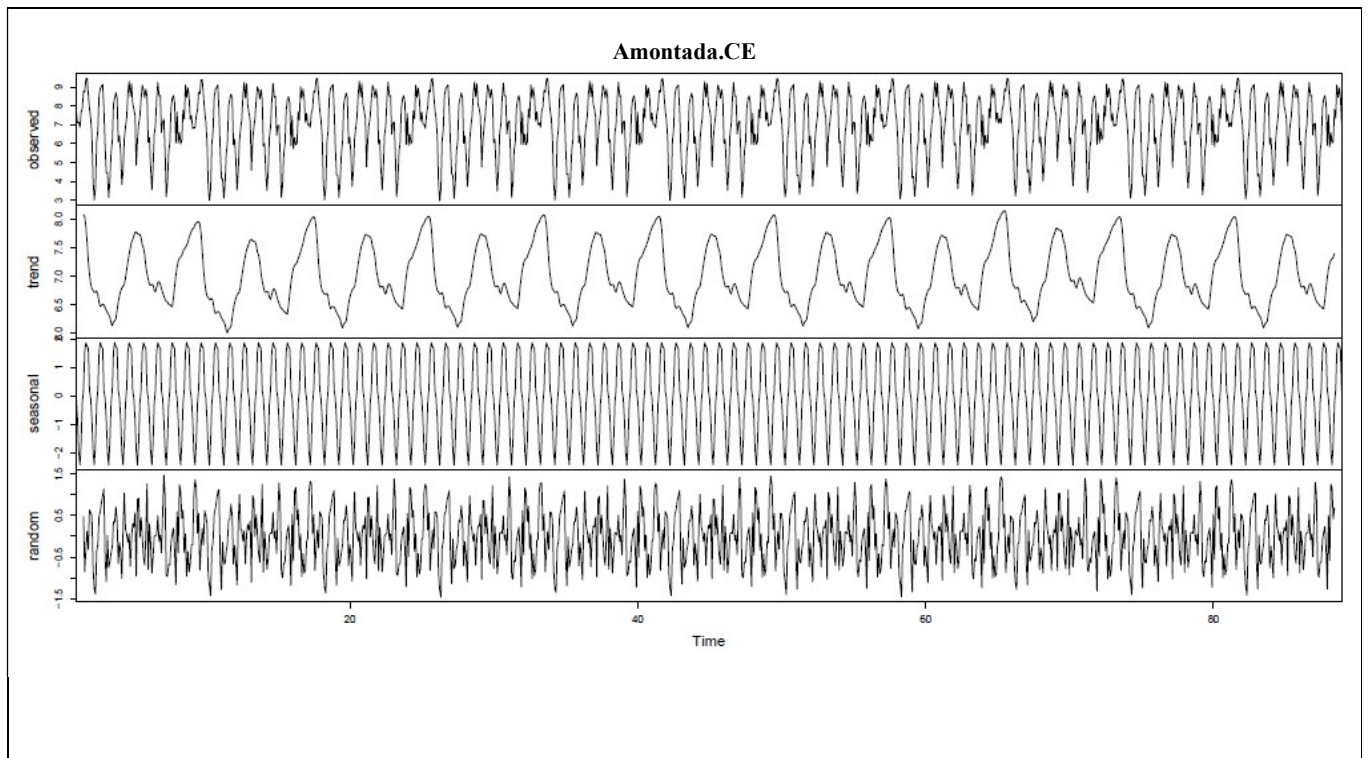


Fig. 6. Autocorrelação Histórico e Futuro das Eólicas

Verifica-se, na Fig. 8 que as séries históricas das UHEs Sobradinho e Complexo Paulo Afonso, e das eólicas da região Nordeste (Amontada-CE, Morro do Chapéu-BA e Currais Novos-RN) apresentam correlações negativas mais acentuadas do que as observadas nas séries futuras, porém a complementaridade entre as fontes eólica e hídrica continua válida para a região Nordeste no período futuro. A eólica Coxilha Negra - RS, região sul, apresentou alta correlação

positiva com as UHEs Dona Francisca-RS e Castro Alves-RS no período histórico, porém a intensidade desta correlação passa a diminuir nos períodos futuros.

Para o modelo ETA-MIROC5 8.5, Fig. 9, a correlação negativa, entre vazão d'água e velocidade de vento, apontada nas séries históricas da região nordeste, também apresenta redução do grau de correlação para as séries futuras, e a correlação positiva apresentada no Sul também perde força.



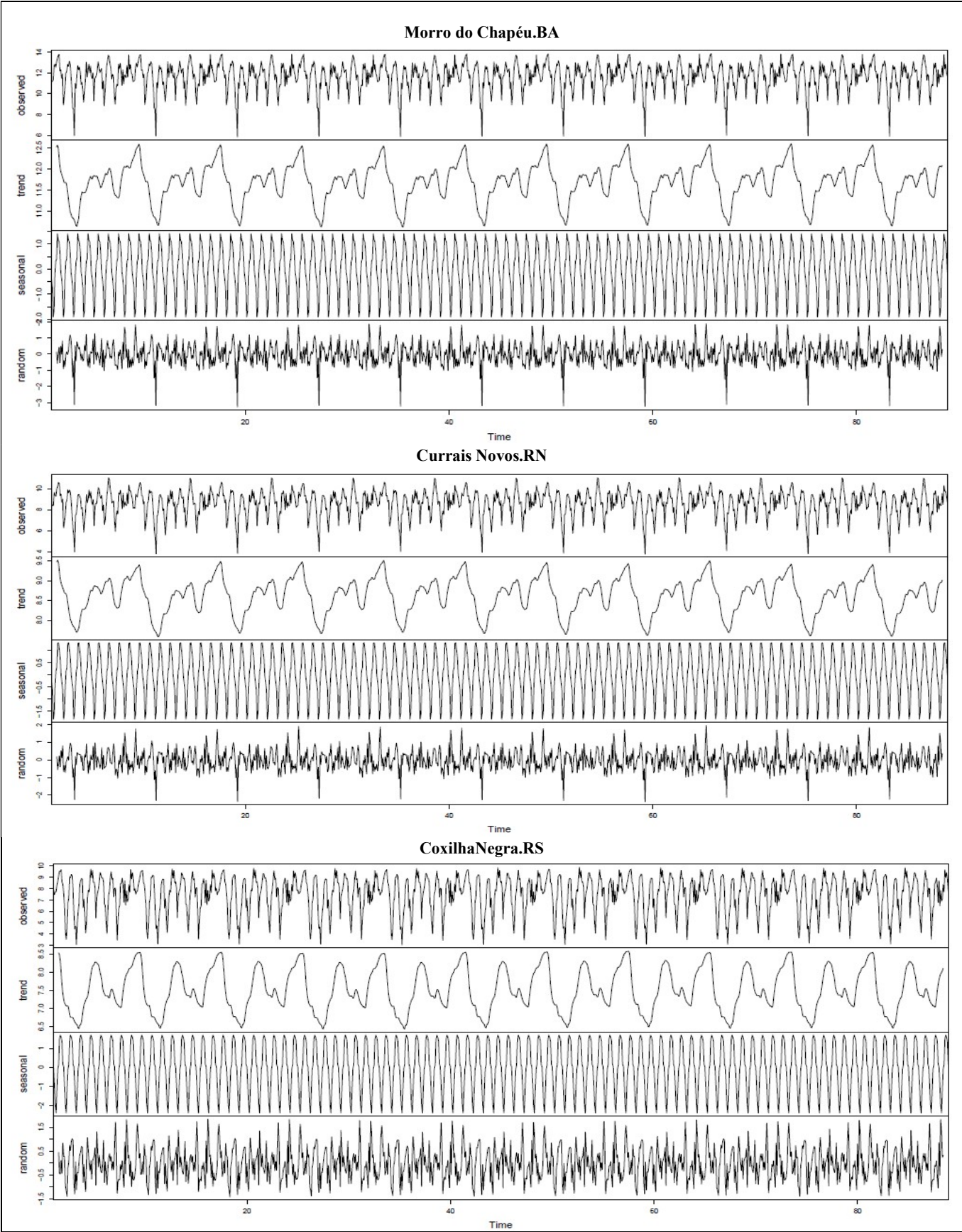


Fig. 7. Tendência das séries temporais

A Fig. 10 apresenta a série histórica e os períodos futuros, o modelo ETA MIROC5 8.5, da eólica Amontada-CE (linha vermelha) e da UHE Complexo Paulo Afonso - NE (linha azul). Primeiramente, observou-se um certo ciclo na vazão da UHE nos períodos futuros, onde em uma pequena parte do tempo verifica-se vazões elevadas e depois passa a declinar, permanecendo a maior parte da série temporal com vazões abaixo de 5000 m³/s. Já a velocidade do vento apresenta variações sazonais dentro do ano, porém sem alterações da sua velocidade média no futuro. Também, é possível verificar pela

Fig. 9 a existência da complementaridade entre as fontes em todos os períodos, onde os picos vazões apresentam declínio da velocidade do vento.

Quando comparamos as séries futuras dos modelos, o modelo ETA-MIROC5 8.5 exibe grau de correlação negativa maior que o verificado nas séries ETA-HadGEMs-ES 8.5 para a região Nordeste. Já, para a região sul ambos os modelos convergem para uma fraca correlação positiva entre as séries de vento e vazão.

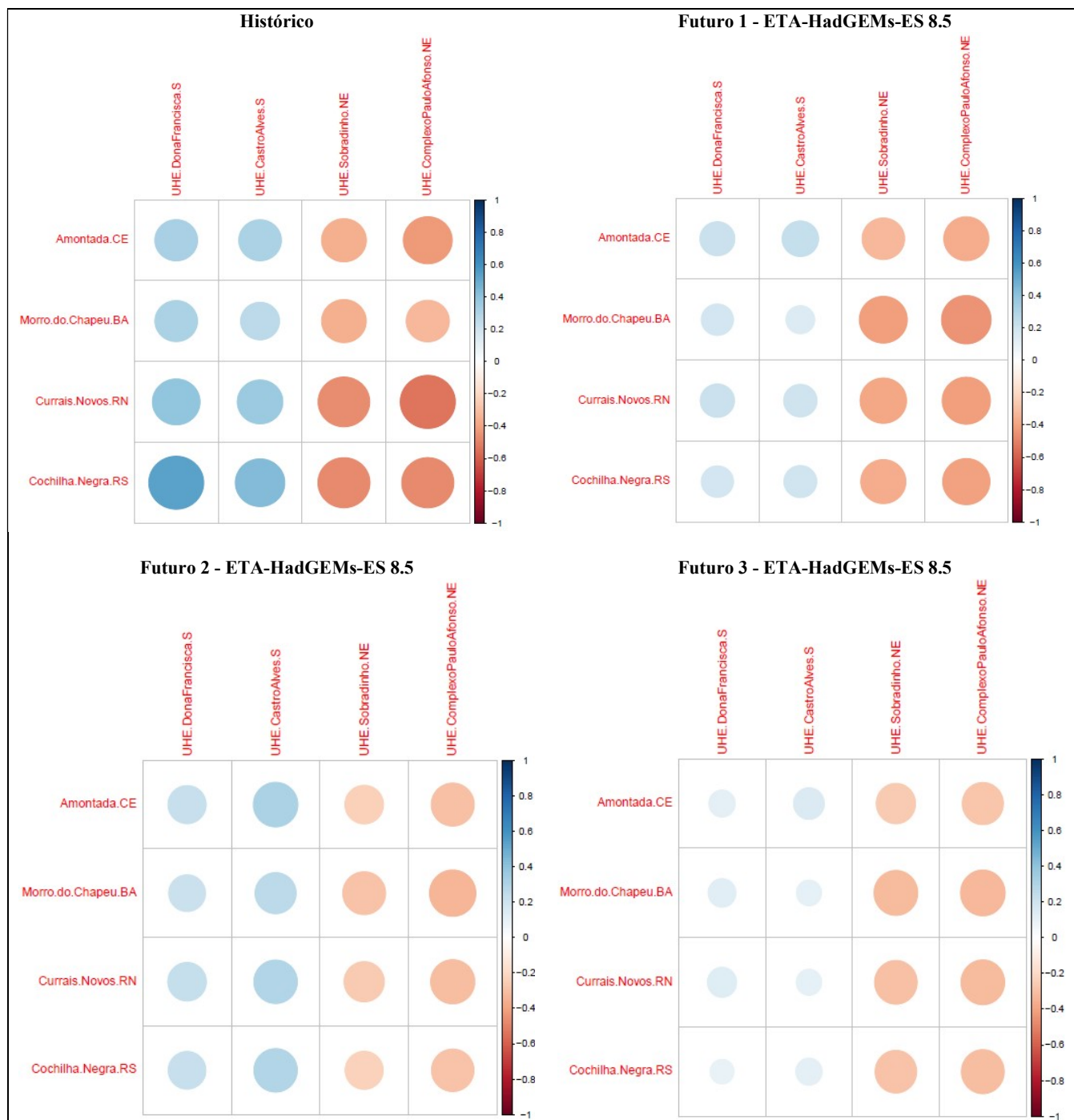


Fig. 8. Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - Modelo ETA-HadGEMs-ES 8.5

Cabe ressaltar que, devido ao curto período histórico, a correlação entre as séries de vento e vazão d'água neste período pode ter sido super dimensionada. Isto pode causar más interpretações quando deseja-se planejar o parque gerador

futuro, pois a redução da correlação no período futuro pode impactar no uso de mais usinas térmicas para o atendimento da demanda.

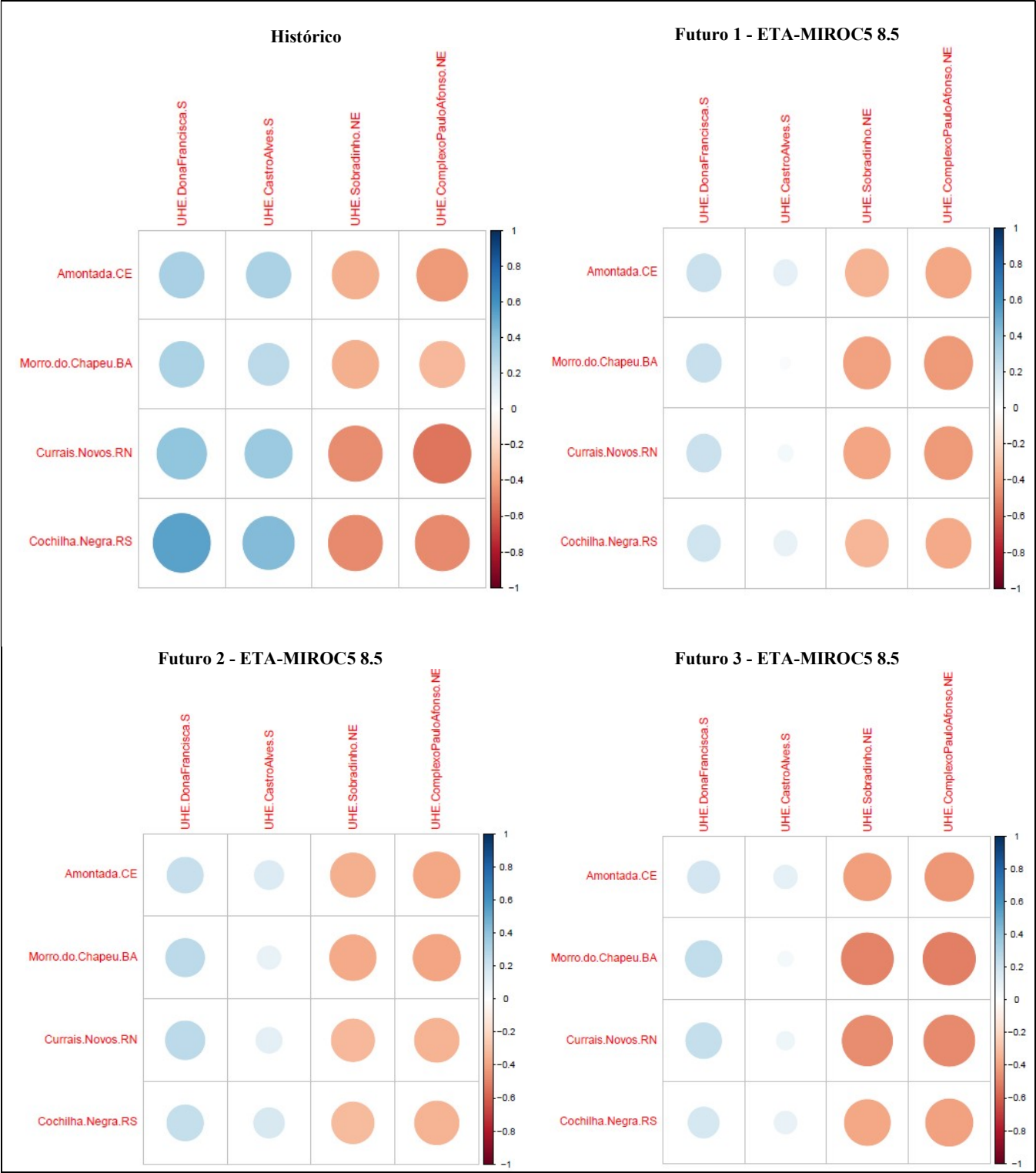


Fig. 9. Análise de Complementaridade hidro-eólica no longo prazo - Modelo ETA-MIROC5 8.5

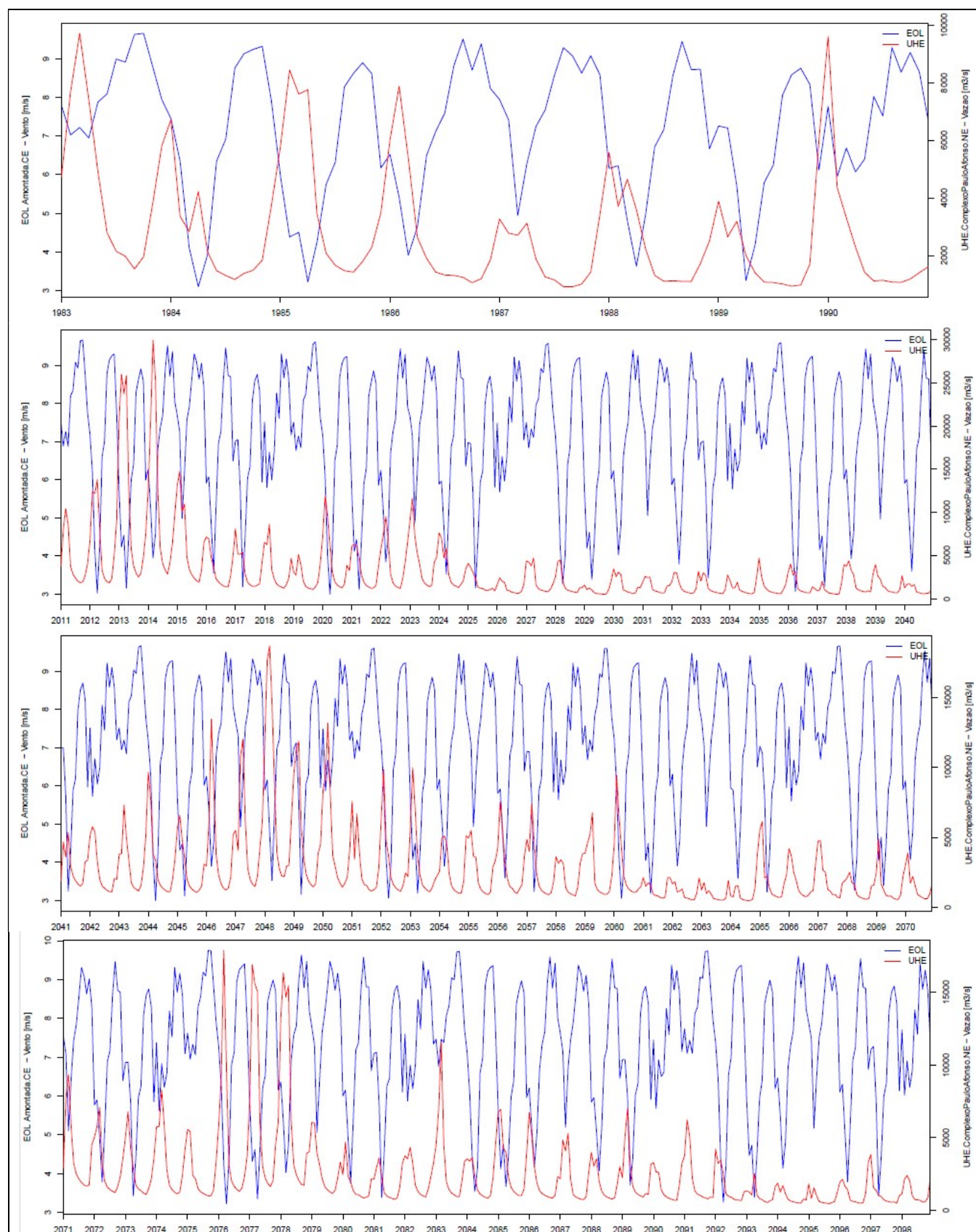


Fig. 10. Série de Vento e Vazão - Amontada - CE e UHE Complexo Paulo Afonso - NE, modelo ETA MIROC5 85

VII. CONCLUSÃO

As mudanças climáticas já são uma realidade e as evidências fazem parte do nosso dia-a-dia, com ameaças à infraestrutura de cidades, diminuição da produtividade nas lavouras, alterações nos níveis dos oceanos e também, no caso brasileiro, risco de déficit de energia por indisponibilidade dos recursos hídricos.

O principal objetivo deste trabalho foi avaliar uma possível situação futura dos recursos hídricos e eólicos para geração de energia no Brasil, com cenários de aquecimento global, averiguando se os registros da existência ou não da complementaridade entre as fontes hídricas e eólica registradas historicamente são factíveis para o futuro.

Foi observada a permanência da correlação negativa entre eólicas e hidrelétricas no Nordeste do Brasil, mesmo com menor intensidade. A geração de energia através de fontes eólicas torna-se fundamental para o atendimento da demanda de energia desta região, principalmente em situações como atualmente vivenciadas, onde os reservatórios hídricos do Nordeste apresentam a pior situação registrada na história. Este fato tornou a geração de energia pelas hidrelétricas do Nordeste menos expressivas. Assim, o aumento da velocidade dos ventos em épocas de baixas afluições, além de auxiliar no atendimento da carga, reduz o custo da geração elétrica, através da diminuição do acionamento de fontes termoeletricas que possuem custo variável unitário (cvu) elevado.

A região sul apresentou o enfraquecimento da correlação positiva, entre as fontes hídricas e eólicas, para os períodos futuros, mas mesmo assim manteve seu comportamento de agregador de geração, que faz com que o parque gerador desta região auxilie no atendimento da demanda das demais regiões do Brasil, assumindo um papel de exportador de energia no período de altas afluições e alta velocidade de vento.

A diminuição da correlação vento-chuva implica na necessidade de complementação térmica por exemplo na região Nordeste. Esta necessidade implica em custos de expansão mais elevados. No caso da região Sul, a diminuição da correlação positiva pode representar uma melhor distribuição dos recursos minimizando a necessidade de capacidade adicional na interligação Sul-Sudeste.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] J. A. Marengo, C. A. Nobre, S. C. Chou, J. Tomasella, G. Sampaio, L. M. Alves, G. O. Obregón, W. R. Soares, R. Betts and G. Kay. (2011, May) "Riscos das Mudanças Climáticas no Brasil," Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais, BR. Available: http://www.ccst.inpe.br/wp-content/uploads/relatorio/Mudancas_Climaticas_no_Brasil_relatorio.pdf
- [2] MME, "Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA," 2009. Available: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>
- [3] ANEEL, "Resolução Normativa nº 482," 2012. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- [4] ANEEL, "Capacidade de Geração do Brasil," 2017. Available: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- [5] MME, "Energia Eólica no Brasil e no Mundo," 2014. Available: <https://goo.gl/mxBSwN>
- [6] L. Witzler, "Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementaridade energética no

Sistema Interligado Nacional," Master's dissertation, Dept. Energy and Automation Eng., Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2015.

- [7] O. A. C. do Amarante, D. J. Schultz, R. M. Bittencourt and N. A. Rocha, "Wind / Hydro Complementary Seasonal Regimes in Brazil," DEWI Magazin, vol. 19, pp. 79-86, Aug. 2001.
- [8] Instituto Acende Brasil (2017). O setor elétrico brasileiro no contexto das mudanças climáticas e do Acordo de Paris. *White Paper*, São Paulo, 24 p. Available: <https://goo.gl/Xv6QUe>
- [9] J. W. Marangon Lima, W. Collischonn and J. A. Marengo, "Efeitos das Mudanças Climáticas na Geração de Energia Elétrica," Ed. Hunter Books, 2014, pp 23-145.
- [10] S. C. Chou, A. Lyra, C. Mourão, C. Dereczynski, I. Pilotto, J. Gomes, J. Bustamante, P. Tavares, A. Silva, D. Rodrigues, D. Campos, D. Chagas, G. Sueiro, G. Siqueira, P. Nobre, J. Marengo (2014). Evaluation of the ETA Simulations Nested in Three Global Climate Models. *American Journal of Climate Change*, vol. 3, pp. 438-454. Available: <http://dx.doi.org/10.4236/ajcc.2014.35039>
- [11] IPCC, "Climate Change," 2014. Available: <https://goo.gl/tCtMfA>
- [12] D. P. V. Vuuren, J. Edmonds, M. Kainuma, K. Riahi, A. Thomson, K. Hibbard, G. C. Hurtt, T. Kram, V. Krey, J. F. Lamarque, T. Masui, M. Meinshausen, N. Nakicenovic, S. J. Smith and S. K. Rose, "The representative concentration pathways: an overview," *Climate Change*, vol. 109, pp. 5-31, 2011.
- [13] EPE, "Caracterização do Recurso Eólico e Resultados Preliminares de sua Aplicação no Sistema Elétrico," 2013. Available: http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20130925_1.pdf
- [14] R. D. S. Custódio, "Energia eólica para produção de energia elétrica," 2nd ed., Ed. SYNERGIA, 2013.
- [15] J. H. Seinfeld and S. N. Pandis "Atmospheric Chemistry and Physics - From Air Pollution to Climate Change," Ed. John Wiley & Sons, New York, 1998.
- [16] B. Lange, S. Larsen, J. Hojstrup and R. Barthelmie, "Importance of thermal effects and sea surface roughness for offshore wind resource assessment," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 92, pp. 959-988, 2014.
- [17] A. R. Queiroz, L. M. M. Lima, J. W. L. Marangon, B. C. Silva and L. A. Scianni, "Climate change impacts in the energy supply of the Brazilian hydro-dominant power system," *Renewable Energy*, vol. 99, pp. 379-389, 2016.
- [18] R. C. D. Paiva, W. Collischonn and D. C. Buarque, "Validation of a full hydrodynamic model for large-scale hydrologic modelling in the Amazon," *Hydrological Processes*, vol. 27, pp. 333-346, 2012.
- [19] A. L. Scianni, "Avaliação preliminar do efeito das mudanças climáticas na geração de energia elétrica," Master's dissertation, Dept. Electrical Eng., Universidade Federal de Itajubá - MG, 2014.
- [20] M. T. Nóbrega, C. E. M. Tucci and A. R. Paz, "Uncertainty in climate change impacts on water resources in the Rio Grande Basin, Brazil," *Hydrology and Earth System Sciences*, vol. 15, pp.585-595, 2011.
- [21] J. M. Bravo, W. Collischonn, A. R. Paz, D. Allasia and F. Domecq, "Impact of projected climate change on hydrologic regime of the Upper Paraguay River basin," *Climatic Change*, vol. 127, pp. 27-41, 2014.
- [22] ONS, "Séries Históricas de Vazões," 2017. Available: http://www.ons.org.br/operacao/vazoes_naturais.aspx
- [23] K. Pearson, "Mathematical contributions to the theory of evolution. VII. On the correlation of characters not quantitatively measurable," *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, pp. 1-47, 1900.

IX. BIOGRAPHIES



Nayana Scherner received her B.Sc. degree in Electrical Engineering from State University of West Paraná, Brazil, in 2014. Her areas of interest include electricity markets. She is a fellow of the M.Sc. program in Electrical Engineering from Federal University at Itajubá, Brazil.



José W. M. Lima received the B.Sc. degree from the Military Institute of Engineering, Rio de Janeiro, Brazil, in 1979, the M.Sc. degree from the Federal University at Itajubá, Brazil, in 1991, and the D.Sc. degree from the Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, in 1994. He is now as a full professor at Federal University at Itajubá, Itajubá, Brazil.



Luana M. Marangon Lima received her B.Sc. and M.Sc. degrees in Electrical Engineering both from Federal University at Itajubá, Itajubá, Brazil, in 2005 and 2007, and her Ph.D. degree from University of Texas at Austin, Austin, USA, in 2011. Her areas of interest include electricity markets, including transmission and distribution tariffs and regulation, and operations research where her focus is on simulation, time series forecasting and optimization techniques.



Anderson R. de Queiroz received his B.Sc. and M.Sc. degrees in Electrical Engineering both from Federal University at Itajubá, Itajubá, Brazil, in 2005 and 2007, respectively, and his Ph.D. degree at the University of Texas at Austin, Austin, USA, in 2011. His research interests include electricity prices, transmission and distribution regulation, hydro-thermal coordination and operations research where his focus is on optimization techniques such as linear, integer, stochastic and large scale.