



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

FRANCIELE WESCHENFELDER

**AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE DOS RECURSOS EÓLICO E SOLAR
BASEADA EM DADOS DE REANÁLISE E CENÁRIOS DE MUDANÇAS
CLIMÁTICAS**

**Recife
2019**

FRANCIELE WESCHENFELDER

**AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE DOS RECURSOS EÓLICO E SOLAR
BASEADA EM DADOS DE REANÁLISE E CENÁRIOS DE MUDANÇAS
CLIMÁTICAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Doutora em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: energia.

Orientador: Alex Maurício Araújo.

Coorientadores: Alexandre Carlos Araújo da Costa

Olga de Castro Vilela.

**Recife
2019**

Catálogo na fonte
Bibliotecário Gabriel Luz, CRB-4 / 2222

W511a

Weschenfelder, Franciele

Avaliação da complementaridade dos recursos eólico e solar baseada em dados de reanálise e cenários de mudanças climáticas / Franciele Weschenfelder – Recife, 2019.

187 f., figs., tabs., abrev. e siglas.

Orientador: Prof. Dr. Alex Maurício Araújo

Coorientador: Prof. Dr. Alexandre Carlos Araújo da Costa

Coorientadora: Profa. Dra. Olga de Castro Vilela

Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2019.

Inclui referências e apêndices.

1. Engenharia mecânica. 2. Energia eólica. 3. Energia solar. 4. Complementaridade. 5. Mudanças climáticas. I. Araújo, Alex Maurício (Orientador). II. Costa, Alexandre Carlos Araújo da (Coorientador). III. Vilela, Olga de Castro (Coorientadora). IV. Título.

UFPE

621.CDD (22. ed.)

BCTG / 2020-5

FRANCIELE WESCHENFELDER

**AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE DOS RECURSOS EÓLICO E SOLAR
BASEADA EM DADOS DE REANÁLISE E CENÁRIOS DE MUDANÇAS
CLIMÁTICAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Doutora em Engenharia Mecânica.

Aprovada em: 28/06/2019

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Alex Maurício Araújo (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Alexandre Carlos Araújo da Costa (Coorientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Profª Drª Olga de Castro Vilela (Coorientadora)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Jorge Recarte Henriquez Guerrero (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Alvaro Antonio Ochoa Villa (Examinador Interno)
Instituto Federal de Pernambuco

Profª Drª Elielza Moura de Souza Barbosa (Examinadora Externa)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Thiago Luiz do Vale Silva (Examinador Externo)
Agência Pernambucana de Águas e Clima

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que contribuíram para tornar este trabalho possível.

RESUMO

Sistemas de energia solar e eólica vêm sendo amplamente instalados no mundo como solução para redução da emissão de gases de efeito estufa. Essa implantação massiva de fontes intermitentes torna os sistemas elétricos mais vulneráveis, forçando o surgimento de questionamentos relacionados à possibilidade do uso combinado das fontes, com objetivo de reduzir a variabilidade do sinal de saída de centrais híbridas. Para explorar esta possibilidade bem como avaliar as implicações de determinados cenários de mudanças climáticas sobre a complementaridade entre fontes, este trabalho estabelece uma metodologia e a aplica a três estudos de caso no Nordeste Brasileiro utilizando-se de dados observacionais de estações em superfície em localizações estratégicas nos estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Pernambuco, além de dados de reanálise de um modelo da circulação geral atmosférica sobre um período de 35 anos e cenários de mudanças climáticas estabelecidos pelo Painel Intergovernamental de mudanças climáticas (IPCC) sobre um período também de 35 anos. Observa-se que a metodologia indica o estudo de caso da localização avaliada na Bahia como aquele em que há a maior complementaridade entre as fontes solar e eólica durante o período de reanálise, sendo também o caso em que a complementaridade mais se vê impactada nos cenários de mudanças climáticas. No estudo de caso da localização em Pernambuco, a complementaridade entre as fontes aumenta considerando-se as mudanças climáticas, o que também ocorre no estudo de caso correspondente à localidade no litoral do Rio Grande do Norte, embora a similaridade entre as fontes neste último caso (o do Rio Grande do Norte) seja muito maior que no primeiro caso (o de Pernambuco). Por fim, os resultados obtidos em um estudo de sensibilidade com respeito a diferentes períodos de calibração e validação do método de downscaling estatístico corroboram os resultados obtidos nos três estudos de caso acima indicados.

Palavras-chave: Energia eólica. Energia solar. Complementaridade. Mudanças climáticas.

ABSTRACT

Solar and wind energy systems have been widely installed in the world as a solution to reduce the emission of greenhouse gases. This massive deployment of intermittent sources makes electrical systems more vulnerable, forcing the emergence of questions related to the possibility of the combined use of sources to reduce the variability of the output signal of hybrid power plants. To explore this possibility as well as to assess the implications of climate change scenarios on complementarity between sources, this paper establishes a methodology and applies it to three case studies in the Brazilian Northeast using observational data from meteorological stations in strategic locations in the states of Bahia, Rio Grande do Norte and Pernambuco, as well as reanalysis data of a general atmospheric circulation model over a 35 year period and climate change scenarios established by the Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) over a period of 35 years. It is observed that the methodology indicates the case study of the location evaluated in Bahia as the one in which there is the greater complementarity between the solar and wind sources during the period of reanalysis, being also the case in which complementarity is more impacted in the scenarios of climatic changes. In the case study of the location in Pernambuco, the complementarity between the sources increases considering climate change, which also occurs in the case study corresponding to the Rio Grande do Norte coast, although the similarity between the sources in the latter case (Rio Grande do Norte) is more significant than in the first case (Pernambuco). Finally, the results obtained in a sensitivity study concerning different calibration and validation periods of the statistical downscaling method corroborate the results obtained in the three case studies indicated above.

Keywords: Wind energy. Solar energy. Complementarity. Climate change.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Evolução da capacidade instalada no mundo de solar fotovoltaica e energia eólica.	24
Figura 2 – (a) malha de um típico modelo da circulação geral da atmosfera com ampla cobertura espacial (cobrindo todo o globo terrestre); (b) e (c) detalhe de um subdomínio da malha de um modelo da circulação geral da atmosfera destacado pelo círculo vermelho na Figura 2a.	28
Figura 3 – Arquitetura global de parâmetros - uma função de transferência é ajustada para todo o período de treinamento	30
Figura 4- Exemplos das diferentes abordagens ao conceito de complementaridade entre as fontes solar e eólica: (a) em função da suavização da curva de saída da central híbrida; (b) em função do atendimento a uma demanda específica.	32
Figura 5 – Diferenças entre resultados de modelos climáticos que consideram apenas mudanças naturais e combinando mudanças naturais e efeitos antropogênicos.....	49
Figura 6 – Capacidade instalada de eólica e solar correspondente aos países que mais têm investido em tais fontes, ano base 2017	57
Figura 7 – Fluxograma da metodologia aplicada.....	60
Figura 8 – Curva de potência em regime permanente de um aerogerador com as três regiões quanto à velocidade do vento destacadas.....	65
Figura 9 – Localizações aproximadas (círculos em vermelho) dos Estudos de Caso apresentados na Tese	71
Figura 10 – Perfil da carga do subsistema Nordeste, média de 10 anos	72
Figura 11 – Validação entre dados medidos e estimados de velocidade do vento para a Bahia, empregando dados de reanálise.	77
Figura 12 – Diferença entre o valor estimado para a velocidade do vento na Bahia e os dados observados, empregando dados de reanálise.....	77
Figura 13 – Dispersão entre os valores estimados para a velocidade do vento na Bahia e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.....	78
Figura 14 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de velocidade do vento na Bahia, empregando dados de reanálise.....	78
Figura 15 – Período de validação entre dados medidos e estimados de irradiação solar para a Bahia, empregando dados de reanálise.	79
Figura 16 – Diferença entre o valor estimado para a irradiação solar na Bahia e os dados observados, empregando dados de reanálise.....	80
Figura 17 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a irradiação solar na Bahia e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.....	80
Figura 18 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de irradiação solar na Bahia, empregando dados de reanálise.....	81
Figura 19 – Período de validação entre dados medidos e estimados de temperatura para a Bahia, empregando dados de reanálise.	82
Figura 20 – Diferença entre o valor estimado para temperatura na Bahia e os dados observados, empregando dados de reanálise.	82

Figura 21 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para temperatura na Bahia e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.	83
Figura 22 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de temperatura na Bahia, empregando dados de reanálise.	83
Figura 23 – Estimativa da geração de energia da fonte solar para a Bahia usando como base dados horários e mensais, empregando dados observacionais.	84
Figura 24 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Bahia, no período t-35.....	85
Figura 25 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t-35), para a Bahia	86
Figura 26 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Bahia – período t+35.....	88
Figura 27 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Bahia	89
Figura 28 – Perfil anual de geração de energia normalizado proveniente da fonte solar, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para a Bahia.....	92
Figura 29 – Perfil anual de irradiação (a) e temperatura (b), média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para a Bahia	92
Figura 30 – Perfil anual de geração de energia normalizado proveniente da fonte eólica, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para a Bahia.....	93
Figura 31 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Pernambuco - período t-35.....	94
Figura 32 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t-35), para Pernambuco.....	95
Figura 33 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Pernambuco – t+35.	96
Figura 34 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Pernambuco.....	97
Figura 35 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia proveniente da fonte solar, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para Pernambuco	100
Figura 36 – Perfil anual de irradiação (a) e temperatura (b), média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para Pernambuco	100
Figura 37 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia proveniente da fonte eólica, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para Pernambuco.	101
Figura 38 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para o Rio Grande do Norte - período t-35.....	102
Figura 39 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t-35), para o Rio Grande do Norte	103
Figura 40 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para o Rio Grande do Norte – período t+35.	104

Figura 41 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para o Rio Grande do Norte	105
Figura 42 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia proveniente da fonte solar, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para o Rio Grande do Norte.	107
Figura 43 – Perfil anual de irradiação (a) e temperatura (b), média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para o Rio Grande do Norte.....	108
Figura 44 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia proveniente da fonte eólica, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para o Rio Grande do Norte.	108
Figura 45 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para a Bahia nos diferentes períodos de calibração/validação – t-35.	110
Figura 46 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para a Bahia nos diferentes períodos de calibração/validação + t-35.	110
Figura 47 – Faixas de variação do coeficiente de correlação para a Bahia.....	111
Figura 48 – Faixas de variação do coeficiente CIWS para a Bahia.....	111
Figura 49 – Faixas de variação do coeficiente de correlação x carga para a Bahia.....	112
Figura 50 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para Pernambuco nos diferentes períodos de calibração/validação – t-35.	113
Figura 51 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para Pernambuco nos diferentes períodos de calibração/validação – t+35.	113
Figura 52 – Faixas de variação do coeficiente de correlação para Pernambuco.....	114
Figura 53 – Faixas de variação do coeficiente CIWS para Pernambuco.....	115
Figura 54 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para o Rio Grande do Norte nos diferentes períodos de calibração/validação – t-35.....	116
Figura 55 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para o Rio Grande do Norte nos diferentes períodos de calibração/validação – t+35.....	116
Figura 56 – Faixas de variação do coeficiente de correlação para o Rio Grande do Norte	117
Figura 57 – Faixas de variação do coeficiente CIWS para o Rio Grande do Norte	117
Figura 58 – Faixas de variação do coeficiente de correlação x carga para o Rio Grande do Norte.....	118
Figura 59 – Estimativa de velocidade do vento para a Bahia no período t-35 (a) e período t+35 (b).	130
Figura 60 – Estimativa de irradiação solar para a Bahia no período t-35 (a) e no período t+35 (b).....	131
Figura 61 – Histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento na Bahia (período t-35 e t+35).....	132
Figura 62 – Histograma de dispersão dos dados de irradiação solar na Bahia (período t-35 e t+35).....	132
Figura 63 – Estimativa de temperatura para a Bahia no período t-35 e no período t+35	133
Figura 64 – Histograma de dispersão dos dados de temperatura na Bahia (período t-35 e t+35).....	134
Figura 65 – Período de validação entre dados medidos e estimados de velocidade do vento para Pernambuco, empregando dados de reanálise.....	136
Figura 66 – Diferença entre o valor estimado para a velocidade do vento em Pernambuco e os dados observados, empregando dados de reanálise.....	136
Figura 67 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a velocidade do vento na Pernambuco e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.	137

Figura 68 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de velocidade do vento em Pernambuco, empregando dados de reanálise.....	137
Figura 69 – Período de validação entre dados medidos e estimados de irradiação solar para Pernambuco, empregando dados de reanálise.....	139
Figura 70 – Diferença entre o valor estimado para a irradiação solar na Pernambuco e os dados observados, empregando dados de reanálise.....	139
Figura 71 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a irradiação solar em Pernambuco e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.....	140
Figura 72 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de irradiação solar na localização avaliada em Pernambuco, empregando dados de reanálise.....	140
Figura 73 – Período de validação entre dados medidos e estimados de temperatura para Pernambuco, empregando dados de reanálise.....	141
Figura 74 – Diferença entre o valor estimado para temperatura em Pernambuco e os dados observados, empregando dados de reanálise.....	142
Figura 75 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para temperatura em Pernambuco e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.....	142
Figura 76 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de temperatura em Pernambuco, empregando dados de reanálise.....	143
Figura 77 – Estimativa da geração de energia da fonte solar para Pernambuco usando como base dados horários e mensais.....	144
Figura 78 – Estimativa de velocidade do vento para Pernambuco no período t-35 (a) e período t+35 (b).....	147
Figura 79 – Estimativa de irradiação solar para a Pernambuco no período t-35 (a) e período t+35 (b).....	148
Figura 80 – Histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento em Pernambuco (período t-35 e t+35).....	149
Figura 81 – Histograma de dispersão dos dados de irradiação solar em Pernambuco (período t-35 e t+35).....	149
Figura 82 – Estimativa de temperatura para Pernambuco no período t-35 (a) e período t+35(b).....	150
Figura 83 – Histograma de dispersão dos dados de temperatura em Pernambuco (período t-35 e t+35).....	151
Figura 84 – Período de validação entre dados medidos e estimados de velocidade do vento para o Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.....	153
Figura 85 – Diferença entre o valor estimado para a velocidade do vento no Rio Grande do Norte e os dados observados, empregando dados de reanálise.....	153
Figura 86 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a velocidade do vento no Rio Grande do Norte e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.....	154
Figura 87 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de velocidade do vento no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.....	154
Figura 88 – Período de validação entre dados medidos e estimados de irradiação solar para o Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.....	155
Figura 89 – Diferença entre o valor estimado para a irradiação solar no Rio Grande do Norte e os dados observados, empregando dados de reanálise.....	156
Figura 90 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a irradiação solar no Rio Grande do Norte e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.....	156

Figura 91 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de irradiação solar no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.....	157
Figura 92 – Período de validação entre dados medidos e estimados de temperatura para o Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.....	158
Figura 93 – Diferença entre o valor estimado para temperatura no Rio Grande do Norte e os dados observados, empregando dados de reanálise.....	158
Figura 94 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para temperatura no Rio Grande do Norte e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.....	159
Figura 95 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de temperatura no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.....	159
Figura 96 – Estimativa da geração de energia da fonte solar para Rio Grande do Norte usando como base dados horários e mensais.....	160
Figura 97 - Estimativa de velocidade do vento para o Rio Grande do Norte no período t-35 (a) e período t+35 (b).....	163
Figura 98 – Estimativa de irradiação solar para o Rio Grande do Norte no período t-35 (a) e período t+35 (b)	164
Figura 99 – Histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento no Rio Grande do Norte (período t-35 e t+35).....	165
Figura 100 – Histograma de dispersão dos dados de irradiação solar no Rio Grande do Norte (período t-35 e t+35).....	165
Figura 101 – Estimativa de temperatura para o Rio Grande do Norte no período t-35 (a) e período t+35, (b)...	167
Figura 102 – Histograma de dispersão dos dados de temperatura no Rio Grande do Norte (período t-35 e t+35).....	168
Figura 103 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Bahia – Cenário Phi control.	171
Figura 104 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Bahia – Cenário Phi control.	171
Figura 105 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Bahia – Cenário 1%to2x	173
Figura 106 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Bahia – Cenário 1%to2x.....	173
Figura 107 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para Pernambuco – Phi control.....	177
Figura 108 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Pernambuco – Phi control.	178
Figura 109 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para Pernambuco – Cenário 1%to2x.....	179
Figura 110 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Pernambuco – Cenário 1%to2x.....	180
Figura 111 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para o Rio Grande do Norte – Cenário Phicontrol.....	184

Figura 112 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para o Rio Grande do Norte – Cenário Phicontrol.	184
Figura 113 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para o Rio Grande do Norte – Cenário 1%to2x.	186
Figura 114 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para o Rio Grande do Norte – Cenário 1%to2x.	186

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Revisão bibliográfica com respeito à avaliação da complementaridade entre solar fotovoltaica e eólica.....	33
Tabela 2 - Estado-da-arte com respeito à avaliação da complementaridade entre solar fotovoltaica, eólica e outras fontes renováveis.....	38
Tabela 3 - Parâmetros de entrada considerados no Cenário A1B para América Latina e África	51
Tabela 4 - Revisão bibliográfica com respeito à avaliação dos impactos das mudanças climáticas nas fontes eólica e solar.	53
Tabela 5 – Métricas de Avaliação de complementaridade encontradas na Revisão bibliográfica.....	67
Tabela 6 – Métricas de Avaliação de complementaridade aplicadas na Tese	68
Tabela 7 - Período de dados observacionais usado nos Estudos de Caso.....	72
Tabela 8 – Informações sobre a Turbina Vestas V150.....	73
Tabela 9 – Informações sobre o módulo fotovoltaico	74
Tabela 10 – Configurações de centrais híbridas avaliadas.	74
Tabela 11 - Porcentagem de dados potencialmente anômalos considerando a irradiação solar, a velocidade do vento e a temperatura, de acordo com metodologia de garantia de qualidade dos dados.	75
Tabela 12 – Períodos de calibração e validação do downscaling estatístico para a Bahia no período t-35.....	76
Tabela 13 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento na Bahia, empregando dados de reanálise.....	77
Tabela 14 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para irradiação solar na Bahia, empregando dados de reanálise.....	79
Tabela 15 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para temperatura na Bahia, empregando dados de reanálise.	82
Tabela 16 – Análise de percentil - Bahia – período t-35	86
Tabela 17 – Coeficiente de correlação e erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Bahia – período t-35	86
Tabela 18 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para a localização avaliada na Bahia no período t+35 para o Cenário de mudanças climáticas.....	87
Tabela 19 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração na Bahia no período t+35.....	87
Tabela 20 – Análise de percentil - Bahia – período t+35	89
Tabela 21 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Bahia – período t+35	89
Tabela 22 – Resumo Geral complementaridade na localização avaliada na Bahia	91
Tabela 23 – Resumo Geral complementaridade na localização avaliada na Bahia, para as métricas que avaliam composições híbridas, considerando a potência instalada eólica existente	91
Tabela 24 – Análise de percentil - Pernambuco – período t-35.....	95
Tabela 25 – Coeficiente de correlação e erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Pernambuco – período t-35	95

Tabela 26 – Análise de percentil - Pernambuco – período t+35	97
Tabela 27 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas em Pernambuco – período t+35	97
Tabela 28 – Resumo Geral complementaridade em Pernambuco	99
Tabela 29 – Resumo Geral complementaridade na localização avaliada em Pernambuco, para as métricas que avaliam composições híbridas, considerando a potência instalada eólica existente	99
Tabela 30 – Análise de percentil - Rio Grande do Norte – período t-35	103
Tabela 31 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas no Rio Grande do Norte – período t-35.....	103
Tabela 32 – Análise de percentil - Rio Grande do Norte – período t+35	105
Tabela 33 – Coeficiente de correlação entre a carga do sistema e as configurações avaliadas no Rio Grande do Norte – período t+35.....	105
Tabela 34 – Resumo Geral complementaridade no Rio Grande do Norte.....	107
Tabela 35 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para Pernambuco no período t-35	135
Tabela 36 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento em Pernambuco, empregando dados de reanálise.	136
Tabela 37 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para irradiação solar em Pernambuco, empregando dados de reanálise	138
Tabela 38 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para temperatura em Pernambuco, empregando dados de reanálise.....	141
Tabela 39 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para Pernambuco no período t+35 para os três cenários de mudanças climáticas.....	144
Tabela 40 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura em Pernambuco no período t+35	145
Tabela 41 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para o Rio Grande do Norte para o período t-35.....	152
Tabela 42 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.	153
Tabela 43 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para irradiação solar no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.	155
Tabela 44 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para temperatura no Rio Grande do Norte.....	157
Tabela 45 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para o Rio Grande do Norte no período t+35 para os três cenários de mudanças climáticas	161
Tabela 46 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura no Rio Grande do Norte no período t+35	161
Tabela 47 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura na Bahia no período t+35 – Cenários Phi control e 1%to2x	169
Tabela 48 – Análise de percentil - Bahia – período t+35 – Cenário Phi control	171

Tabela 49 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Bahia – período t+35 – Cenário Phi control	172
Tabela 50 – Análise de percentil - Bahia – período t+35 – Cenário 1%to2x.....	173
Tabela 51 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Bahia – período t+35 – Cenário 1%to2x	174
Tabela 52 – Resumo Geral complementaridade na localização avaliada na Bahia - Cenário Phicontrol e 1%to2x	175
Tabela 53 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura em Pernambuco no período t+35 – Cenários Phi control e 1%to2x	176
Tabela 54 – Análise de percentil - Pernambuco – período t+35 – Phi control	178
Tabela 55 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas em Pernambuco – período t+35 – Phi control.....	178
Tabela 56 – Análise de percentil - Pernambuco – período t+35 – Cenário 1%to2x.....	180
Tabela 57 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas em Pernambuco – período t+35 – Cenário 1%to2x.....	180
Tabela 58 – Resumo Geral complementaridade em Pernambuco – Cenário Phicontrol e 1%to2x	181
Tabela 59 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura no Rio Grande do Norte no período t+35 – Cenários Phi control e 1%to2x.....	182
Tabela 60 – Análise de percentil - Rio Grande do Norte – período t+35 – Cenário Phicontrol	184
Tabela 61 - Coeficiente de correlação e erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas no Rio Grande do Norte – período t+35 – Cenário Phicontrol.....	185
Tabela 62 – Análise de percentil - Rio Grande do Norte – período t+35 – Cenário 1%to2x	187
Tabela 63 – Coeficiente de correlação e erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas no Rio Grande do Norte – período t+35 – Cenário 1%to2x.....	187
Tabela 64 – Resumo Geral complementaridade no Rio Grande do Norte - Cenário Phicontrol e 1%to2x	188

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CIMP5	Climate Research Programme Fifth Coupled Model Intercomparison Project
CIWS	Complementarity Index of Wind and Solar Radiation
CWEEDS	Environment Canada's Canadian Weather Energy and Engineering Data Sets
NCEP	National Center for Environmental Prediction
ECAD	European Climate Assessment & Dataset.
ECMWF	European Centre for Medium Range Weather Forecast
ENTSOE	European Network of Transmission Systems Operators of Electricity
GCM	General Circulation Model
GISS	Goddard Institute for Space Studies
IMGW-PIB	Institute of Meteorology and Water Management – National Research Institute
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MERRA	Modern Era Retrospective Analysis for Research and applications
MME	Ministério de Minas e Energia
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NOAA	U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RCP	Representative Concentration Pathways
SAF	Satellite Application Facility on Climate Monitoring
SINDA	Sistema Nacional de Dados Ambientais
WEPROG	Weather & Wind Energy Prognosis
WRF	Weather Research and Forecasting

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	MOTIVAÇÃO.....	23
1.2	OBJETIVOS.....	25
1.2.1	Objetivo Geral	25
1.2.2	Objetivos Específicos	25
1.3	ESTRUTURA DA TESE.....	25
2	Conceitos Preliminares	27
2.1	MODELOS DE CIRCULAÇÃO GERAL ATMOSFÉRICA, DADOS DE REANÁLISE E DADOS DE CENÁRIOS DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS.....	27
2.2	TÉCNICAS DE DOWNSCALING.....	28
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
3.1	COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS FONTES SOLAR E EÓLICA.....	31
3.2	MUDANÇAS CLIMÁTICAS.....	47
3.2.1	Mudanças Climáticas x Variabilidade Natural	48
3.2.2	Cenários de Mudanças Climáticas	50
3.3	ENUNCIADO DO PROBLEMA.....	57
4	METODOLOGIA E MODELOS	60
4.1	GARANTIA DE QUALIDADE.....	61
4.2	DOWNSCALING ESTATÍSTICO.....	62
4.3	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA – FONTE SOLAR.....	63
4.4	ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA – FONTE EÓLICA.....	65
4.5	MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE.....	66
4.6	LOCAIS DE ESTUDO.....	70
4.7	DESCRIÇÃO DOS DADOS.....	71
5	ESTUDOS DE CASO	75
5.1	GARANTIA DE QUALIDADE.....	75

5.2	CASO 1: BAHIA	75
5.2.1	Validação do Downscaling para o Período t-35 – Bahia	76
5.2.2	Estimativa de Geração de Energia para o Período t-35 - Bahia.....	83
5.2.3	Complementaridade na Bahia no Período t-35.....	84
5.2.4	Validação do Downscaling e Estimativa de Geração de Energia para o Período t+35	87
5.2.5	Complementaridade na Bahia no Período t+35.....	88
5.2.6	Considerações Finais sobre o Estudo de Caso da Bahia	90
5.3	CASO 2: PERNAMBUCO	93
5.3.1	Complementaridade em Pernambuco no Período t-35	93
5.3.2	Complementaridade em Pernambuco no Período t+35	96
5.3.3	Considerações Finais sobre o Caso de Pernambuco.....	98
5.4	CASO 3: RIO GRANDE DO NORTE.....	101
5.4.1	Complementaridade no Rio Grande do Norte no Período t-35.....	101
5.4.2	Complementaridade no Rio Grande do Norte no Período t+35.....	104
5.4.3	Considerações Finais sobre o Caso do Rio Grande do Norte	106
6	ESTUDO DE SENSIBILIDADE COM RESPEITO A DIFERENTES PERÍODOS DE CALIBRAÇÃO E VALIDAÇÃO DO MÉTODO DE DOWNSCALING ESTATÍSTICO	109
7	CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS.....	119
7.1	PERSPECTIVAS.....	120
	REFERÊNCIAS	121
	APÊNDICE A – ANÁLISE DOS DADOS DE LONGO PRAZO NA BAHIA	129
	APÊNDICE B – VALIDAÇÃO DOS DADOS DE PERNAMBUCO	135
B.1	Validação do Downscaling para o Período t-35 – PE	135
B.2	Estimativa de Geração de Energia para o Período t-35 - PE.....	143
B.3	Validação do Downscaling e Estimativa de Geração de Energia para o Período t+35	

APÊNDICE C – ANÁLISE DOS DADOS DE LONGO PRAZO DE PERNAMBUCO	
	146
APÊNDICE D– VALIDAÇÃO DOS DADOS DO RIO GRANDE DO NORTE	152
D.1 Validação do Downscaling para o Período t-35 – RN	152
D.2 Estimativa de Geração de Energia para o Período t-35 - RN.....	160
D.3 Validação do Downscaling e Estimativa de Geração de Energia para o Período t+35	
	160
APÊNDICE E– ANÁLISE DOS DADOS DE LONGO PRAZO DO RIO GRANDE DO NORTE	162
APÊNDICE F – CENÁRIOS PHICONTROL E 1%TO2X - BAHIA.....	169
F.1 Validação do Downscaling para o Período t+35.....	169
F.2 Complementaridade na Bahia no Período t+35 - Cenários Phicontrol e 1%to2x ...	170
F.3 Comparativos Cenários Phicontrol e 1%to2x - Bahia.....	174
APÊNDICE G – CENÁRIOS PHICONTROL E 1%TO2X - PERNAMBUCO	176
G.1 Validação do Downscaling para o Período t+35	176
G.2 Complementaridade em Pernambuco no Período t+35 – Cenários Phicontrol e 1%to2x	
	177
G.3 Comparativos Cenários Phicontrol e 1%to2x - Pernambuco	181
APÊNDICE H – CENÁRIOS PHICONTROL E 1%TO2X – RIO GRANDE DO NORTE	182
H.1 Validação do Downscaling para o Período t+35	182
H.2 Complementaridade no Rio Grande do Norte no período t+35 - Cenários Phicontrol e 1%to2x	
	183
H.3 Comparativos Cenários Phicontrol e 1%to2x - Rio Grande do Norte.....	187

1 INTRODUÇÃO

A seção de introdução contém a motivação do estudo, os objetivos do estudo e também apresenta a estrutura da Tese.

1.1 MOTIVAÇÃO

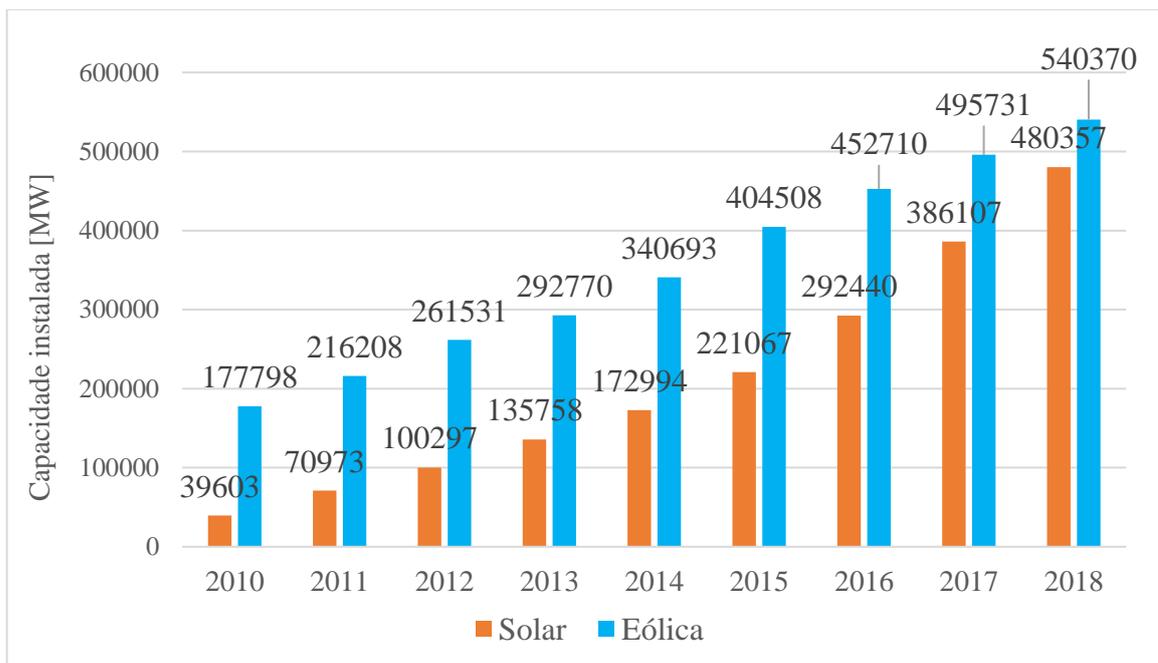
A eletricidade é um insumo de extrema importância para a industrialização, urbanização e desenvolvimento financeiro de um país (KHARE; NEMA; BAREDAR, 2013). Nesse sentido, a energia solar fotovoltaica e eólica são as fontes com maior expectativa de crescimento até 2050 (BULLARD, 2019). A utilização dessas tecnologias tem se tornado extremamente popular devido, entre outros aspectos, à sua natureza modular e ambientalmente correta (KHARE; NEMA; BAREDAR, 2016). O rápido aumento do uso dessas fontes, conforme pode ser visualizado na Figura 1, impulsionado principalmente pela preocupação com as mudanças climáticas, torna cada vez mais importante a discussão sobre como a intermitência das mesmas pode ser acomodada nos sistemas elétricos e, também, como a combinação entre tais fontes pode vir a suavizar a curva de saída de geração de centrais híbridas (HOICKA; ROWLANDS, 2011). Tal combinação por meio de centrais híbridas vem se postulando como uma das formas para mitigar os efeitos da intermitência inerente a essas fontes, partindo do pressuposto da existência de certo nível de complementaridade entre as fontes solar e eólica (HEIDE et al., 2010). Contudo, apesar da preocupação com o contexto das mudanças climáticas (que motivam a aposta por tais fontes renováveis) e das possibilidades quanto à complementaridade entre as fontes (com vistas à mitigação dos efeitos da intermitência), não há indícios de publicações que avaliem os impactos de cenários de mudanças climáticas sobre a complementaridade entre as fontes eólica e solar. Nesse sentido, o presente trabalho busca dar sua contribuição inovadora ao preenchimento de tal lacuna de conhecimento, propondo uma metodologia para a avaliação da complementaridade entre as fontes mencionadas considerando tanto um período de reanálise (simulado por um modelo da circulação geral atmosférica) quanto cenários de mudanças climáticas (estabelecidos pelo IPCC). Tal metodologia é aqui aplicada a três localidades com elevados índices de irradiação solar e velocidade do vento na Região Nordeste do Brasil, região que concentra hoje mais de 70% da potência eólica instalada no País (ABEEÓLICA, 2018) além de apresentar um dos maiores potenciais para energia solar do Brasil (MOURA; LOPES; UTURBEY, 2018). Vale ressaltar que o presente trabalho encontra-

se em sintonia com as perspectivas atuais do setor elétrico Brasileiro. Por exemplo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem notado um interesse crescente de diversos agentes empreendedores no desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica que combinem duas ou mais fontes, com a denominação de “usinas híbridas”. Tal interesse também vem sendo manifestado pelo Governo Federal em eventos do setor elétrico com a promessa de lançamento do produto híbrido nos leilões de energia. Nesse sentido, foram publicados alguns estudos realizados pela EPE para fomentar as discussões regulatórias futuras. Entre as vantagens destacadas nos estudos, que fazem este produto híbrido ser atrativo, estão as seguintes (AMORIM et al., 2018):

- Maior uso da capacidade disponível do sistema de transmissão e/ou distribuição;
- Otimização do uso da área disponível (terreno);
- Sinergias de logística e planejamento de implantação;
- Sinergias operativas;
- Compartilhamento da subestação e redução dos custos do gerador com tarifas de uso da rede.

A criação de um produto híbrido nos leilões de energia do País tornará a avaliação dos impactos das mudanças climáticas na complementaridade das fontes eólica e solar ainda mais relevante, por ser um fator de extrema importância na análise de risco dos empreendedores.

Figura 1- Evolução da capacidade instalada no mundo de solar fotovoltaica e energia eólica.



Fonte: <https://www.irena.org/>

1.2 OBJETIVOS

As seções a seguir apresentam o objetivo geral e os objetivos específicos.

1.2.1 Objetivo Geral

É proposta, a elaboração de uma metodologia de avaliação de complementaridade entre as fontes solar e eólica com dois focos distintos, um é a saída suavizada da central híbrida e o outro, o atendimento a uma demanda específica. A complementaridade é analisada em dois marcos: o passado, com dados de reanálise, e o futuro, com dados de cenários de mudanças climáticas. A metodologia deverá permitir avaliar a eventual variação da complementaridade entre as fontes nos dois marcos supracitados.

1.2.2 Objetivos Específicos

O presente trabalho têm os seguintes objetivos específicos:

- Avaliar a acurácia da MLR para o downscaling estatístico da irradiação solar e vento local em superfície a partir de dados de reanálise e cenários de mudanças climáticas;
- Identificar, em t-35, a complementaridade entre as fontes solar e eólica em três localidades do nordeste brasileiro de interesse para projetos de solar e eólica e especular sobre as possíveis mudanças em tal complementaridade em t+35;
- Intercomparar resultados correspondentes a diferentes cenários de mudanças climáticas;

1.3 ESTRUTURA DA TESE

Os capítulos seguintes focam em fundamentar, apresentar e validar a metodologia proposta. A Tese está disposta da seguinte maneira: o Capítulo 2 apresenta conceitos utilizados recorrentemente ao longo da monografia e necessários para melhor compreensão e contextualização do trabalho; o Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica e o atual estado-da-arte sobre a avaliação de complementaridade entre recursos renováveis e sobre o impacto das mudanças climáticas nas fontes solar e eólica, deixando evidentes as lacunas na área e como

este trabalho encaixa-se neste cenário; a metodologia e os modelos empregados são apresentados no Capítulo 4; a metodologia proposta é por fim aplicada a três localizações estratégicas no Nordeste do Brasil, com os resultados expostos no Capítulo 5; uma análise de sensibilidade com respeito a diferentes períodos de validação/calibração do método de downscaling estatístico é realizada no Capítulo 6; as conclusões e sugestões com respeito a trabalhos futuros são feitas no Capítulo 7.

2 CONCEITOS PRELIMINARES

A seção de conceitos preliminares apresenta conceitos que serão usados ao longo da Tese imprescindíveis ao entendimento do estudo realizado.

2.1 MODELOS DE CIRCULAÇÃO GERAL ATMOSFÉRICA, DADOS DE REANÁLISE E DADOS DE CENÁRIOS DE MUDANÇAS CLIMÁTICAS

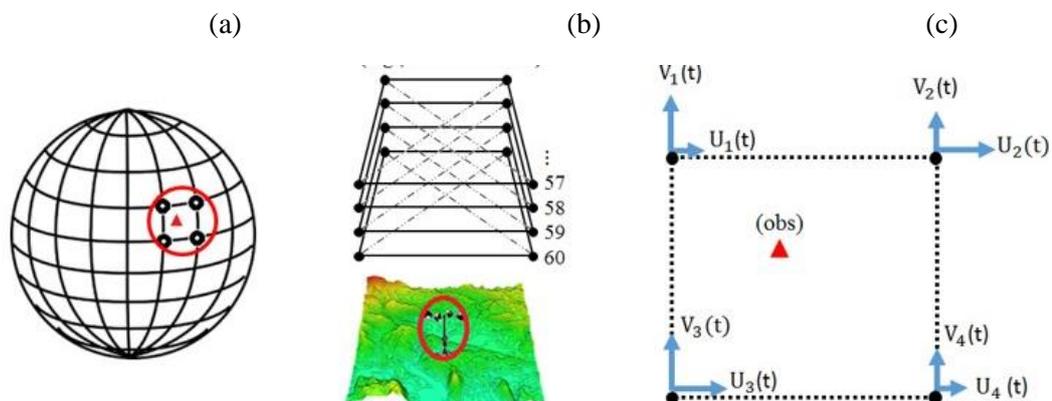
Os modelos da circulação geral da atmosfera (General Circulation Model, GCM) são modelos numéricos que descrevem a evolução dos estados da atmosfera resolvendo equações de leis físicas de conservação tais como a conservação da massa, energia e quantidade de movimento (LOEHLE, 2017). As saídas desses modelos são disponibilizadas com ampla cobertura temporal e espacial, contemplando dezenas de anos de simulações para todo o globo terrestre. Por esse motivo, tais saídas são comumente empregadas como condição de contorno e inicial para simulações que visam o aumento da resolução espacial das variáveis atmosféricas.

Entre os principais produtos oriundos de modelos da circulação geral da atmosfera, destacam-se aqui aqueles empregados neste trabalho: dados de análise e dados de cenários de mudanças climáticas (VERGARA et al., 2011). Por sua vez, a análise é classificada em análise operacional e reanálise. Por uma lado, os dados de análise gerados por modelos operacionais (i.e., em tempo real) possuem uma base heterogênea devido às constantes atualizações nas parametrizações dos modelos operacionais (SOCIETY, 2019). Por outro lado, a reanálise é um procedimento não-operacional em que se emprega um único modelo estado-da-arte para todo o período de simulação, formando uma base de dados homogênea (SOCIETY, 2019). Espera-se que estes últimos (os dados de reanálise) tenham um erro associado menor do que aquele relativo à análise operacional. Por último, os dados de cenários de mudanças climáticas são especulações relativas aos estados futuros das variáveis atmosféricas, baseadas em hipóteses com respeito à evolução da concentração de determinados elementos químicos na atmosfera (PERRUCCI, 2018). Neste trabalho, são empregados dados de reanálise e de cenários de mudanças climáticas provenientes de um mesmo modelo do Goddard Institute for Space Studies (GISS) da NASA, minimizando-se a possibilidade de que flutuações nos cenários com respeito à reanálise venham a estar associadas à mudança de modelo.

2.2 TÉCNICAS DE DOWNSCALING

A Figura 2a ilustra a malha de um típico modelo da circulação geral da atmosfera com ampla cobertura espacial (cobrindo todo o globo terrestre), porém com baixa resolução para aplicação direta em escalas regionais e locais, escalas nas quais se dão processos atmosféricos que, por exemplo, influenciam diretamente o comportamento de aerogeradores. Nesse sentido, as chamadas técnicas de *downscaling* são amplamente empregadas para fins de acoplamento entre variáveis descritas em diferentes resoluções espaciais (EKSTRÖM; GROSE; WHETTON, 2015), por exemplo tomando a descrição do comportamento do vento na escala global como condição de contorno para sua descrição na escala local, nas vizinhanças de uma torre anemométrica ou aerogerador (SILVA, 2018). As Figuras 2b e 2c ilustram o detalhe de um subdomínio da malha de um modelo da circulação geral da atmosfera destacado pelo círculo vermelho na Figura 2a. Tal subdomínio, formado pelos 4 pontos da malha do modelo geral (círculos pretos na Figura 2a) mais próximos ao local de interesse (triângulo vermelho na Figura 2a) é empregado, por uma técnica de *downscaling*, como condição de contorno para descrever o comportamento do vento com alta resolução espacial justamente nas coordenadas do triângulo vermelho, que bem podem representar as coordenadas de uma usina eólica. Vale ressaltar que, para cada ponto da malha do modelo geral, estão disponíveis diversas variáveis atmosféricas como: temperatura, umidade relativa do ar, irradiação solar, velocidade do vento etc. (PERRUCCI, 2018).

Figura 2 – (a) malha de um típico modelo da circulação geral da atmosfera com ampla cobertura espacial (cobrindo todo o globo terrestre); (b) e (c) detalhe de um subdomínio da malha de um modelo da circulação geral da atmosfera destacado pelo círculo vermelho na Figura 2a.



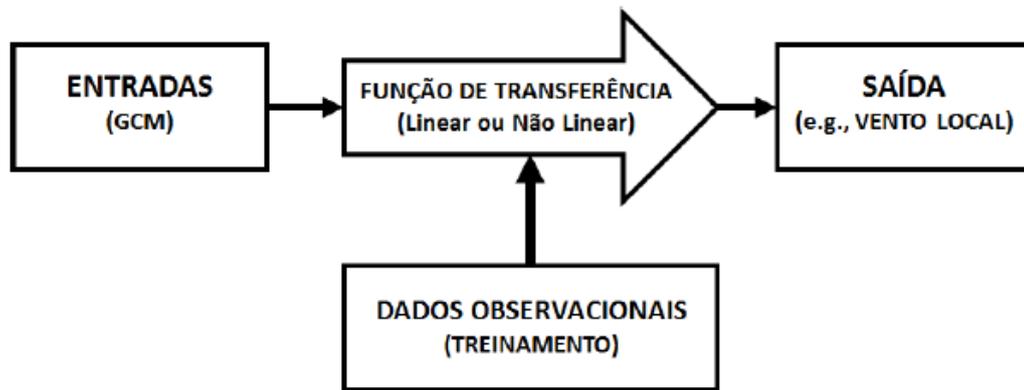
Fonte: (PERRUCCI, 2018)

Quanto à classificação, as técnicas de downscaling podem ser divididas em 3 grandes grupos:

- Técnicas dinâmicas: são resolvidas numericamente leis de conservação de massa, momento e energia que regem o comportamento das variáveis em questão, sendo assim possível realizar o acoplamento direto entre a escala sinóptica (baixa resolução espacial) e a microescala (alta resolução espacial) ou mesoescala (resolução espacial intermediária) (SILVA, 2018).
- Técnicas estatísticas: buscam estabelecer relações empíricas entre os conjuntos preditando (microescala) e preditor (macroescala), o que habitualmente se realiza através de técnicas regressivas, de classificação de padrões sinóticos ou estocásticas (WALTON et al., 2015); A principal utilidade das técnicas estatísticas é a capacidade de simular satisfatoriamente o comportamento de variáveis complexas, uma vez que houver uma relação estatística significativa entre as variáveis que são inter-relacionadas (PERRUCCI, 2018).
- Técnicas híbridas: são aqueles que combinam, em diferentes etapas, as técnicas dinâmicas e estatísticas (WALTON et al., 2015).

No caso específico de *downscaling* estatístico, geralmente os dados de simulação atmosférica provenientes dos modelos da circulação geral da atmosfera são relacionados com dados observacionais através de funções de transferência ajustadas em função da minimização do gradiente de erro global (calculado para todo o período de ajuste de parâmetros disponível na série temporal). Nesse caso, considera-se que o modelo possui uma arquitetura global de parâmetros, como se apresenta na Figura 3. Para a abordagem global, geralmente se adota um conjunto específico para a calibração (ajuste de parâmetros) das funções de transferência e outro apenas para validar os resultados. Caso se tenha uma validação satisfatória, o modelo poderá então ser adotado para estimar o comportamento da variável em função apenas das variáveis de entrada (simulações provenientes de GCMs) (PERRUCCI, 2018). Os modelos são calibrados (ajustados) e validados através de uma estratégia de validação cruzada, na qual se calibra o modelo sobre um período distinto daquele empregado na validação dos resultados. De posse dos parâmetros dos modelos devidamente ajustados, realizam-se simulações individuais para o período destinado à validação (HUTH, 1999).

Figura 3 – Arquitetura global de parâmetros - uma função de transferência é ajustada para todo o período de treinamento



Fonte: (PERRUCCI, 2018)

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seção de Revisão bibliográfica é dividida nos seguintes tópicos, complementaridade entre as fontes solar e eólica e mudanças climáticas.

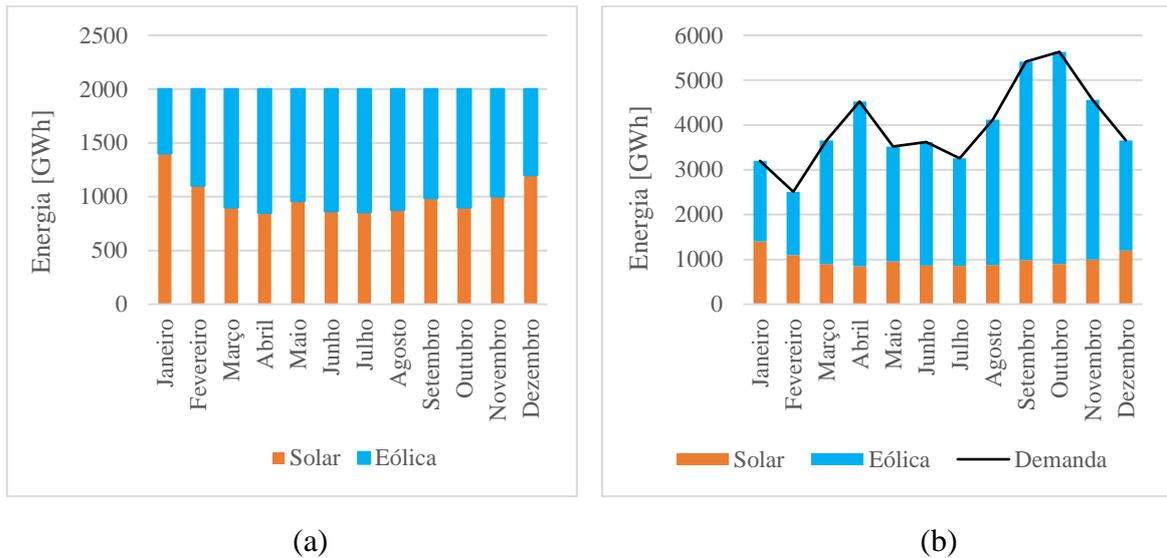
3.1 COMPLEMENTARIDADE ENTRE AS FONTES SOLAR E EÓLICA

O conceito de complementaridade entre as fontes eólica e solar tem recebido bastante atenção na última década devido ao amadurecimento das duas tecnologias em diversas localizações do mundo (PRASAD; TAYLOR; KAY, 2017) e aumento da potência instalada (REN21, 2018a), aumento este que tem feito surgir a necessidade de aprimoramento das linhas de transmissão, subestações e infraestrutura já existentes e de redução dos efeitos associados à intermitência das duas fontes (AMORIM et al., 2017). Nos diversos artigos publicados, o conceito de complementaridade pode ser abordado de duas maneiras distintas como mostrado na Figura 4. Na primeira abordagem (ver Figura 4a), o objetivo é obter uma potência de saída da central híbrida suavizada, sem variações significativas. Os dois sinas (de vento e radiação solar global) são combinados na tentativa de produzir uma saída estável da central híbrida de maneira que a combinação possa vir a ser adotada com uma fonte primária (HEIDE et al., 2010), com pequenas flutuações compensadas pelo uso de, por exemplo, plantas à gás. Em casos de sistemas elétricos altamente baseados em centrais hidrelétricas, a combinação de eólica e solar poderia substituir a fonte primária hidráulica, preservando os reservatórios de água como uma grande bateria para o sistema como um todo. Vale ressaltar que as situações acima podem ser atingidas apenas em casos muito especiais em que as contribuições de ambas as fontes (solar e eólica) são muito altas, sendo a fonte eólica capaz de compensar a ausência da fonte solar durante a noite. Na segunda abordagem (ver Figura 4b), o objetivo é atender a uma demanda específica. Nesse caso, a potência de saída da central híbrida pode apresentar variações significativas, mas precisa atender a um determinado perfil de carga. Vale ressaltar que, nesse contexto, quanto maior é o atendimento à demanda maior é a complementaridade entre os dois sinas, de vento e radiação solar global (LI et al., 2009).

A extensa pesquisa bibliográfica que levou à identificação das duas abordagens principais ao conceito de complementaridade é apresentada, nesta seção, sob forma de tabela com vistas a simplificar a comparação entre os estudos, que se encontram organizados em função da ordem cronológica de publicação, autor, localização da análise, métodos usados para estimar a complementaridade das fontes, base de dados, resolução espacial, resolução temporal e as

principais conclusões (ver Tabela 1). Também, foi realizada uma pesquisa bibliográfica sobre a avaliação de complementaridade incluindo outras fontes renováveis, como pode ser visto na Tabela 2, organizada da mesma maneira que a Tabela 1.

Figura 4- Exemplos das diferentes abordagens ao conceito de complementaridade entre as fontes solar e eólica: (a) em função da suavização da curva de saída da central híbrida; (b) em função do atendimento a uma demanda específica.



Fonte: a autora (2019).

Tabela 1 - Revisão bibliográfica com respeito à avaliação da complementaridade entre solar fotovoltaica e eólica.

Autor/ano	Localização	Análise	Métodos	Base de Dados	Resolução espacial	Resolução temporal	Principais conclusões
(LI et al., 2009)	Austrália	Metodologias aplicadas para avaliar o uso de solar, eólica e da combinação solar+eólica para suprir a demanda por energia.	Correlograma; Coeficiente de correlação; Correlação cruzada.	Estação meteorológica do Aeroporto de Sidnei. Dados de carga do sistema do Operador Nacional do sistema.	Dados: uma estação meteorológica. Análise: regiões costeiras da Austrália.	Dados: dados de meia em meia hora de cada dia de 2007. Análise: médias horárias.	Os resultados demonstram a possibilidade de que o uso de solar e eólica combinados poderiam ser usadas como energia de base na Austrália.
(HEIDE et al., 2010)	Europa	Diferentes porcentuais de solar e eólica foram definidos e comparados com a demanda por energia. De maneira a obter o melhor <i>mix</i> entre as duas e diminuir a necessidade de armazenamento de energia.	Desvio padrão.	Serviço privado de meteorologia com modelos regionais de dados dos Estados Unidos NCEP. Dados de carga do sistema dos controladores nacionais do sistema elétrico.	Dados e análise: menor que 47 - 48 km	Dados: oito anos de dados (2000-2007). Análise: sazonal	Um <i>mix</i> de 55% de eólica e 45% de solar foi definido para atingir o objetivo de uma Europa com 100% eólica e solar.
(LEW; PIWKO, 2010; NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL),	Arizona, Colorado, Nevada, New México, e Wyoming – EUA.	Análise operacional do impacto de penetração de renováveis superior a 35%.	Análise estatística (variabilidade) de produção foi usada para avaliar a operação do sistema elétrico e	Eólica: Modelo de Previsão Numérico de Mesoescala. Solar: Modelo de satélite. Carga: dados do Ventyx.	Dados: Eólica: 2-km; Solar: 10-km Análise: Arizona, Colorado, Nevada,	Dados e análise: Carga e solar: dados horários. Eólica: 10 minutos.	É factível para a região estudada acomodar 30% de eólica e 5% de solar.

2010); LEW et al., 2013; MILLER et al., 2014.			adequação dos recursos.		New México e Wyoming – EUA		
(LI; STADLER; RAMAKUMAR, 2011)	Oklahoma, EUA	Foi avaliado um método para quantificar a complementaridade.	Índice CIWS	Estações meteorológicas de Oklahoma.	Dados e análise: 127 estações meteorológicas	Dados: médias de 5 minutos no período de 1994 a 2006. Análise: mensal.	É possível quantificar complementaridade. Os maiores valores de complementaridade são encontrados em localizações com a menor incidência de vento e irradiação solar.
(HOICKA; ROWLANDS, 2011)	Ontario, Canadá	Foi assumido que eólica e solar produzem a mesma quantidade de energia (10^6 kWh/ano, valor escolhido arbitrariamente) mas que a produção é dividida diferentemente ao longo das 8760 horas do ano.	(1) representação gráfica; (2) ranking de percentil; (3) uso do máximo teórico para definição da capacidade.	Dados do Centro de meio ambiente do Canadá - CWEEDS.	Dados e análise: Quatro localizações em Ontário (Toronto, Warton, Sault Ste. Marie e Ottawa)	Dados e análise: Três anos (2003 a 2005) de dados horários.	A combinação de solar e eólica na mesma localização e na combinação de duas localizações suaviza a saída da produção de energia, quando comparada a produção de cada fonte isoladamente.
(WIDÉN, 2011)	Suécia	A capacidade de geração foi definida para produzir o mesmo montante anualmente, para comparar as características de cada fonte.	Coefficiente de correlação	Instituto Meteorológico e Hidrológico da Suécia.	Dados e análise: 12 localizações na Suécia.	Dados: horários do período de 1992–1999. Análise: horária, diária,	Há um efeito de suavização na saída agregada resultante da dispersão de unidade de geração solar. Para eólica o efeito é inferior.

						mensal e anual.	
(LIU et al., 2013)	China	A capacidade de geração foi definida para produzir o mesmo montante anualmente, para comparar as características de cada fonte.	Coefficiente de correlação e desvio padrão.	Centro Meteorológico da China.	Dados: 22 estações meteorológicas. Análise: combinação de diferentes localizações	Dados e análise: dados horários.	O efeito de suavização da saída das Centrais na mesma área e na combinação de diferentes áreas é a mesma.
(JEREZ et al., 2013)	Península Ibérica	O algoritmo procura a combinação de solar e eólica que garante que: a energia gerada é maior que a demanda mínima. E o desvio padrão é o mínimo entre todas as combinações de centrais solares e/ou eólicas.	Desvio padrão.	Modelo climático de simulação regional com o modelo de mesoescala MM5 rodados com os dados de reanálise ERA40 e com dados do ECMWF.	Dados e análise: resolução horizontal de 10km.	Dados: séries horárias de 1959-2007. Análise: mensal, sazonal e interanual.	Grande potencial de complementaridade entre as fontes solar e eólica.
(MONFORT I et al., 2014)	Itália	O coeficiente de correlação entre a geração de energia solar e eólica foi usado para mensurar a complementaridade na mesma localização e em diferentes sites.	Coefficiente de correlação.	PVGIS e MINNI	Dados e análise: Grid 4-4 km ² na Itália.	Dados: perfis horários. Análise: horária, diária e mensal.	Os resultados indicam que para o ano de 2005, o potencial de geração eólico e solar apresentou complementaridade no tempo, embasando a integração no sistema elétrico.

(BETT; THORNTON, 2016)	Grã- Bretanha	A correlação e o desvio padrão foram usados para avaliar a relação entre as médias diárias de solar e eólica.	Coefficiente de correlação; Desvio padrão.	Dados de reanálise - ECMWF ERA- Interim	Dados e análise: 0,75° de resolução espacial	Dados e análise: 1979 - 2013.	Em todos os meses, a variabilidade diária na potência total foi reduzida pela incorporação de energia solar. O cenário com a menor variabilidade é de aproximadamente 70% solar e 30% eólica.
(XU; WANG; LIU, 2017)	China	O estudo analisa dados espaciais e características de distribuição temporal da complementaridade vento-sol.	Coefficiente de correlação de Kendal.	289 estações meteorológicas.	Dados e análise: 289 estações meteorológicas na China.	Dados: horários de 1971 a 2003. Análise: anual e sazonal.	As regiões noroeste e norte com alta complementaridade solar-eólica.
(PRASAD; TAYLOR; KAY, 2017)	Austrália	Quatro cenários foram avaliados considerando solar, eólica e a demanda por energia do sistema: 1. Solar complementando eólica; 2. Eólica complementando eólica; 3. Solar complementando solar;	Coefficiente de variação relativo e intervalo interquartil. Método baseado na ocorrência do recurso solar e eólico acima dos respectivos limites mínimos de	Dados de reanálise – Merra.	Dados: 1/2° latitude x 2/3° longitude. Análise: grids de 3 x 3 (distância máxima de 279 km) e 5x5 (465 km).	Data e análise: dados horários de 1979 a 2014.	A variabilidade e a intermitência causadas pelos recursos individualmente podem ser mitigadas pela combinação dos dois recursos.

		4. Eólica complementando solar;	geração foi usado para caracterizar a sinergia das fontes.				
(MIGLIETT A; HULD; MONFORTI - FERRARIO, 2017)	Europa	Correlação local entre os recursos solar e eólico.	Coefficiente de correlação.	Eólica: ECMWF. Solar: satélite CM SAF.	Dados e análise: De 30° a 60°N e de 15°W a 45°E.	Dados: dados horários de 2012-2014 Análise: horária, diária e mensal.	Para os dados horários, uma anticorrelação semanal prevalece, sugerindo um grau de complementaridade local entre as duas fontes em várias regiões.
(AMORIM et al., 2017)	Nordeste do Brasil	A capacidade das subestações de transmissão das Centrais eólicas existentes foram definidas e usadas como parâmetro para definir a potência de solar que pode ser introduzida, sem a necessidade de aumentar estas subestações.	Foi avaliado sistemas de energia eólica e solar compartilhando a mesma subestação em um raio de 20km.	Estações meteorológicas localizadas nos locais selecionados.	Dados e análise: cinco localizações diferentes no nordeste do Brasil.	Dados: séries de dados com médias de 10 minutos no período de 2009 a 2016. Análise: anual, sazonal e escala horária.	Para o mesmo site, é possível obter uma variedade de resultados, dependendo do design considerado, demonstrando que não é possível generalizar os resultados e a importância do efeito do clima local.
(ZHANG et al., 2018)	China	Foi desenvolvida uma ferramenta para a avaliação de recursos e planejamento regional sinérgico preliminar	Coefficiente de variação; taxa de rampa; coeficiente de sinergia;	Dados de reanálise do MERRA	Dados e análise: Latitude: 0,5° - 0,5° e	Dados e análise: Dados horários de	Os resultados obtidos mostram uma variabilidade horária muito grande para eólica (53,93%) e para

		das fontes eólica e solar.	coeficiente de lucro.		longitude: 1° - 1°.	2006 a 2015.	solar (34,49%). É possível suavizar a saída das centrais agregando as duas fontes.
(SLUSARE WICZ; COHAN, 2018)	Estados Unidos	A produção de energia a cada meia hora foi avaliada com base na localização do recurso, tamanho da planta, carga horária, variabilidade interanual	Coeficiente de variação, coeficiente de correlação de Pearson.	Dados modelados a partir de dados de satélite para solar e com uso do WRF para eólica.	Dados: 2k de resolução Análise: estado do Texas.	Dados: dados a cada meia hora (solar) e a cada 5 minutos (eólica) de 2007 a 2013. Análise: meia hora, diária e anual.	Existência de complementaridade em níveis anuais e diários. A produção de energia renovável no Texas fica mais confiável quando considerada a combinação das fontes.

Fonte: a autora (2019)

Tabela 2 - Estado-da-arte com respeito à avaliação da complementaridade entre solar fotovoltaica, eólica e outras fontes renováveis.

Autor-ano	Localização	Recursos	Análise	Métodos	Base de dados	Resolução espacial	Resolução temporal	Principais conclusões
(DENA ULT; DUPUIS, 2009)	Quebec, Canadá	Eólica e hidráulica	Análise estatística para permitir uma análise de risco de geração de energia, variando as proporções de hidráulica e eólica.	Coeficiente de variação (desvio padrão normalizado pelo valor médio) e a	Eólica: Centro de Meio Ambiente do Canadá Hidráulica: centrais em	Dados e análise: Eólica: 10 sites. Hidráulica: Centrais em operação no	Dados e análise: dados horários de velocidade do vento no período de 1958–2003.	A grande desvantagem das centrais eólicas em relação as hidráulicas é a intermitência, o que impede a fonte de fornecer energia em qualquer momento.

				dependência (Coeficiente de correlação de Kendall)	operação em Quebec.	ano de 2003.	Volume anual de água de 1958 a 2003.	
(MOUR A, 2010)	Portugal	Solar, eólica e hidráulica	Foi definido o percentual de fator de capacidade de eólica, solar e hidráulica para maximizar o fator de capacidade global em um ano médio.	Coeficiente de correlação	Não definido	Dados e análise: Localizações estratégicas no país.	Dados: mensais por um período de 50 anos. Análise: entre anos e meses.	É possível definir um mix que garante um nível mínimo de intermitência (entre anos e meses), um pico mínimo não garantido quota de carga (no verão e no inverno) e um custo mínimo global.
(HALA MAY et al., 2011)	Noroeste do pacífico	Eólica, solar e maremotriz.	Foi avaliada a diferença entre a demanda por energia e energia gerada pela combinação das fontes.	Variância, erro absoluto médio e erro quadrático médio.	Dados de eólica e da carga do sistema são do Sistema de Administração de energia de Bonneville e os dados de solar e de maremotriz foram gerados.	Dados e análise: área próximo do Sistema de Administração de energia de Bonneville.	Dados e análise: 10 em 10 minutos do ano de 2008.	Utilizando uma mistura igual de geração de energia eólica, solar e de ondas, os requisitos gerais de reserva são reduzidos em comparação com aqueles para o vento sozinho.

(PALFI; ZAMBO N, 2013)	Brasil	Eólica e hidráulica	As séries anuais foram plotadas e o coeficiente de correlação mensurado.	Coeficiente de correlação	NOAA e ONS.	Dados: 16 pontos em todo país. Análise: regiões nordeste, sudeste e sul do país.	Dados: Wind: médias de 4 horas de 1981-2010. Afluência das águas: médias mensais de 1981-2010. Análise: anual e sazonal.	A correlação sazonal inversa entre as fontes mostra que a complementaridade dos recursos pode ser usada para maior confiabilidade e eficiência do sistema elétrico.
(JONG et al., 2013)	Região nordeste do Brasil.	Solar, eólica e hidráulica	Comparação das series de dados com a demanda por energia.	Coeficiente de correlação de Pearson.	Eólica: torre anemométric a em Camaçari. Atlas do Potencial Eólico da Bahia e do Brasil. Solar: dados medidos do SINDA e Atlas Solarimétrico do Brasil. Perfil de carga e níveis dos reservatórios	Dados: duas estações meteorológi cas. Análise: região nordeste.	Dados: Solar: a cada 3 horas. Eólica. 15- 15 minutos Análise: mensal.	Nos meses de seca (quando o custo de energia é maior) há uma disponibilidade maior de eólica e solar.

de água: ONS.								
(SANTO S-ALAMI LLOS et al., 2015)	Espanha	Eólica e Solar térmica	Foi avaliado até que ponto uma combinação de energia eólica e energia solar concentrada (CSP) pode levar a potência de saída estável e até mesmo de carga de base, aproveitando: 1) equilíbrio espaço-temporal de recursos de energia solar e eólica e 2) capacidade de armazenamento de plantas CSP.	Análise de componentes principais (PCA) e análise de correlação canônica (CCA)	Modelo WRF.	Dados e análise: 3 km	Dados e análise: dados horários de solar e eólica (2008-2010)	Os resultados revelam que a energia de base renovável pode ser obtida na região de estudo através da localização de parques eólicos e plantas CSP usando padrões de balanceamento derivados da metodologia empregada.
(THOM AIDIS et al., 2016)	Parte sul da Península Ibérica	Eólica e Solar térmica	Minimização dos riscos de suprimento de energia e maximização do retorno do investimento.	Desvio padrão da capacidade de geração e medida da média de saída da central.	Modelo WRF.	Dados e análise: 3 km	Dados e análise: dados horários de solar e eólica de 1/01/2008 a 31/12/2010.	É mais vantajoso pensar em mix de tecnologias do que em instalações únicas.
(FRANÇOIS et al., 2016a)	12 regiões na Europa	Hidráulica de fio d'água e eólica/ solar	Para cada região, um cenário de combinação de energia foi gerado	1. Coeficiente de variação;	Dados hidrológicos: observacionais e ECAD.	Dados e análise: 12 regiões selecionada	Dados e análise: 33 anos de dados	Em todas regiões, incluir hidráulica de fio d'água permitiu o acréscimo da

		usando uma soma ponderada das três séries temporais de potência normalizada obtidas para cada uma das três fontes de energia.	2. Coeficiente de correlação de Pearson; 3. Taxa de penetração.	Eólica e solar: simulações com o WRF usando dados de mesoescala do ERA-Interim. Demanda de energia: ENTSOE.	s entre Europa e o Norte da África.	diários (1980-2012)	penetração de energias renováveis no sistema (de 1% para 8%).	
(SCHMIDT; CANCELLA; PEREIRA, 2016)	Brasil	Solar, eólica e hidráulica Fonte de Backup: térmica.	Um modelo de otimização que escolhe entre diferentes capacidades de energias renováveis em diferentes regiões, efetivamente otimizar o mix de produção representado pela séries temporais modeladas de produção de energia a partir de recursos eólicos, solares e hídricos.	O programa de otimização é restrito por uma equação de balanceamento entre demanda e geração de todas as fontes.	ECMWF, NCEP/NARR, NASA, INPE, ONS.	Dados e análise: 0.75 x 0.75° a grids de 2.5x2.5°.	Dados: 8 dados por dia. Análise: 34 anos (mensal e interanual).	Solar e eólica contribuem para estabilizar a produção diária, mensal e anual da central hidro-eólica-solar em comparação com hidrotérmica e podem auxiliar na redução da necessidade por centrais térmicas.

(IOANNIS et al., 2016)	Hungria Ocidental	Pequena central hidrelétrica e solar.	O algoritmo desenvolvido analisa diversas configurações de central solar. A saída é comparada com a saída da central hidrelétrica.	Coefficiente de correlação	Pequena Central hidrelétrica no rio <i>Raba</i> . PVGIS.	Dados e análise: Pequena Central hidrelétrica no rio <i>Raba</i> .	Dados e análise: mensal	A metodologia proposta suporta estimativas sobre a complementaridade entre as PCHs e sistemas de energia solar.
(FRANÇOIS et al., 2016b)	Norte da Itália	Solar e hidráulica	Combinação de diferentes porcentagens de solar e hidráulica de maneira a reduzir os custos de balanceamento e necessidade de armazenamento.	Desvio padrão do balanço energético e do armazenamento teórico necessário para um balanceamento entre a geração e carga.	Demanda por energia: Sistema europeu de transmissão de energia. Solar: 17 estações. Hidro: série temporal das bacias hidrográficas Aurino, Anterselva, Posina e Leno.	Dados: Solar: 17 regiões. Hidráulica: quatro regiões diferentes. Análise: norte da Itália.	Dados: Demanda por energia: dados horários de 2006 a 2013. Solar e hidro: dados horários. Análise: horária, diária e mensal de 2000 a 2010.	Em pequena escala temporal (de hora em hora): uma alta parcela de potência a fio d'água permite minimizar a variabilidade do balanço de energia. Na escala temporal maior (diária e mensal): ocorre o inverso, devido à menor variabilidade da energia solar.
(SILVA et al., 2016)	Brasil	Hidráulica e eólica offshore.	A produção de energia foi estimada e analisada, com três visões diferentes: hidráulica-hidráulica; eólica-	Coefficiente de correlação de Pearson, coerência e análise de cluster.	Eólica: dados do NOAA. Precipitação: CRU-TS-3.1.	Dados: Eólica: 0.25°. Precipitação: 0.5°. Análise: Todo país.	Dados: Eólica: 6-6 horas. Precipitação: mensal. Análise: mensal	A energia eólica offshore é vasta, diversa e complementar com ela mesma e com o recurso hidráulico.

			eólica e hidráulica-eólica.					
(CANTÃO et al., 2017)	Brasil	Eólica e hidráulica	O objetivo do estudo é avaliar a complementaridade das fontes eólica e hidráulica no Brasil.	Coefficiente de correlação	Estações meteorológicas do INMET	Dados: 264 estações meteorológicas ao longo do país e centrais hidráulicas em operação. Análise: todo país.	Dados: eólica, três horários no dia :00:00, 12:00 e 18:00. Análise: mensal.	Foi encontrado níveis altos de complementaridade na região do Rio São Francisco no nordeste do Brasil.
(FANG et al., 2017)	China	Solar e hidráulica	A potência hidráulica é fixa e a potência de solar ideal é definida considerando três cenários: 1. Solar sendo usada como carga base (saída constante ao longo do dia); 2. Solar sendo usada para atender a demanda ao longo do dia;	Receita líquida durante a vida útil; Taxa anual de corte de solar (tempo que não será acionada); Incremento na receita líquida.	Central hidrelétrica Longyangxia de 1280 MW e Central solar fotovoltaica de 850 MW.	Dados e análise: ao longo dos Rios: Yellow, Yangtze and Mekong.	Análise: horária, mensal e anual.	O uso da fonte solar combinada com hidráulica pode auxiliar nos problemas com alocação dos recursos de água.

			3. Solar sendo usada para atender picos de carga específicos.					
(JURAS Z; CIAPAL A, 2017)	Polônia	Solar e hidráulica	Foi desenvolvida uma metodologia para que a energia geração (solar+hidráulica) atendesse a uma demanda específica com máxima variação de 95 – 105 % da demanda.	Desvio padrão e coeficiente de variação.	Vazão de água: IMGW-PIB. Solar: SoDa Pro website	Dados e análise: rios com centrais hidráulicas na Polônia.	Dados e análise: dados horários para o intervalo de anos de 2006 a 2008.	O resultado indica que uma usina hidráulica com lagoa (armazenamento) relativamente pequeno é capaz de compensar a produção de energia variável do sistema fotovoltaico.
(JURAS Z; CIAPAL A, 2018)	Polônia	Solar e hidráulica	Objetivo é suavizar a saída das centrais fotovoltaicas usando as centrais hidráulicas.	Taxa de rampa (diferença entre horas)	Vazão de água: IMGW-PIB. Solar: SoDa Pro website	Dados e análise: rios com centrais hidráulicas na Polônia.	Dados e análise: dados horários para o intervalo de anos de 2006 a 2008.	Os resultados mostram que para uma vazão média observada de 1,3 m ³ e irradiação anual de 1050 kWh/m ² , uma turbina de 176 kW e capacidade de captação de 1,36 MWh é suficiente para suavizar a geração de energia de uma instalação fotovoltaica de 687 kW.

(LI et al., 2019)	China	Solar e hidráulica	Desenvolvido um modelo estocástico com dois objetivos principais: maximizar a geração de energia total e maximizar a energia garantida (firme) da central híbrida.	Taxa garantida de solar e hidráulica (períodos que a geração é a maior que a energia firme garantida para as centrais); Períodos que a geração é maior que a capacidade de escoamento.	Hidráulica: Estação hidrológica de Tangnaihe. Solar: Administração meteorológica da China.	Dados e análise: central híbrida Longyangxia	Dados: Solar: diários. Hidráulica: mensais. Análise: diária, mensal e anual.	A operação combinada das centrais hidráulica e solar é mais eficiente que a operação isolada das fontes.
-------------------	-------	--------------------	--	---	---	---	--	--

Todos os artigos citados na Tabela 1 e na Fonte: a autora (2019)

Tabela 2 mencionam a importância de usar cada vez mais energias renováveis para evitar as flutuações causadas pelas mudanças climáticas. No entanto, nenhum artigo considera o efeito das flutuações devido as mudanças climáticas sobre a complementaridade das fontes. Os recursos solar e eólico são suscetíveis a flutuações climáticas (FANT; SCHLOSSER; STRZEPEK, 2016; WACHSMUTH et al., 2013). Portanto, a complementaridade entre as fontes também pode se ver afetada por tais flutuações. Vários exemplos de estudo podem ser citados com respeito aos potenciais impactos dessas flutuações na velocidade do vento e, portanto, na energia eólica (BRESLOW; SAILOR, 2002; JOHNSON; ERHARDT, 2016; LUCENA et al., 2010; MEIER, 2006; PRYOR; BARTHELMIE, 2010; PRYOR; SCHOOF; BARTHELMIE, 2005, 2006; SAILOR et al., 2000; SAILOR; SMITH; HART, 2008) e, também, em solar (BURNETT; BARBOUR; HARRISON, 2014; CROOK et al., 2011; GAETANI et al., 2014; LIMA et al., 2016; PANAGEA et al., 2014; PATT; PFENNINGER; LILLIESTAM, 2013; WILD et al., 2015). A carência de estudos sobre os possíveis impactos das mudanças climáticas sobre a complementaridade entre as fontes solar e eólica é a principal motivação deste trabalho, justificando por si a revisão bibliográfica apresentada na subseção seguinte.

3.2 MUDANÇAS CLIMÁTICAS

O clima médio global da Terra é determinado pela energia que vem do Sol e pelas propriedades da Terra e sua atmosfera, ou seja, a reflexão, absorção e a emissão de energia entre a atmosfera e a superfície. Além de mudanças na energia vinda do sol (causadas pela variação da órbita da Terra, por exemplo), mudanças nas propriedades da atmosfera e superfície podem afetar o clima (SOLOMON et al., 2007a). Entre tais mudanças nas propriedades da atmosfera e superfície, destacam-se o aumento da concentração de gases de efeito estufa (que atuam, primeiramente, no aumento da absorção da irradiação refletida) e aumento dos aerossóis (que agem refletindo e absorvendo a irradiação que está chegando na Terra e mudam as propriedades radiativas das nuvens) (AXEL et al., 2014).

A maioria dos gases de efeito estufa ocorre de forma natural. Mas, aumentos significativos em suas concentrações aconteceram nos últimos 250 anos devido à atividade humana. A concentração dos gases na atmosfera é resultado (líquido) do balanço entre as emissões e remoções da atmosfera (MACDOUGALL; EBY; WEAVER, 2013).

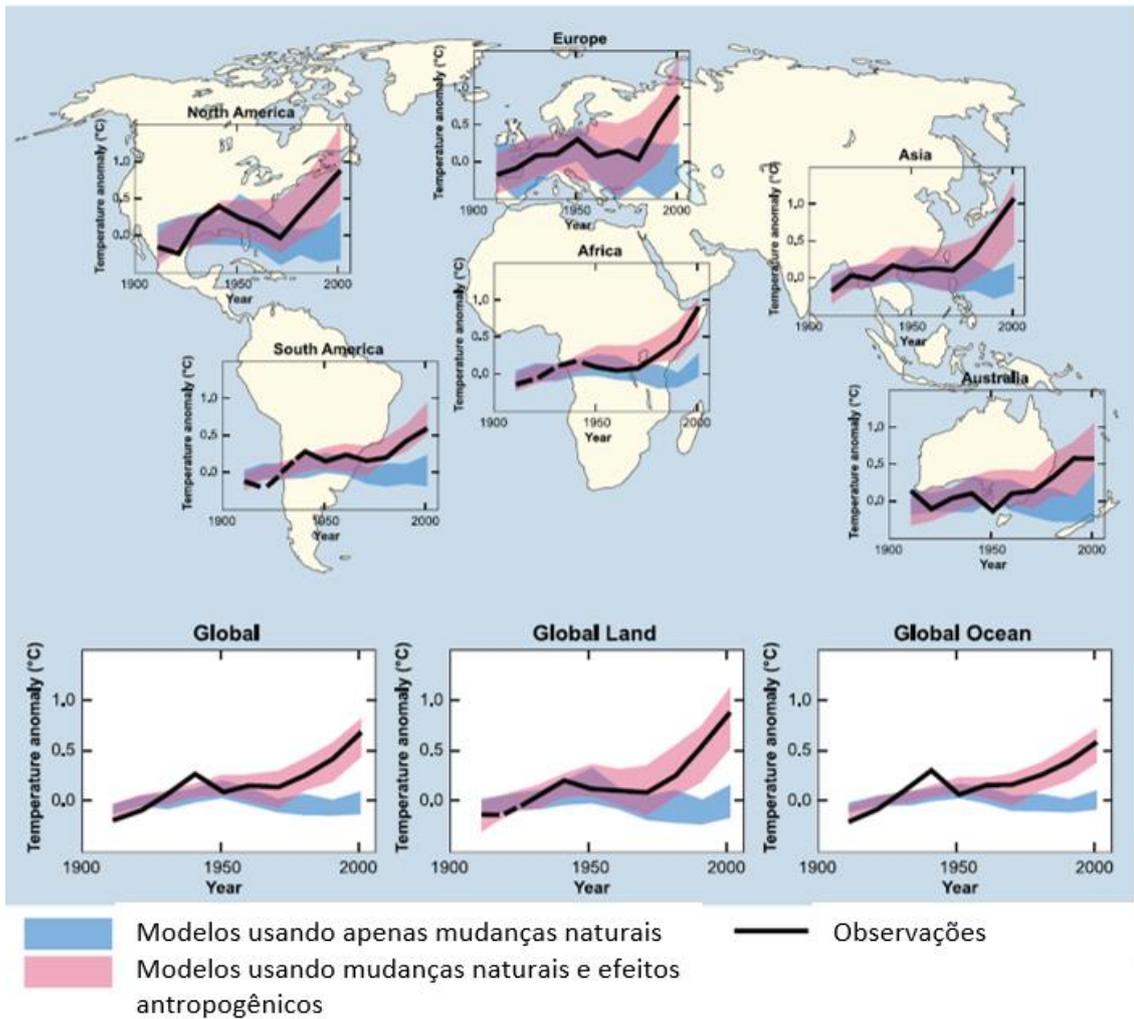
O dióxido de carbono (CO₂), o metano (CH₄) e o óxido nitroso (N₂O) são quimicamente estáveis e persistem na atmosfera em escalas temporais que vão de uma década a séculos. Como tais gases são de longa duração, tornam-se bem misturados em toda a atmosfera. Particularmente, o dióxido de carbono não tem uma vida útil específica, porque é continuamente reciclado entre a atmosfera, os oceanos e a biosfera terrestre e sua remoção da atmosfera envolve uma série de processos com diferentes escalas de tempo (SOLOMON et al., 2007a). Por outra parte, gases de vida curta (por exemplo, dióxido de enxofre e monóxido de carbono) são quimicamente reativos e geralmente removidos por processos naturais de oxidação na atmosfera, por remoção na superfície ou por lavagem na precipitação. Suas concentrações são, portanto, altamente variáveis. O ozônio é um gás de efeito estufa significativo que é formado e destruído por reações químicas envolvendo outras espécies na atmosfera. Na troposfera, a influência humana sobre a concentração de ozônio ocorre principalmente através de mudanças nos gases precursores que levam à sua formação, enquanto na estratosfera a influência humana tem sido principalmente através de mudanças nas taxas de remoção de ozônio causadas por clorofluorcarbonetos (CFCs) e outras substâncias que destroem a camada de ozônio (SOLOMON et al., 2007a). Os aerossóis variam consideravelmente em suas propriedades, afetando a extensão em que absorvem e dispersam a irradiação, e, portanto, diferentes tipos podem ter um efeito líquido de resfriamento ou aquecimento. O aerossol industrial consiste principalmente de uma mistura de sulfatos, carbono orgânico e preto, nitratos e poeira industrial sendo claramente discernível em muitas regiões continentais (ZHAO et al., 2017).

3.2.1 Mudanças Climáticas x Variabilidade Natural

Segundo Hegerl et al. (2007), é improvável que as mudanças climáticas dos últimos anos possam ser explicadas apenas por causas naturais, devido à intensidade das mesmas neste período. As reconstruções paleoclimáticas mostram que a segunda metade do século 20 foi provavelmente o período mais quente de 50 anos no hemisfério norte nos últimos 1300 anos. Este rápido aquecimento é consistente com a compreensão científica de como o clima deve responder a um rápido aumento de gases de efeito estufa e o aquecimento é inconsistente com a compreensão científica sobre como o clima deve responder a fatores externos naturais tais como variabilidade na produção solar e atividade vulcânica. Nesse sentido, os modelos climáticos se apresentam como uma ferramenta adequada para estudar as várias influências sobre o clima da Terra. Cabe destacar que os modelos não conseguem reproduzir o aquecimento

observado quando executados empregando apenas fatores naturais. Quando fatores humanos são incluídos, os modelos passam a simular um padrão geográfico de mudança de temperatura em todo o mundo semelhante ao que ocorreu nas últimas décadas. Tal padrão geográfico (que apresenta, por exemplo, um aquecimento maior em altas latitudes setentrionais) difere dos padrões mais importantes de variabilidade climática natural associados a processos climáticos internos, como o *El Niño*. Exemplos de tais discrepâncias são apresentados na Figura 5.

Figura 5 – Diferenças entre resultados de modelos climáticos que consideram apenas mudanças naturais e combinando mudanças naturais e efeitos antropogênicos.



Fonte: (SOLOMON et al., 2007b)

3.2.2 Cenários de Mudanças Climáticas

O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) fornece dados como concentração de gases de efeito estufa, aerossóis, uso do solo, entre outros, que servem como dados de entrada para modelos climáticos (representações matemáticas do clima). Uma fonte de confiança nos modelos vem do fato de que os fundamentos do modelo são baseados em leis físicas estabelecidas, tais como conservação de massa, energia e momento, juntamente com uma riqueza de dados observacionais. Uma segunda fonte de confiança vem da capacidade dos modelos de simular aspectos importantes do clima atual (SOLOMON et al., 2007b). Estes modelos climáticos possuem como dados de saída velocidade do vento, irradiação solar, temperatura em resolução mundial, que servirão como entrada para diversos estudos.

O modelo climático usado neste trabalho foi o do *Goddard Institute for Space Studies* GISS-EH da NASA. Gases do efeito estufa considerados no modelo GISS: CO₂, CH₄, N₂O, Ozônio estratosférico, ozônio troposférico e CFCs. Aerossóis considerados: SO₄, carbono negro, carbono orgânico, nitrato, poeira, poeira vulcânica, sal marinho. Também considera o uso da terra e variabilidade solar (SOLOMON et al., 2007b). Neste trabalho, três cenários foram estudados:

- Cenário Phi control: Neste cenário, os experimentos são realizados com níveis pré-industriais constantes de gases de efeito estufa. Mesmo sendo um cenário improvável aos próximos 35 anos, foi aqui estudado por conta do interesse em se avaliar possíveis mudanças na complementaridade (entre solar e eólica) em um contexto em que não se consideram alterações na emissão de gases do efeito estufa (ver resultados nos Apêndices F, G e H);
- Cenário 1%to2x: Neste cenário, a concentração de gases de efeito estufa aumenta, com uma taxa de 1% ao ano, a partir dos níveis pré-industriais (a partir do ano de 1860, com uma taxa de CO₂ de 286,05 ppmv) até que a concentração tenha dobrado (no ano 1930 com uma taxa de CO₂ de 572,11 ppmv) e é mantida constante a partir de então. Durante todo o período do experimento, todos os agentes não-CO₂ (CH₄, N₂O, O₃ troposférico e estratosférico, sulfatos troposféricos, carbono preto e orgânico, poeira, sal marinho, irradiação solar e a distribuição do uso do solo) foram mantidos constantes em valores representativos do ano 1860. Os estudos de caso são apresentados nos Apêndices F, G e H;

- Cenário A1B: As principais considerações feitas pelo IPCC no Cenário A1B são: Um mundo futuro de crescimento econômico muito rápido, baixo crescimento populacional e rápida introdução de tecnologia nova e mais eficiente. Os principais temas subjacentes são a convergência econômica e cultural e a capacitação, com uma redução substancial das diferenças regionais na renda per capita. Neste cenário, as pessoas buscam riqueza pessoal em vez de qualidade ambiental. A Tabela 3 apresenta os parâmetros de entrada considerados no Cenário A1B para a América Latina e África.

Tabela 3 - Parâmetros de entrada considerados no Cenário A1B para América Latina e África¹

Emissões antropogênicas	Unidade	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Combustíveis fósseis CO ₂	GtC	0,72	1,01	2,30	3,40	4,20	4,91	5,73
Outros CO ₂	GtC	0,73	0,82	0,63	0,40	0,32	0,29	0,26
Total CO ₂	GtC	1,45	1,83	2,93	3,80	4,52	5,20	5,99
CH ₄ total	MtCH ₄	77	85	99	120	134	139	144
N ₂ O total	MtN ₂ O-N	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4
SO _x total	MtS	10,5	12,8	20,0	25,3	28,4	35,5	44,1
HFC	MtC eq.	0	2	15	39	81	139	184
PFC	MtC eq.	4	4	5	9	14	19	23
SF ₆	MtC eq.	3	5	10	14	19	32	40
CO	MtCO	396	404	413	427	410	424	439
NMVOOC	Mt	48	55	75	99	119	124	129
NO _x	MtN	7	8	11	15	19	20	21
Uso do solo								
Lavoura (agricultura)	milhões de hectares	371	385	384	383	382	381	381
Campo (com vegetação baixa)		1680	1673	1685	1695	1702	1708	1714

¹ Fonte: http://sres.ciesin.org/final_data.html

Energia (biomassa)		0	0	0	42	90	147	240
Floresta		1745	1711	1690	1683	1680	1681	1682
Outros		1684	1710	1720	1676	1625	1542	1463
Total		5480	5480	5480	5480	5480	5480	5480
Fonte de energia primária								
Carvão		5	7	16	26	29	35	42
Óleo		27	36	60	77	86	94	104
Gás		9	18	46	58	108	139	178
Nuclear	EJ	0	0	1	4	9	20	45
Biomassa		14	18	19	36	55	78	110
Outras Renováveis		2	3	4	6	12	26	59
Total		57	81	146	208	299	401	538
População								
População	Milhões	1192	1519	1865	2211	2557	2761	2980

Fonte: (SOLOMON et al., 2007b)

A Tabela 4 resume uma revisão bibliográfica sobre a avaliação dos impactos das mudanças climáticas com respeito às fontes eólica e solar, destacando o lugar sobre o qual foi realizado o estudo de caso, a fonte (eólica ou solar), a metodologia, o cenário de mudanças climáticas e as principais conclusões.

Tabela 4 - Revisão bibliográfica com respeito à avaliação dos impactos das mudanças climáticas nas fontes eólica e solar.

Autor/Ano	Lugar/fonte	Metodologia	Cenário	Conclusões
(BRESLOW; SAILOR, 2002)	Estados Unidos. Eólica	Foram usados dois modelos de Circulação Geral do Centro Climático do Canadá e do Centro Hadley para obter um <i>range</i> de possíveis variações na magnitude da velocidade do vento. Período: 1990 a 2010.	CO ₂ aumentand o 1% ao ano.	Os dois modelos usados indicam uma redução na velocidade do vento de 1 a 3,2% nos próximos 50 anos e 1,4 a 4,5% nos próximos 100 anos.
(PRYOR; BARTHELMIE; KJELLSTRÖM, 2005)	Norte da Europa. Eólica	Os dados de reanálise e os de projeção do Modelo e Circulação Regional do <i>Rosby Centre</i> foram usados para estimar a densidade de energia de cada grid e auto correlação espacial e temporal. Período de controle: 1961–1990. Período projetado: 2071–2100	Cenários A2 e B2.	Indicativos de pequenos aumentos no recurso eólico anual no norte da Europa e aumentos substanciais na densidade de energia durante o inverno.
(LUCENA et al., 2010)	Brasil Eólica	Downscaling dinâmico dos dados em projeções climáticas regionais para o Brasil feito por especialistas do CPTEC/INPE usando o modelo PRECIS. Este modelo foi desenvolvido pelo Centro Hadley, e faz o downscaling dos resultados do modelo de circulação geral HadCM3. Condições presentes: 1961-1990 Período projetado: 2071-2100.	Cenários A2 e B2.	Os resultados mostraram um aumento no potencial eólico no Brasil ao longo do tempo como consequência das mudanças climáticas globais.
(PRYOR; BARTHELMIE, 2010)	- Eólica	Impactos da mudança da magnitude da velocidade do vento e da variabilidade do recurso.	-	Artigos de revisão que comparam diferentes metodologias e cenários para avaliar os impactos das mudanças climáticas. É possível verificar que o mesmo cenário (conjunto de mudanças climáticas) possui impacto distinto dependendo da localização.

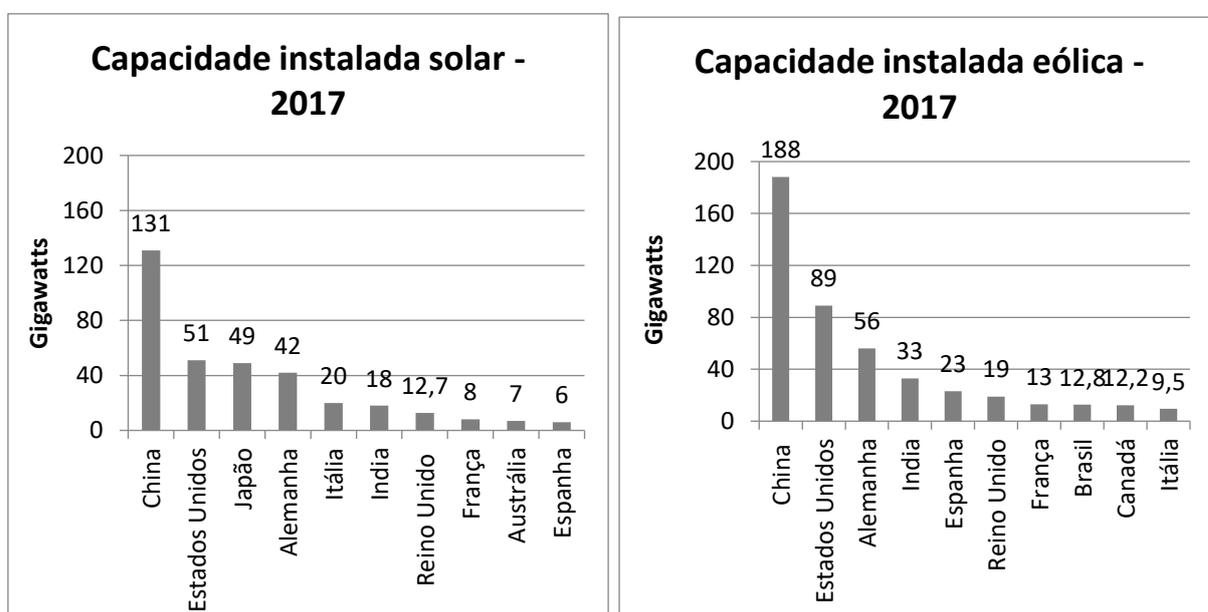
(CROOK et al., 2011)	Global. Solar	Análise de como as mudanças projetadas na temperatura e na insolação durante o século 21 afetarão a produção de energia solar fotovoltaica (PV) e concentrada (CSP).	Cenário A1B	Mudanças na saída do PV e suas contribuições fracionárias da temperatura e da insolação são todas muito dependentes da localização.
(WACHSMUTH et al., 2013)	Alemanha. Solar e eólica	Dois modelos que avaliam os impactos das mudanças climáticas na geração de energia solar e eólica e uso desses modelos para avaliar as projeções climáticas.	Cenário A1B	Para estas projeções, o perfil sazonal da produção de energia solar não é afetado, apesar da menor cobertura de nuvens durante o verão. Enquanto o perfil sazonal da produção de energia eólica tem um pico sazonal mais elevado durante o inverno devido ao aumento leve da velocidade do vento.
(PATT; PFENNINGER; LILLIESTAM, 2013)	- Solar	Efeitos das seguintes mudanças no rendimento de solar PV: granizo e raios, temperatura, vento, areia e períodos nublados prolongados.	-	O aumento da temperatura, aumento das ondas de calor, diminuem o rendimento dos sistemas. Assim como períodos nublados prolongados.
(BURNETT; BARBOUR; HARRISON, 2014)	Reino Unido - Solar	O presente nível de irradiação solar foi avaliado através da conversão de 30 anos de dados médios mensais. O método e os resultados são validados comparando os níveis de irradiação projetados com as medições reais da irradiância solar em estações meteorológicas com registros históricos significativos de dados de irradiância solar.	Cenário UKCP09.	As mudanças climáticas aumentam o recurso médio no sul do Reino Unido, enquanto diminui marginalmente no Noroeste. O efeito global é um aumento médio do recurso solar do Reino Unido, no entanto, terá maior variabilidade sazonal e as discrepâncias entre regiões geográficas serão reforçadas.
(PANAGEA et al., 2014)	Grécia - Solar	As projeções climáticas foram obtidas de 5 modelos climáticos regionais no cenário de emissões A1B, para dois períodos (2011–2050 e 2061–2100).	Cenário A1B	A análise espaço-temporal indica um aumento significativo na temperatura média anual (até 3,5°C) e na irradiação total média (até 5 W/m ²) até 2100. O desempenho dos sistemas fotovoltaicos exibe uma dependência linear negativa com o aumento de temperatura projetada que é superado pelo aumento esperado da

				irradiação total, resultando em um aumento de até 4% na produção de energia.
(GAETANI et al., 2014)	Europa e África - Solar	Efeitos das mudanças climáticas no período de 2000 a 2030.	Cenário B2	Uma redução estatisticamente significativa na produtividade de solar de até 7% é observada na Europa Oriental e no norte da África, enquanto um aumento significativo de até 10% é observado na Europa Ocidental e no leste do Mediterrâneo.
(WILD et al., 2015)	Global - Solar	Usando 39 modelos climáticos diferentes, o objetivo do estudo é avaliar a magnitude e o grau de consistência nessas numerosas projeções de mudanças em variáveis climáticas relevantes para a produção de energia solar.	CMIP5. Cenários: RCP2.6, RCP4.5, RCP6 e RCP8.5,	Os resultados indicam decréscimos estatisticamente significativos nos produtos fotovoltaicos em grandes partes do mundo, com exceções notáveis com tendências positivas em grandes partes da Europa, sudeste da América do Norte e a sudeste da China. As mudanças projetadas entre 2006 e 2049 no cenário RCP8.5 em geral são da ordem de 1%/década para planos horizontais.
(JEREZ et al., 2015)	Europa. - Solar	Avaliação dos impactos das mudanças climáticas na energia solar fotovoltaica (PV) na Europa usando o conjunto EURO-CORDEX de projeções climáticas de alta resolução juntamente com um modelo de produção de energia fotovoltaica.	Cenários RCP4.5 e RCP8.5	Apenas de algumas pequenas reduções na produção de energia elétricas, as mudanças climáticas não irão afetar o sistema fotovoltaico europeu.
(TOBIN et al., 2015)	Europa - Eólica	O potencial eólico em toda Europa e a produção eólica efetiva das Centrais eólicas em operação no final de 2012 e planejadas para 2020.	Cenário A1B	No cenário de mudanças climáticas A1B, sobre quase toda Europa, as mudanças no potencial eólico são entre $\pm 15\%$ e $\pm 20\%$ no meio e final do século, respectivamente.
(JOHNSON; ERHARDT, 2016)	Estados Unidos -	Estimar a mudança na densidade de energia eólica no período de 1968-2000 até o período de 2038-2070 usando a saída de quatro	Cenário A2	Foi encontrado nos quatro modelos que há uma expectativa de aumento do recurso

	Eólica	modelos regionais do programa norte-americano de mudanças climáticas (NARCCAP).		eólico em partes do Kansas, Oklahoma e norte do Texas.
(FANT; SCHLOSSER; STRZEPEK, 2016)	África. - Eólica	A avaliação combina as projeções climáticas baseadas no Modelo Global Integrado de Sistemas (IGSM), que considera as emissões e a incerteza da sensibilidade climática global, com informações climáticas mais detalhadas regionalmente de 8 GCMs disponíveis na fase 3 do Projeto de Intercomparação de Modelos Acoplados (CMIP-3).	Cenários A2 e B1	A longo prazo (2050) a mudança mediana do recurso eólico e solar é mínima. Existem probabilidades mínimas na variação dos extremos entre $\pm 15\%$.
(CARVALHO et al., 2017)	Europa. - Eólica	Os impactos das mudanças climáticas no potencial eólico na Europa. Três janelas de tempo foram avaliadas: Futuro próximo: 2016-2035; Futuro a médio-prazo: 2046-2065; Longo prazo: 2081- 2100.	CMIP5. Cenários: RCP 8.5 e RCP 4.5	Prevê-se um aumento no recurso na região norte e central da Europa (Báltico e zonas circundantes) e diminua na região do Mediterrâneo. Também um aumento da variabilidade intra-anual no mar Báltico e áreas circundantes e uma diminuição nas áreas do Mediterrâneo. São esperadas variações significativas na variabilidade interanual em toda Europa.
(TOTSCHNIG et al., 2017)	Áustria e Alemanha - Solar e eólica	Vários cenários são simulados, considerando além de solar e eólica, a energia hidráulica, demanda e o custo da eletricidade. Período de controle: 1971-1989 Período futuro: 2051 a 2080	Cenário A1B	Os modelos climáticos simulam apenas pequenas mudanças na energia fotovoltaica e geração de energia eólica.
(SCHLOTT et al., 2018)	Europa - Solar e eólica	Cenário considera: um aumento irradiação em $8,5 \text{ W/m}^2$ por volta do ano 2100 e a aumento da temperatura média global no período de 2081 a 2100 de $2,6$ a $4,8 \text{ }^\circ\text{C}$ em comparação com os tempos pré-industriais.	RCP 8.5	Uma clara divisão norte-sul pode ser identificada, onde a velocidade do vento é favorecida no Norte e permanece estável até o final do século e solar é favorecida no Sul, ganhando maior participação no final do século.

Os resultados encontrados nos estudos sobre os impactos de mudanças climáticas apontam que a variação no rendimento das centrais pode chegar a 15%, valor muito significativo quando comparado ao alto investimento correspondente aos sistemas. Também, tal variação no rendimento pode vir a comprometer o planejamento do sistema elétrico. A importância da variação no rendimento das centrais fica mais evidente quando se observa, na Figura 6, a capacidade instalada de eólica e solar correspondente aos países que mais têm investido em tais fontes. Os números apresentados em tal figura são expressivos.

Figura 6 – Capacidade instalada de eólica e solar correspondente aos países que mais têm investido em tais fontes, ano base 2017



Fonte: (REN21, 2018b).

3.3 ENUNCIADO DO PROBLEMA

Considerando a vasta revisão bibliográfica aqui apresentada sobre complementaridade entre as fontes solar e eólica, é possível destacar alguns tópicos pouco explorados ou, até mesmo, inexplorados, tópicos que bem poderiam contribuir ao avanço da compreensão quanto à complementaridade entre tais fontes:

- Os dados de reanálise de modelos da circulação geral atmosférica têm contribuído a uma melhor compreensão sobre características interanuais da complementaridade, pois tais dados se estendem sobre períodos longos, da ordem

das dezenas de anos. Porém, tais dados padecem de uma limitação correspondente à baixa resolução espacial (tipicamente, apresentam resolução horizontal da ordem de 1 grau). No sentido de mitigar tal limitação, as técnicas de downscaling podem contribuir a uma descrição mais realista sobre a complementaridade na microescala, escala espacial de interesse para a caracterização do comportamento das usinas solares e eólicas (WITZLER, 2015). Portanto, as técnicas de downscaling podem vir a preservar a significância climática correspondente aos dados de reanálise agregando, à tal característica, a alta resolução espacial correspondente aos dados observacionais. Entre as técnicas de downscaling, destacam-se aqui aquelas de natureza estatística (downscaling estatístico) pois apresentam, tipicamente, maior acurácia e menor custo computacional (PERRUCCI, 2018);

- Fusão de diferentes métricas de análise de complementaridade de maneira a compilar todas as métricas citadas na pesquisa bibliográfica e reproduzir todas as análises, evitando as redundâncias;
- Todos os artigos, aqui apresentados, sobre complementaridade entre as fontes eólica e solar mencionam a importância de explorar cada vez mais as fontes renováveis em uma tentativa de mitigar os efeitos das mudanças climáticas. No entanto, nenhum artigo avalia o efeito das mudanças climáticas sobre a complementaridade entre os recursos. Nesse sentido, deve-se ter em conta que, se os recursos solar e eólico são vulneráveis às mudanças climáticas (GUERRA; TEJADA; REKLAITIS, 2019), a complementaridade entre tais recursos também pode vir a ser. Por tal razão, é fundamental a avaliação aqui proposta com respeito os efeitos de diferentes cenários de mudanças climáticas sobre o nível de complementaridade entre as fontes solar e eólica em diferentes estudos de caso.

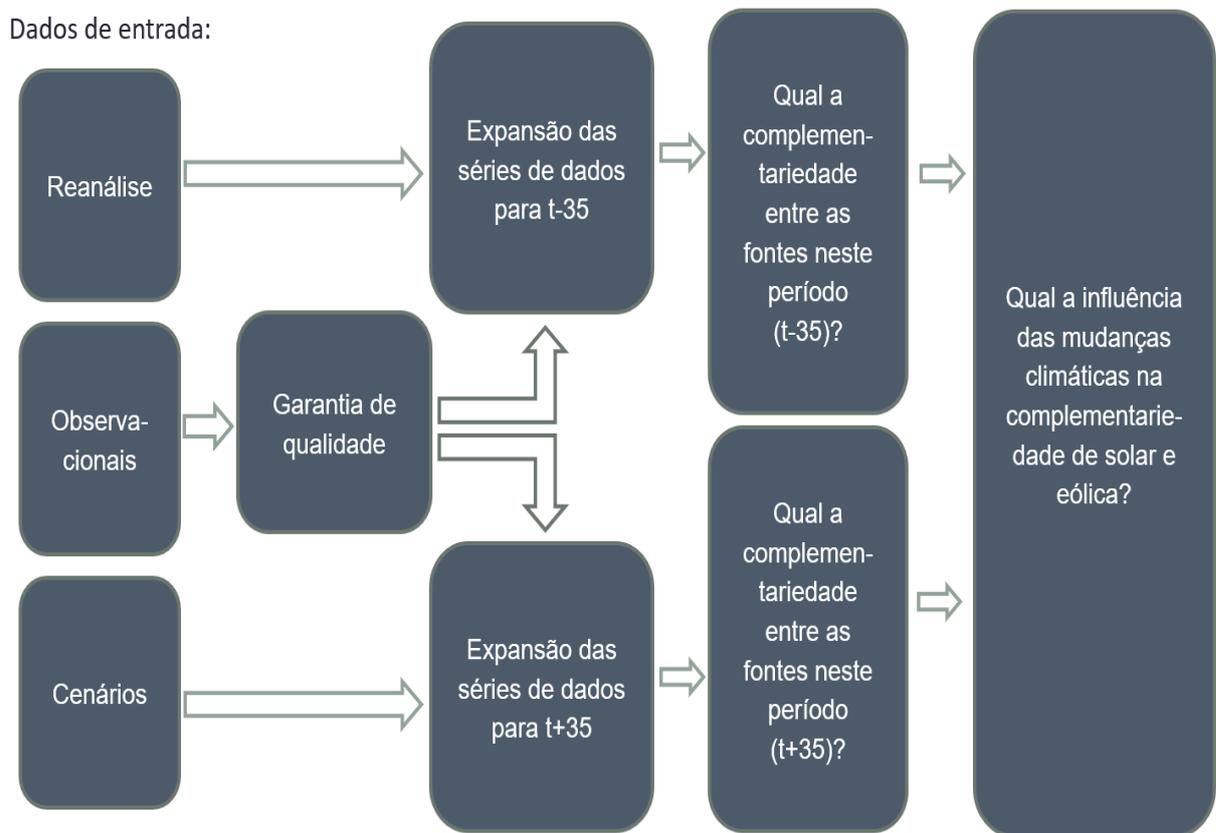
Em função do exposto acima, propõe-se aqui uma metodologia para a caracterização da complementaridade entre as fontes solar e eólica sobre um período climaticamente significativo baseado em dados de reanálise e a posterior avaliação dos efeitos, sobre tal complementaridade, de diferentes cenários de mudanças climáticas. Tal metodologia é aqui implementada e validada sobre três estudos de caso no Nordeste do Brasil (sobre localidades em Pernambuco, Rio Grande do Norte e Bahia), fazendo uso de dados de reanálise e cenários de mudanças climáticas do GISS no âmbito do IPCC. Vale mencionar que, para cada estudo de caso, empregam-se dados observacionais de irradiação provenientes de estações automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e dados observacionais de magnitude do vento

provenientes de estações anemométricas da empresa Eólica Tecnologia Ltda. Tais dados são empregados para a calibração (inferência de parâmetros) dos modelos estatísticos de downscaling.

4 METODOLOGIA E MODELOS

São apresentados, nesta seção, os procedimentos adotados para a avaliação da complementaridade entre as fontes solar e eólica. Nesse sentido, um diagrama contendo as etapas da metodologia é mostrado na Figura 7, etapas descritas nas subseções seguintes. Cabe destacar que, tanto para o período de reanálise como para o período sobre o qual se têm os cenários de mudanças climáticas, adotaram-se 35 anos em sintonia com a definição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com respeito ao período de autorização concedido para novos projetos de geração de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2009).

Figura 7 – Fluxograma da metodologia aplicada



Fonte: a autora (2019)

4.1 GARANTIA DE QUALIDADE

A medição da irradiação solar é propensa a erros (MORADI, 2009). Com vistas a mitigar tal problema, diversas metodologias já foram propostas para a garantia da qualidade de dados solarimétricos (LONG; DUTTON, 2010; MORENO-TEJERA; RAMÍREZ-SANTIGOSA; SILVA-PÉREZ, 2015; OHMURA et al., 1998; RAICHIJK, 2012; RIGOLLIER; BAUER; WALD, 2000). Neste trabalho, foram aplicados, sobre os dados observacionais, os quatro filtros relacionados abaixo:

- Resposta cosseno do sensor: os dados de irradiação global medidos no início e no final do dia (altura solar menor que 7°) são desconsiderados, devido à incerteza associada à medição do piranômetro;
- Dados fisicamente possíveis: são definidos limites mínimos e máximos para cada localização, através das equações abaixo.

$$\text{Limite mínimo} = -4 \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (1)$$

$$\text{Limite máximo} = 1,2S_a\mu_0^{1,2} + 100 \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (2)$$

onde,

$$S_a = \frac{S_0}{AU^2} \quad (3)$$

$$\mu_0 = \cos(SZA) \quad (4)$$

S_0 = constante solar à distância média da Terra-Sol;

AU = distância da Terra ao Sol em Unidades Astronômicas;

SZA = ângulo zenital solar.

- Dados extremamente raros: são definidos limites mínimos e máximos para cada localização, através das equações abaixo.

$$\text{Limite mínimo} = -2 \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (5)$$

$$\text{Limite máximo} = 1,2S_a\mu_0^{1,2} + 50 \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (6)$$

- Índice de claridade: dados que estão fora do intervalo [0,1] para o índice de claridade são descartados.

Os dados observacionais de temperatura também foram submetidos a testes de garantia de qualidade baseados em metodologias amplamente utilizadas (ESTÉVEZ; GAVILÁN; GIRÁLDEZ, 2011; MEEK; HATFIELD, 1994):

- Fisicamente possível: a temperatura média deve ser maior que a temperatura mínima e menor que a temperatura máxima;
- Extremamente raro: o salto entre duas amostras horárias consecutivas de temperatura deve ser menor que 5°C;

Diversos estudos no campo de climatologia e meteorologia já foram realizados sobre garantia de qualidade para dados anemométricos (JIMÉNEZ et al., 2010; VEJEN et al., 2002). O trabalho de Moraes (2015), aprimorado por Pedrosa (2016), propõe uma metodologia objetiva para a garantia da qualidade de dados anemométricos voltada para o cálculo de geração de energia. Tal metodologia foi aplicada neste trabalho. Ela consiste nas seguintes verificações:

- Lacunas na série temporal;
- Limites físicos e paramétricos;
- Consistência de parâmetros;
- Consistência temporal de curtíssimo prazo;
- Persistência;
- Consistência temporal de curto prazo;
- Consistência espacial;

4.2 DOWNSCALING ESTATÍSTICO

O downscaling estatístico para a estimação do comportamento das variáveis locais (velocidade do vento, irradiação solar e temperatura ambiente) foi realizado, neste trabalho, por meio de uma regressão multilinear (multilinear regression, MLR) cujas variáveis regressoras consistiram das saídas do modelo da circulação geral da atmosfera (GCM) para os quatro pontos da malha do GCM mais próximos às coordenadas (UTMX; UTMY) da estação de interesse. Por exemplo, para a estimação da velocidade do vento local (tanto no período de reanálise como no período correspondente aos cenários de mudanças climáticas) a MLR empregou como

variáveis regressoras ($X_1; X_2; X_3; X_4$) as magnitudes da velocidade do vento calculadas a partir das saídas do GCM (componentes zonal – U – e meridional – V) para os quatro pontos mais próximos a 10 m A.G.L. das coordenadas da estação de interesse, sendo $X_i = \sqrt{U_i^2 + V_i^2}, i = 1,2,3,4$. Com vistas a estimar os parâmetros ($\beta_j, j = 0,1,2,3,4$), empregou-se, neste trabalho, o método de mínimos quadrados, definindo-se o erro como a diferença entre o dado observacional Y (e.g., velocidade do vento observada) e a estimativa \hat{Y} (e.g., velocidade do vento estimada pela MLR (PEDROSA, 2016; SERGENT et al., 1995). Matematicamente, lê-se :

$$\hat{Y} = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_n X_n \quad (7)$$

onde o β_0 é um coeficiente para o ajuste do bias entre as estimativas e os dados observacionais e os coeficientes $\beta_1 \dots \beta_4$ ponderam cada uma das variáveis regressoras respectivamente ($X_1 \dots X_4$).

Sendo a função do erro médio quadrático

$$e = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (Y_k - \hat{Y}_k)^2 \quad (8)$$

com $k=1, \dots, N$, onde N representa o número de amostras, a estimação dos parâmetros se dá através da minimização do gradiente do erro médio quadrático com respeito a tais parâmetros:

$$\begin{cases} \frac{\partial e}{\partial \beta_0} = 0 \\ \frac{\partial e}{\partial \beta_i} = 0 \end{cases} \quad (9)$$

com $i=1,2,3,4$.

4.3 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA – FONTE SOLAR

A potência de saída de uma Central Solar Fotovoltaica depende da irradiação global incidente no plano inclinado e da temperatura ambiente e pode ser definida pela Equação (10) (BETT; THORNTON, 2016; HULD; SÚRI; DUNLOP, 2008):

$$P_G = \eta_{rel} (G, T) \eta_{STC} \eta_e A G \quad (10)$$

onde η_{STC} é a eficiência nas condições padrão de teste; η_e , a eficiência dos demais equipamentos que compõem o sistema, como inversores; a área de módulos fotovoltaicos do sistema em m^2 é definida pela variável ‘A’ e $\eta_{rel}(G,T)$ é a eficiência do sistema fotovoltaico nas condições meteorológicas de operação.; ‘G’ é a irradiação global horizontal em W/m^2 e ‘T’, a temperatura em $^{\circ}C$.

As condições padrão de teste (STC) se referem à irradiação solar de $G_{STC}=1000 W/m^2$ e uma temperatura do módulo de $T_{STC} = 25^{\circ}C$, nas quais o módulo gerará a potência P_{STC} . Esta eficiência é definida no *datasheet* do módulo fotovoltaico, mas também pode ser definida através da Equação (11):

$$\eta_{STC} = \frac{P_{STC}}{A \times G_{STC}} \quad (11)$$

A temperatura do módulo está empiricamente relacionada com a temperatura do ar e com a irradiação incidente no plano do módulo por meio da Equação (12) e será usada para estimar a eficiência relativa:

$$T_{mod} = T + (T_{NOCT} - T_0) \frac{G}{G_0} \quad (12)$$

onde os valores de referência são $T_0 = 20^{\circ}C$ para a temperatura ambiente e $G_0 = 800 W/m^2$ para a irradiação. Um valor de T_{NOCT} usual, encontrado para módulos convencionais de silício cristalino, seria da ordem de $48^{\circ}C$. A eficiência relativa é dada pela função empírica representada na Equação (13) (BETT; THORNTON, 2016):

$$\eta_{rel}(G, T) = [1 + \alpha \Delta T_{mod}] [1 + c_1 \ln G' + c_2 \ln^2 G' + \beta \Delta T_{mod}] \quad (13)$$

onde $G' = G/G_{STC}$ e $\Delta T_{mod} = T_{mod} - T_{STC}$. As temperaturas estão em graus Celsius e as constantes, para módulos convencionais de silício cristalino, são $\alpha = 4,2 \times 10^{-3} K^{-1}$, $\beta = -4,60 \times 10^{-3} K^{-1}$, $c_1 = 0,033$ e $c_2 = -0,0092$. Nas condições padrão de teste, $\eta_{rel} = 1$ (BETT; THORNTON, 2016).

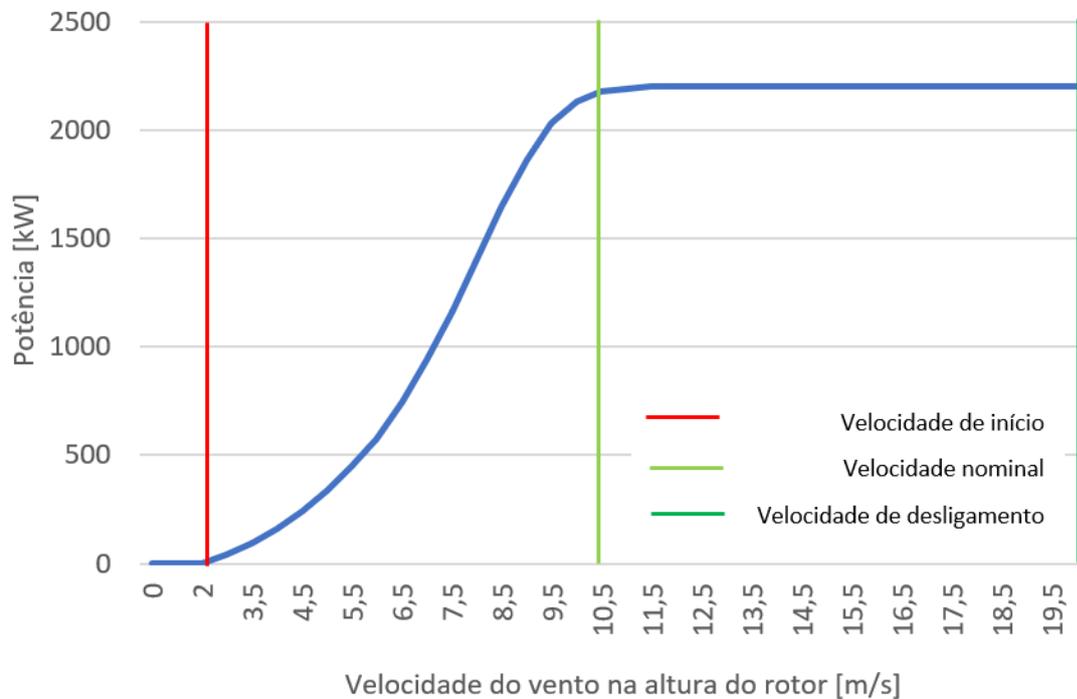
Para estimar o potencial solar, é necessário conhecer a intensidade da irradiação solar que incide sobre uma superfície inclinada. Por causa da falta de observações da irradiação solar que incide em uma superfície inclinada, vários modelos teóricos de estimativa foram desenvolvidos (SCOLAR; MARTINS; ESCOBEDO, 2003). Neste trabalho, foi adotado o modelo de Perez et

al., (1990) que estima um ganho de 0,9% no plano inclinado em relação ao horizontal para as três localizações analisadas. Essa faixa de ganho é pequena (menor que 1%) considerando a baixa latitude (menor que 10°) das três localizações.

4.4 ESTIMATIVA DE GERAÇÃO DE ENERGIA – FONTE EÓLICA

Em regime permanente, a relação entre a velocidade do vento e a energia gerada pode ser descrita através da curva de potência do aerogerador. Tal curva pode ser dividida em três regiões, como mostrado na Figura 8. A primeira região é abaixo da velocidade de início (cut-in) de operação do aerogerador, portanto a potência é aí nula. Na segunda região, a potência elétrica de saída do aerogerador vai aumentando até atingir a potência nominal. Por sua vez, na terceira região a potência de saída mantém-se constante até a velocidade de desligamento do aerogerador (cut-out) (LYDIA et al., 2013).

Figura 8 – Curva de potência em regime permanente de um aerogerador com as três regiões quanto à velocidade do vento destacadas.



Fonte: a autora (2019).

Vários modelos têm sido propostos para o ajuste entre a potência elétrica de saída e a velocidade do vento na região 2 da curva de potência (LYDIA et al., 2014). Por exemplo, o modelo linear é baseado na Equação (14) em que V_i é a velocidade inicial, V_r a velocidade nominal, P_r a potência nominal e V a velocidade do vento na altura do cubo (LYDIA et al., 2014; POWELL, 1981):

$$P(V) = a + bV + cV^2, \quad V_i < V < V_r \quad (14)$$

Considerando:

- $a = PrVi / (Vi - Vr)$;
- $b = Pr / (Vr - Vi)$;
- $c = 0$.

O modelo exponencial se apresenta na Equação (15), onde ρ é a densidade do ar em kg/m^3 , A é a área varrida pelo rotor em m^2 , Kp e β são constantes (CARRILLO et al., 2013).

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho A K p (V^\beta - V_i^\beta) \quad V_i < V < V_r \quad (15)$$

Outro modelo para estimar a potência gerada é o modelo cúbico, Equação (16), que é uma simplificação do modelo exponencial proposto na Equação (15), onde V_i é tomada como zero e $\beta=3$ e Cp, eq constante equivalente ao coeficiente de potência (CARRILLO et al., 2013; JANGAMSHETTI et al., 2001; LINDERS, 1993).

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho A Cp, eq V^3, \quad V_i < V < V_r \quad (16)$$

Neste trabalho, após análise dos diferentes modelos e comparação com a curva de potência da turbina, o modelo linear foi escolhido para estimar a potência elétrica de saída nos estudos de caso aqui apresentados.

4.5 MÉTRICAS DE AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIDADE

As métricas adotadas para a avaliação da complementaridade entre as fontes solar e eólica identificadas durante o processo de revisão bibliográfica são resumidas na Tabela 5.

Tabela 5 – Métricas de Avaliação de complementaridade encontradas na Revisão bibliográfica

Métricas de avaliação de complementaridade	
1	Coeficiente de correlação de Pearson
2	Coeficiente de correlação de Kendall
3	Correlação cruzada
4	Índices de complementaridade
5	Erro médio absoluto
6	Erro médio quadrático
7	Desvio padrão
8	Coeficiente de variação
9	Variância
10	Coeficiente CIWS
11	Percentil
12	Intervalo interquartil
13	Taxa de penetração
14	Taxa de rampa

Fonte: a autora (2019).

Foi implementada uma ferramenta de análise de complementaridade com linguagem OCTAVE (<https://www.gnu.org/software/octave/>), ferramenta que contém todas as métricas apresentadas na Tabela 5. Com o emprego de tal ferramenta, foi possível identificar resultados similares entre métricas, o que levou a um agrupamento das métricas conforme apresentado a seguir:

- Métricas 1 – 4: dizem respeito a coeficientes de correlação. Para evitar redundância de análise, neste trabalho foi adotado, arbitrariamente, o coeficiente de correlação de Pearson;
- Métricas 5 – 9: são todas relativas à variabilidade dos recursos comparada com a carga do sistema. Arbitrariamente, o erro médio absoluto foi escolhido para avaliar essa variabilidade;
- Métricas 11-12: são referentes à frequência de ocorrência dos sinais correspondentes às fontes solar e eólica. Arbitrariamente, foi escolhido o Percentil para esta análise.

A métrica “taxa de penetração” representa quanto da carga será atendida por solar e eólica. Como foi usada uma potência pequena, 4,2 MW de potência eólica e uma variação de potência solar com máximo de 4,2 MW, essa análise não foi considerada na Tese. A “taxa de rampa” também não foi considerada, porque avalia a diferença entre um instante de tempo t e o instante de tempo $t+1$, esta diferença não é relevante na escala mensal, adotada na Tese, logo esta métrica não foi aplicada. As métricas aplicadas na Tese são, então, apresentadas na Tabela 6, que as diferencia tendo como foco a saída suavizada da central híbrida ou o atendimento à demanda. A definição de cada métrica/foco de análise foi feita considerando os possíveis resultados obtidos com cada aplicação.

Tabela 6 – Métricas de Avaliação de complementaridade aplicadas na Tese

Análise de complementaridade com foco na saída suavizada	Análise de complementaridade com foco no atendimento da demanda
Coeficiente de correlação	Coeficiente de correlação
Coeficiente CIWS	Erro médio absoluto
Percentil	

Fonte: a autora (2019)

O coeficiente de correlação de Pearson é uma das métricas mais aplicadas para avaliação da complementaridade entre os recursos eólico e solar (BETT; THORNTON, 2016; FRANÇOIS et al., 2016a; JONG et al., 2013; LI et al., 2009; LIU et al., 2013; MIGLIETTA; HULD; MONFORTI-FERRARIO, 2017; MONFORTI et al., 2014; MOURA, 2010; SILVA et al., 2016; WIDÉN, 2011). O coeficiente de correlação de Pearson (R) é definido através da Equação (17):

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - x_m) (y_i - y_m)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - x_m)^2 (y_i - y_m)^2}} \quad (17)$$

onde n representa o número de amostras, x_i e y_i representam as i -ésimas amostras, x_m e y_m são as médias aritméticas. A análise do coeficiente indica a relação de linearidade entre duas variáveis. O coeficiente de correlação apresenta valores entre -1 e 1, sendo:

- $R = 1$, significa uma correlação perfeita positiva entre as duas variáveis;

- $R = -1$, significa uma correlação negativa perfeita entre as duas variáveis, com defasem de 180° entre ambos os sinais;
- $R = 0$, significa que as duas variáveis não dependem linearmente uma da outra.

Segundo a magnitude de R (em valor absoluto), a força da correlação pode-se classificar da seguinte forma (WIDÉN, 2011):

- $R \geq 0,9$ indica uma correlação muito forte;
- $0,7 \leq R < 0,9$ indica uma correlação forte;
- $0,5 \leq R < 0,7$ indica uma correlação moderada;
- $0,3 \leq R < 0,5$ indica uma correlação fraca;
- $0 \leq R < 0,3$ indica uma correlação desprezível.

Considerando-se também o sinal de R , além de sua magnitude, o valor ideal de tal métrica (quando aplicada na análise de complementaridade entre os recursos solar e eólico) é -1 quando o foco se encontra sobre a suavização da saída da central híbrida, isto é, os sinais de irradiação e velocidade do vento estão defasados de 180° . Por outra parte, quando o coeficiente de correlação é aplicado com foco sobre o atendimento a uma demanda específica, o valor ideal da métrica é $+1$, ou seja, o sinal de saída da central híbrida está em fase com o sinal da demanda.

O erro médio absoluto mede o afastamento médio das estimativas em relação aos valores observados (HALAMAY et al., 2011), podendo ser calculado através da Equação (18). Quanto menor o erro médio absoluto, mais próxima a curva de geração de energia está da demanda, o que representa uma melhor complementaridade das fontes.

$$MAE = \sum_{k=1}^n \frac{|A(t) - F(t)|}{n} \quad (18)$$

onde $A(t)$ é o valor real no período, $F(t)$ é a previsão para o período e n é o número de amostras.

O coeficiente CIWS (*Complementarity Index of Wind and Solar Radiation*) é um valor numérico usado para comparar o nível de complementaridade de diferentes composições/localizações (LI; STADLER; RAMAKUMAR, 2011). Tal métrica é calculada por meio das seguintes etapas:

- Obter a densidade de potência (W/m^2) das fontes solar e eólica;
- Normalizar as duas séries pelo seu correspondente valor médio;
- Usando os resultados da primeira normalização, uma segunda normalização é efetuada considerando os valores de pico (valores obtidos são entre -1 e +1);
- Graficar as curvas resultantes;
- O coeficiente CIWS é definido através da área entre as duas curvas.

O coeficiente CIWS máximo (área máxima entre as duas curvas) é igual a 24 e representa uma situação hipotética em que os sinais são perfeitamente complementares. Isso aconteceria ao longo do ano se, por exemplo, em todos os momentos em que solar estivesse desconectada (-1), a eólica estivesse operando com capacidade máxima (+1). Nas análises efetuadas na Tese, quanto maior o coeficiente CIWS, maior o indicativo de complementaridade entre as fontes solar e eólica.

Com respeito ao percentil, os valores adimensionais (normalizados pela média) são classificados e os percentis 80, 50 e 20 são definidos para a geração eólica e solar individualmente e para as configurações híbridas. Usando-se esta métrica, é possível verificar se a combinação dos recursos solar e eólico serve para “suavizar” a produção de energia, ou seja, diminuir as ocorrências de valores altos (percentil 80) e baixos (percentil 20) em relação à produção individual desses recursos. Com esta métrica, verifica-se se os valores do percentil 80 diminuem e os valores do percentil 20 aumentam. O valor mediano da produção de recursos, o percentil 50, deve aumentar para demonstrar um aumento nos valores médios de produção (HOICKA; ROWLANDS, 2011).

4.6 LOCAIS DE ESTUDO

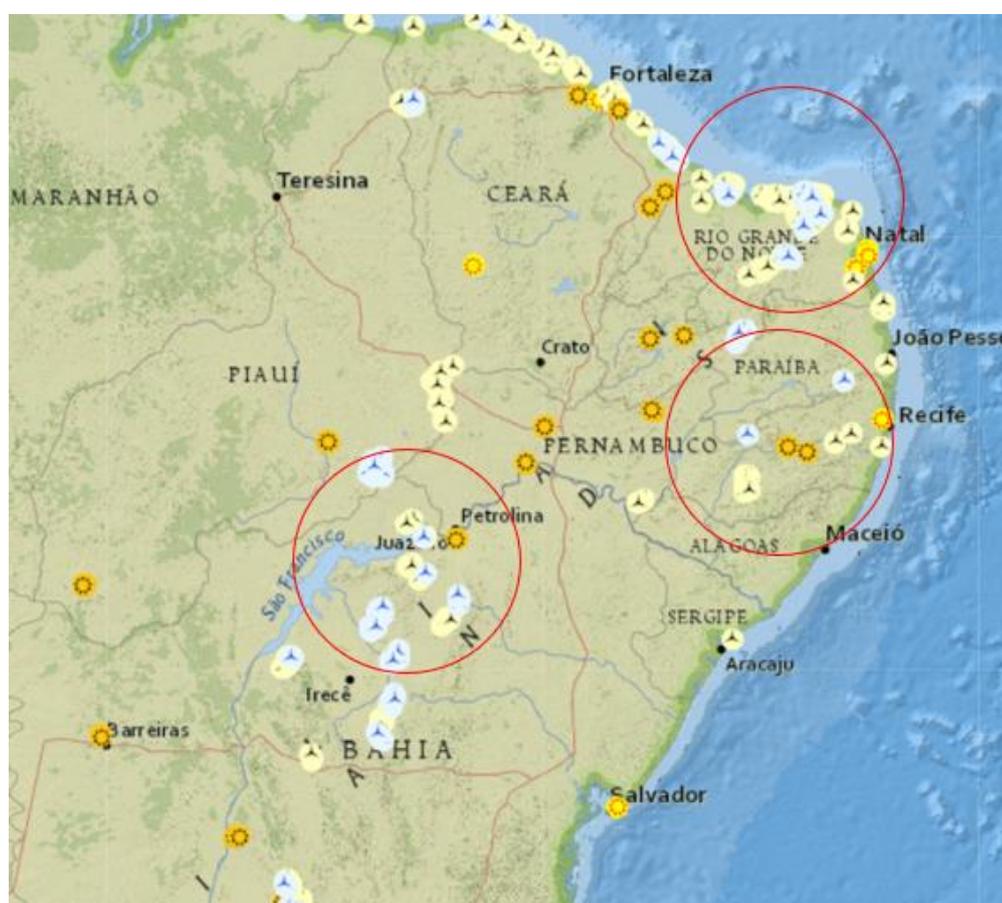
A avaliação da complementaridade entre as fontes solar e eólica proposta será aplicada sobre três localizações estratégicas distintas no Nordeste do Brasil, apresentadas na Figura 9 (EPE, 2019). A Figura apresenta as centrais eólicas e fotovoltaicas em operação e planejadas (em implantação ou que venceram leilão de energia) no Brasil, onde é possível visualizar que as três localizações escolhidas apresentam grande concentração de centrais das duas fontes.

Para efeitos de simplificação, as três localizações serão apresentadas ao longo da Tese conforme descrito abaixo:

- Caso 1: na Bahia;
- Caso 2: em Pernambuco;
- Caso 3: no Rio Grande do Norte.

Além de avaliar a complementaridade das fontes em longo prazo (reanálise), pretende-se, com estes estudos de caso, avaliar de maneira inédita os impactos das mudanças climáticas sobre a complementaridade entre as fontes.

Figura 9 – Localizações aproximadas (círculos em vermelho) dos Estudos de Caso apresentados na Tese



Fonte: EPE (2019) <https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>

4.7 DESCRIÇÃO DOS DADOS

Os dados observacionais utilizados nos estudos de caso aqui apresentados são provenientes de estações automáticas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) para irradiação solar e temperatura e de estações anemométricas da empresa Eólica Tecnologia Ltda. para velocidade do vento. Por serem dados confidenciais, os da empresa Eólica Tecnologia

Ltda. são apresentados de forma normalizada ao longo da Tese. A Tabela 7 apresenta o período de dados observacionais que foi usado para as avaliações. Os dados de irradiação solar e temperatura apresentam resolução horária, enquanto os dados anemométricos, resolução de 10 minutos.

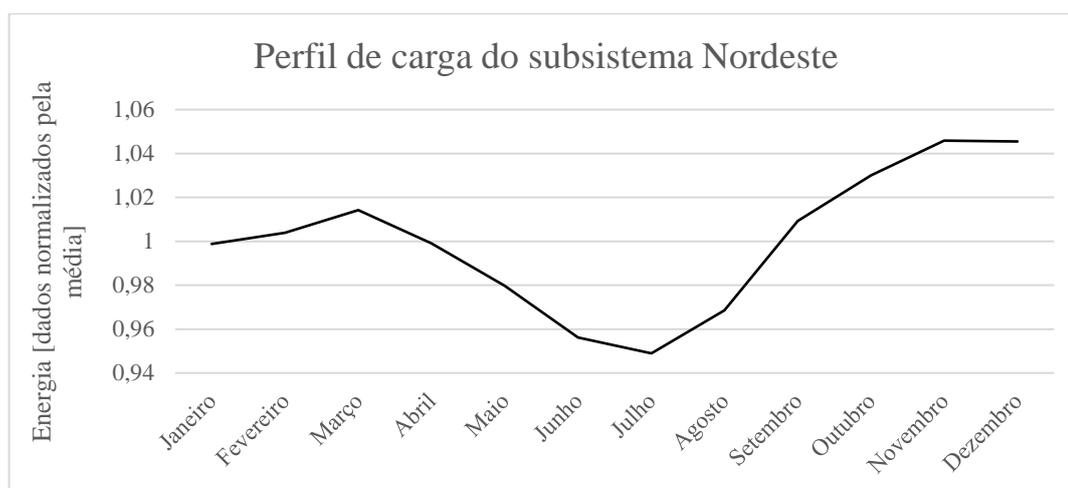
Tabela 7 - Período de dados observacionais usado nos Estudos de Caso

Localizações	Eólica – velocidade do vento	Solar - irradiação	Solar - temperatura
Bahia	abril/2006- set/2014	out/2009 – nov/2014	mar/2008 – dez/2012
Pernambuco	jan/2004 – jan/2009	mar/2008 – nov/2014	mar/2008 – dez/2012
Rio Grande do Norte	jan/2002 – ago/2010	jan/2007 – nov/2014	jan/2007 – mai/2011

Fonte: a autora (2019)

A carga do sistema foi definida através de informações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o subsistema Nordeste. No site do operador (<http://ons.org.br/>), é possível obter dados mensais de janeiro de 2007 a dezembro de 2017. Com estes dados, um ano típico foi definido, apresentado na Figura 10, usando-se a média aritmética dos 10 anos. O subsistema compreende os estados da Região Nordeste, exceto o Maranhão (que pertence ao subsistema norte).

Figura 10 – Perfil da carga do subsistema Nordeste, média de 10 anos



Fonte: a autora (2019)

Os dados de reanálise e de mudanças climáticas foram do *Goddard Institute for Space Studies* (GISS) da NASA. Os dados de reanálise são conjuntos de dados em malha (os dados usados na Tese possuem resolução de 2° na latitude e 2,5° na longitude), que assimilam os dados observacionais de melhor qualidade fornecidos por institutos nacionais de meteorologia de forma a aprimorar as simulações de modelos da circulação geral atmosférica de alta resolução no estado-da-arte (STÜKER et al., 2016).

Cenários climáticos futuros são representações prováveis de como o clima pode vir a se comportar. Para a construção de cada cenário, são definidas as condições iniciais de variáveis como, por exemplo, as concentrações de gases de efeito estufa, avanços tecnológicos, desenvolvimento social e demográfico bem como é pré-estabelecida a evolução de tais variáveis ao longo do tempo (VALVERDE; MARENGO, 2011). Os dados usados na Tese possuem resolução de 4° de latitude e 5° de longitude, estando tais dados associados ao nível de 10 metros sobre o nível da superfície.

Para verificar a robustez do método de downscaling empregado nesta Tese, foram usados diferentes períodos de calibração/validação dos dados de reanálise e de cenários de mudanças climáticas. A compatibilidade entre as variáveis regressoras candidatas e as observações foi avaliada por meio do coeficiente de correlação de Pearson, histogramas de resíduos, erro médio quadrático e desvio padrão.

A turbina eólica usada para este estudo foi do fabricante Vestas modelo V150, com 4,2 MW de potência nominal, cujas especificações são apresentadas na Tabela 8. O módulo fotovoltaico considerado na estimativa de energia foi do fabricante Canadian Solar de silício policristalino e 345 W de potência. A

Tabela 9 apresenta informações sobre o módulo.

Tabela 8 – Informações sobre a Turbina Vestas V150

Informações	Vestas - V150
Potência nominal	4,2 MW
Diâmetro do rotor	150 m
Altura do rotor	125 m
Velocidade de início (<i>cut-in</i>)	3,0 m/s
Velocidade de desligamento (<i>cut-out</i>)	22,5 m/s

Fonte: a autora (2019)

Tabela 9 – Informações sobre o módulo fotovoltaico

Informações	Canadian CS3U 345P
Voltagem de operação	38,6 V
Corrente de operação	8,94 A
Voltagem e curto aberto	46,1 V
Corrente de curto circuito	9,44 A
Eficiência	17,39 %
Dimensões	2000 X 992 X 40 mm
Peso	22,6 kg

Fonte: a autora (2019)

As configurações de centrais híbridas avaliadas são apresentadas na Tabela 10. Para a definição destas configurações, a potência eólica instalada foi mantida fixa, enquanto a potência solar instalada variou nas taxas: 100%, 75%, 50% e 25% da capacidade eólica, de maneira que as configurações híbridas avaliadas tenham as seguintes proporções 1:1, 1:0,75, 1:0,5 e 1:0,25 de potência eólica: potência solar. Também, foram avaliadas, isoladamente, as duas fontes em relação à carga do sistema elétrico.

Tabela 10 – Configurações de centrais híbridas avaliadas.

	Potência instalada solar	Potência instalada eólica
Central híbrida 1	4,20 MW	
Central híbrida 2	3,15 MW	
Central híbrida 3	2,10 MW	4,20 MW
Central híbrida 4	1,05 MW	

Fonte: a autora (2019)

5 ESTUDOS DE CASO

Neste capítulo, serão apresentados resultados da aplicação da metodologia de avaliação da complementaridade entre as fontes solar e eólica proposta para as três localizações estratégicas distintas no Nordeste do Brasil.

5.1 GARANTIA DE QUALIDADE

A metodologia para a avaliação da qualidade dos dados observacionais descrita no capítulo anterior foi aplicada para os dados de velocidade do vento e irradiação solar para cada localização em análise. A Tabela 11 apresenta o percentual de dados classificados como potencialmente anômalos.

Tabela 11 - Porcentagem de dados potencialmente anômalos considerando a irradiação solar, a velocidade do vento e a temperatura, de acordo com metodologia de garantia de qualidade dos dados.

	Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento
Bahia	2,63 %	0,13 %	2,06 %
Ceará	0,37 %	0,06 %	2,02 %
Pernambuco	0,22 %	0,18 %	2,35 %
Rio Grande do Norte	2,23 %	0,32 %	1,99 %

Fonte: a autora (2019)

Na garantia de qualidade dos dados de irradiação solar, o teste que mais excluiu dados foi o teste de resposta cosseno do sensor. Como a base de dados é horária, em todas as localidades avaliadas, o teste excluiu os dados das 6:00 horas e 18:00 horas (início e final do dia), horários retirados das séries de dados. Nenhum dos dados rejeitados na etapa de garantia de qualidade foi utilizado na avaliação da complementaridade entre as fontes.

5.2 CASO 1: BAHIA

O estudo de caso 1 é localizado na Bahia, próximo a região do lago de Sobradinho, com grande concentração de centrais geradoras renováveis.

5.2.1 Validação do Downscaling para o Período t-35 – Bahia

Para avaliar a robustez da técnica de downscaling, foram usados diferentes períodos de calibração e validação. Nesse sentido, a Tabela 12 apresenta os períodos de calibração e validação para todas as variáveis estudadas.

Tabela 12 – Períodos de calibração e validação do downscaling estatístico para a Bahia no período t-35

		Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento
Período 1	Calibração	<i>out/2009 - out/2011</i>	<i>mar/2008 – abr/2011</i>	<i>abril/2006 – set/2010</i>
	Validação	<i>nov/2011 - dez/2012</i>	<i>mai/2011 – dez/2012</i>	<i>out/2010 – dez/2012</i>
Período 2	Calibração	<i>nov/2010 – dez/2012</i>	<i>nov/2009 – dez/2012</i>	<i>jul/2008 – dez/2012</i>
	Validação	<i>out/2009-out/2010</i>	<i>mar/2008-out/2009</i>	<i>abril/2006 – jun/2008</i>
Período 3	Calibração	<i>out/2009 – mai/2011 e jul/2012 -dez/2012</i>	<i>mar/2008-set/2009 - jul/2011-dez/2012</i>	<i>abr/2006 – jun/2008 e out/2010-dez/2012</i>
	Validação	<i>jun/2011-jun/2012</i>	<i>out/2009-jun/2011</i>	<i>jul/2008 – set/2010</i>

Fonte: a autora (2019)

A Tabela 13 apresenta os principais estatísticos para os três períodos de calibração/validação analisados de velocidade do vento. É possível observar que os resultados para todos os períodos são similares, o que demonstra a robustez da técnica de downscaling. No entanto, como o Período 1 apresenta um coeficiente de correlação de Pearson (entre os dados estimados e os dados observados) ligeiramente maior que os outros períodos e um RMSD algo menor que os demais períodos, adota-se o Período 1 para os estudos de caso. Vale mencionar que o percentual de desvio padrão apresentado diz respeito ao quociente entre o desvio padrão dados observacionais e o desvio padrão dos dados estimados. A Figura 11 apresenta o período concomitante dos dados observacionais e estimados. Por sua vez, a Figura 12 apresenta a diferença entre o valor estimado e o observado para a velocidade do vento. É possível observar desvios positivos e negativos, sendo que a média dos desvios é 0%. A dispersão dos dados foi analisada através da

Fonte: a autora (2019)

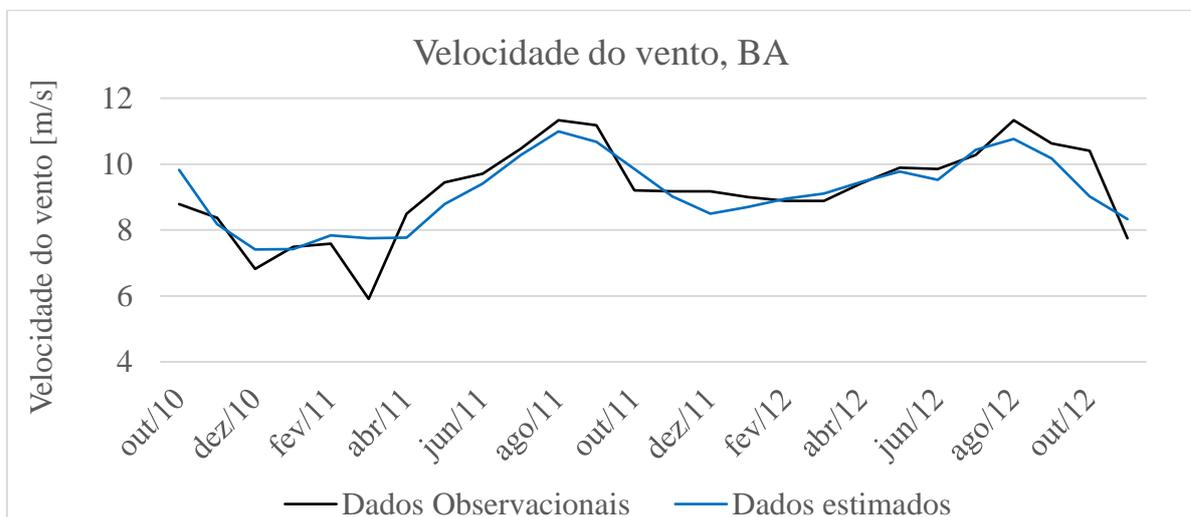
Figura 13 onde é possível visualizar a equação da função linear de regressão obtida a partir das amostras. Por fim, a Figura 14 apresenta o histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento estimados e observacionais. É possível verificar uma dispersão muito similar entre as bases de dados.

Tabela 13 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento na Bahia, empregando dados de reanálise.

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [m/s]	0,61	0,85	0,80
Coefficiente de correlação	0,89	0,83	0,82
Desvio padrão	79%	65%	81%

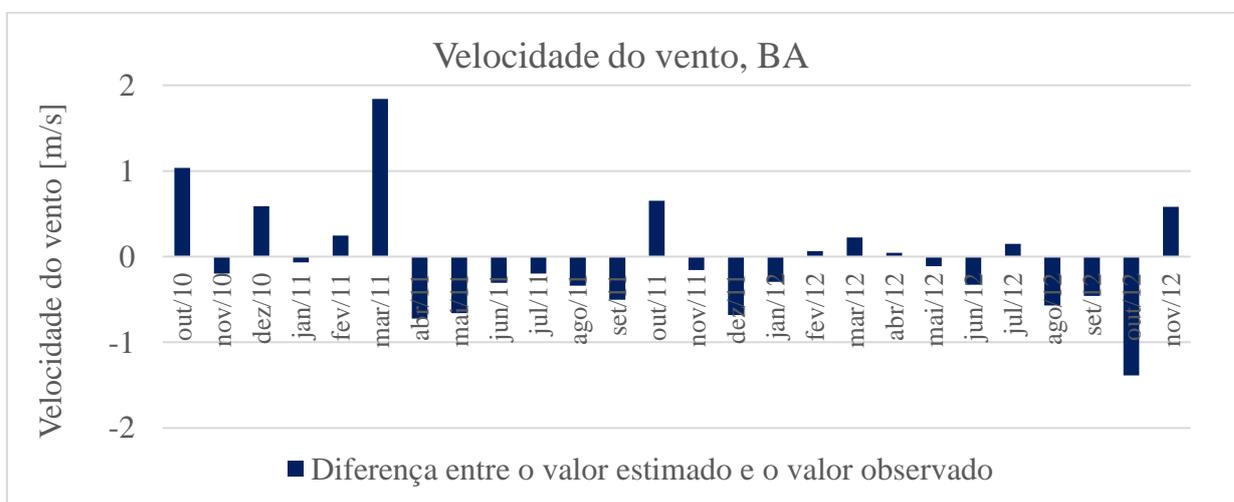
Fonte: a autora (2019)

Figura 11 – Validação entre dados medidos e estimados de velocidade do vento para a Bahia, empregando dados de reanálise.



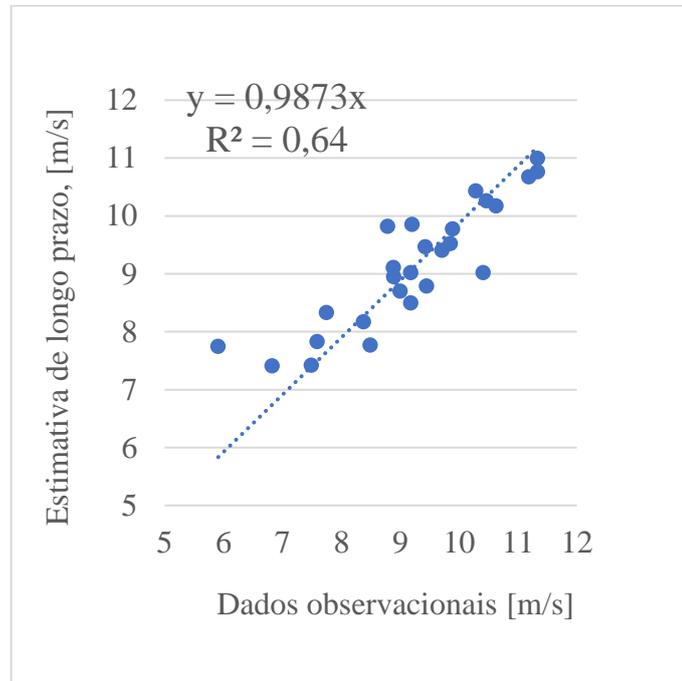
Fonte: a autora (2019)

Figura 12 – Diferença entre o valor estimado para a velocidade do vento na Bahia e os dados observados, empregando dados de reanálise.



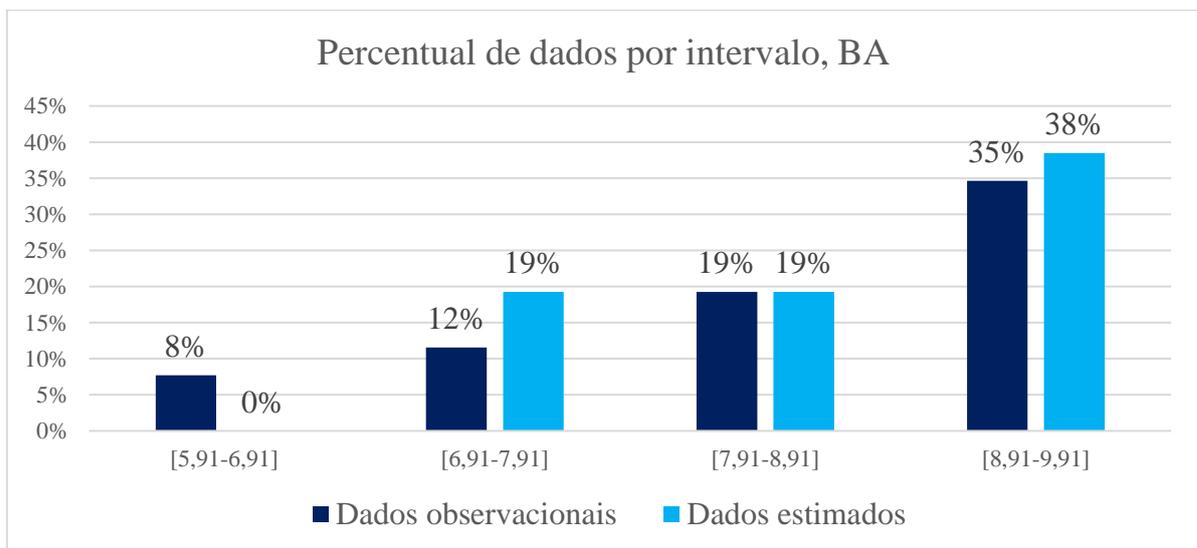
Fonte: a autora (2019)

Figura 13 – Dispersão entre os valores estimados para a velocidade do vento na Bahia e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 14 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de velocidade do vento na Bahia, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Os dados de irradiação solar também foram submetidos a downscaling estatístico para diferentes períodos, conforme apresentado na Tabela 12. O período 1 apresentou os melhores dados estatísticos para o coeficiente de correlação e o RMSD, como apresentado na Tabela 14,

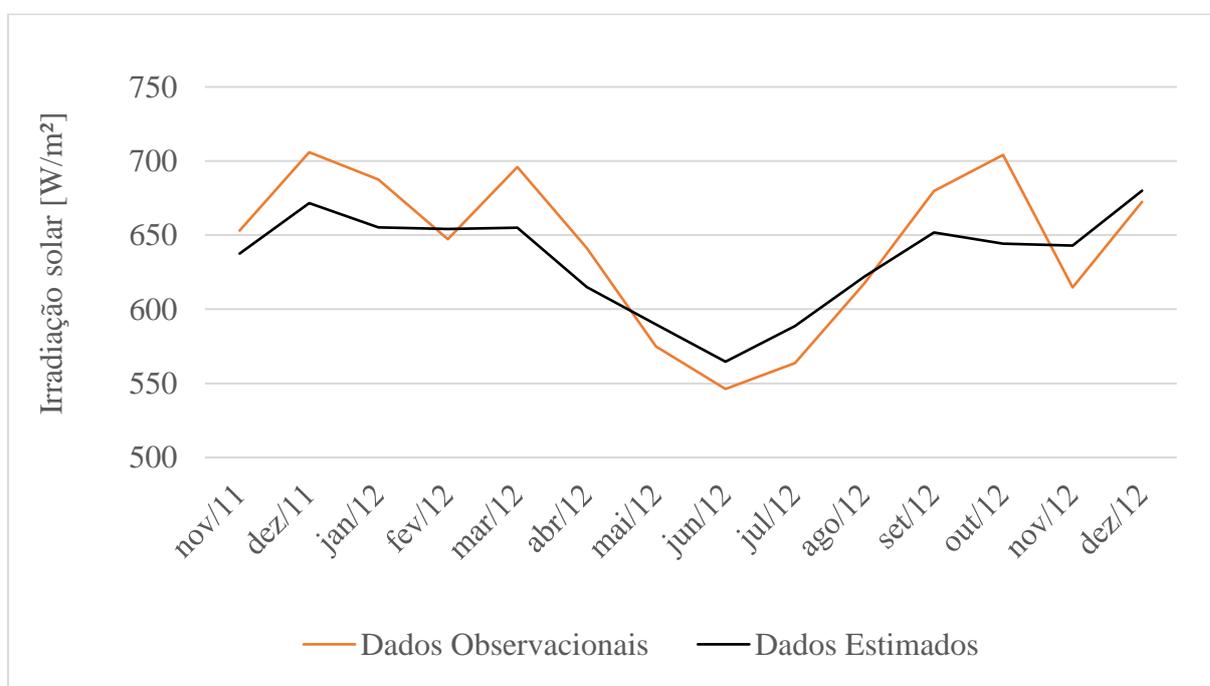
sendo usado como base para as avaliações. Os percentuais de desvio padrão apresentados são relativos aos dados observacionais. A Figura 15 apresenta os dados observados e estimados para o período de dados usado para a validação. A Figura 16 apresenta a diferença entre o valor estimado e o observado para a irradiação solar, é possível observar desvio positivos e negativos, sendo a média de desvio percentual de -1%, ou seja, o valor estimado é menor que o valor observado. A dispersão dos dados foi analisada através da Figura 17 onde é possível visualizar a equação da função linear obtida através dos pontos. A Figura 18 apresenta o histograma de dispersão dos dados de irradiação solar para os dados estimados e os dados observacionais.

Tabela 14 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para irradiação solar na Bahia, empregando dados de reanálise.

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [W/m ²]	38	50	42
Coeficiente de correlação	0,82	0,65	0,75
Desvio padrão [%]	58%	83%	50%

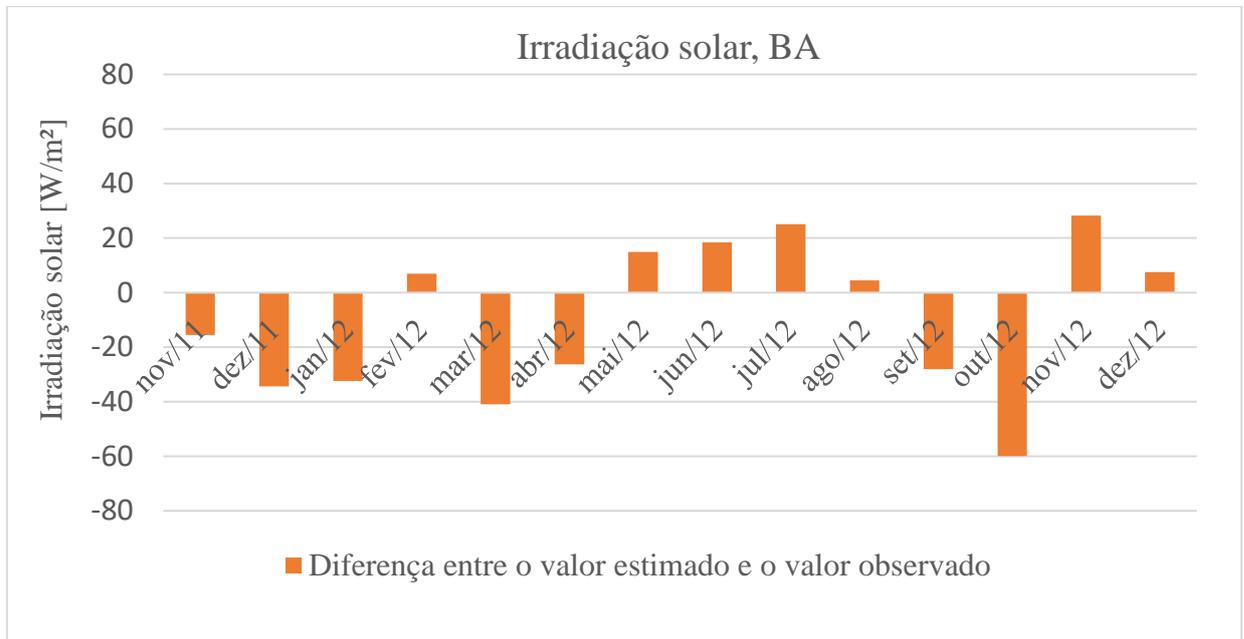
Fonte: a autora (2019)

Figura 15 – Período de validação entre dados medidos e estimados de irradiação solar para a Bahia, empregando dados de reanálise.



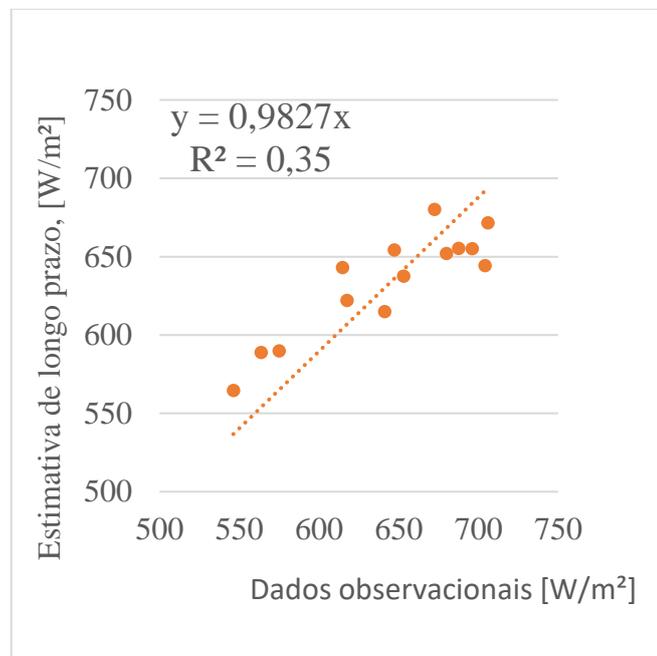
Fonte: a autora (2019)

Figura 16 – Diferença entre o valor estimado para a irradiação solar na Bahia e os dados observados, empregando dados de reanálise.



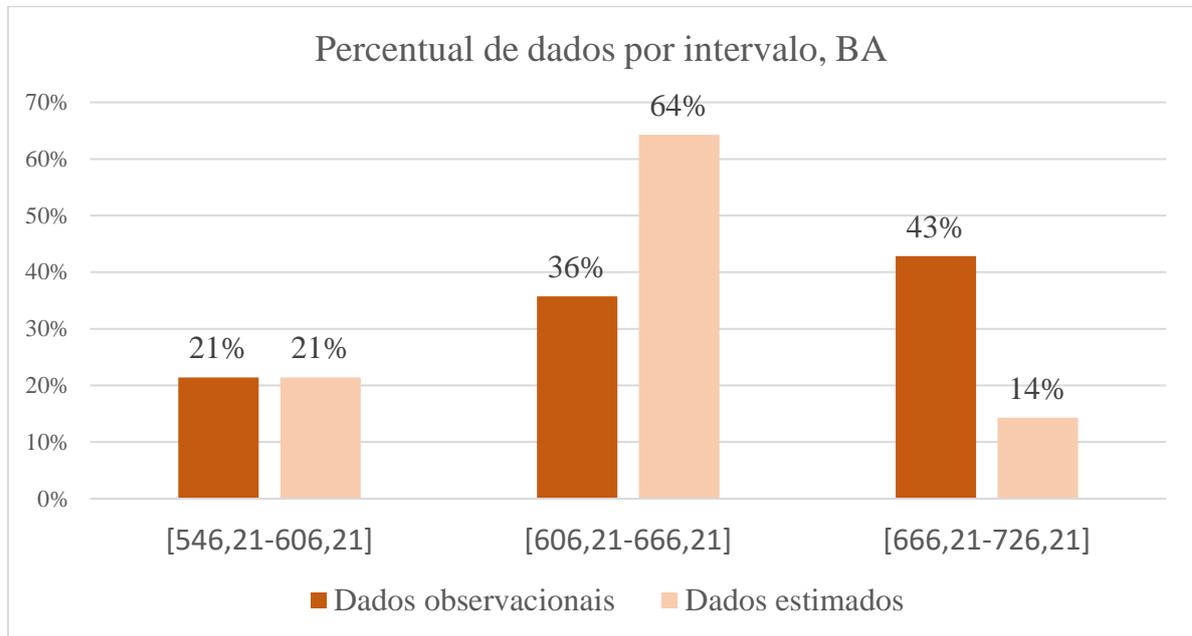
Fonte: a autora (2019)

Figura 17 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a irradiação solar na Bahia e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 18 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de irradiação solar na Bahia, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

As análises estatísticas efetuadas permitiram validar a estimativa de longo prazo para os dados de irradiação solar. Para efetuar as estimativas de geração de energia, serão necessários dados de temperatura. Como definido na Tabela 12, foram avaliados três períodos distintos de calibração/validação no downscaling estatísticos realizado. Os resultados são apresentados na Tabela 15, sendo o período 1 o que apresentou melhores dados estatísticos em relação aos outros períodos. A Figura 19 apresenta os dados observados e estimados para o período de dados usado para a validação. A Figura 20 apresenta a diferença entre o valor estimado e o valor observado para temperatura na Bahia, a diferença observada é pequena, o que significa que os dados estimados representam bem os dados observacionais, sendo a média percentual de desvio de -2°C . A dispersão dos dados foi analisada através da

Fonte: a autora (2019)

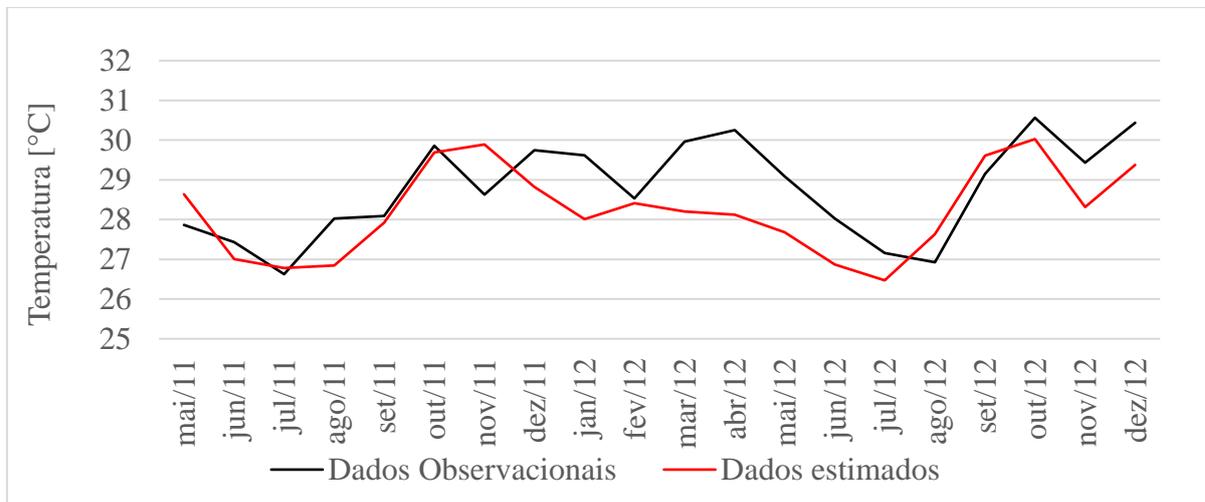
Figura 21 onde é possível visualizar a equação da função linear obtida através dos pontos. A Figura 22 apresenta o histograma de dispersão dos dados de irradiação solar para os dados estimados e os dados observacionais, os dados estimados apresentam valores inferiores aos observacionais, o que na média representa 2%. As análises estatísticas efetuadas permitiram validar a estimativa de longo prazo para os dados de temperatura.

Tabela 15 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para temperatura na Bahia, empregando dados de reanálise.

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [°C]	0,68	1,1	1,4
Coefficiente de correlação	0,70	0,62	0,40
Desvio padrão [%]	92%	70%	69%

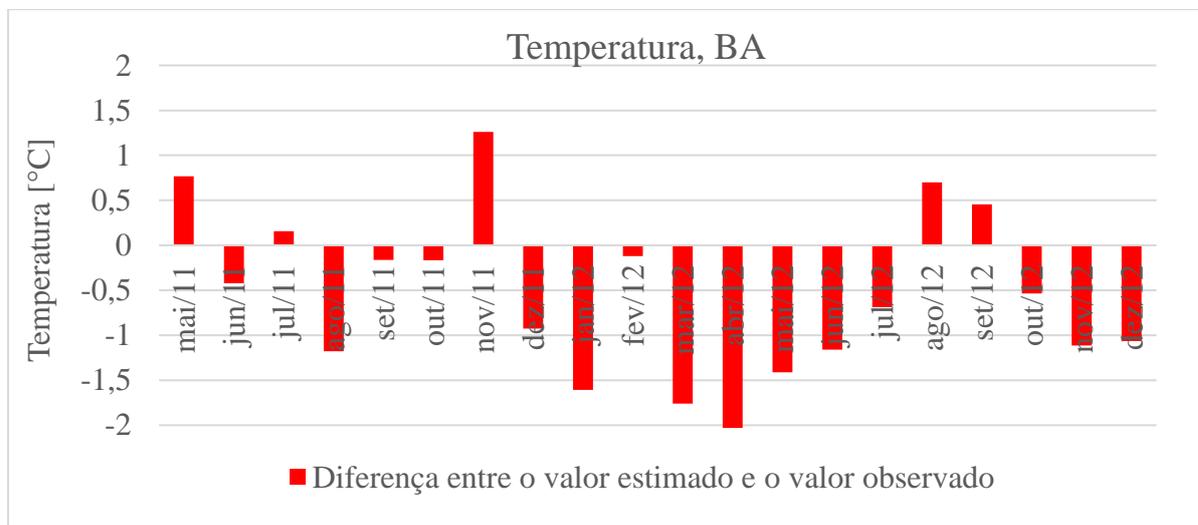
Fonte: a autora (2019)

Figura 19 – Período de validação entre dados medidos e estimados de temperatura para a Bahia, empregando dados de reanálise.



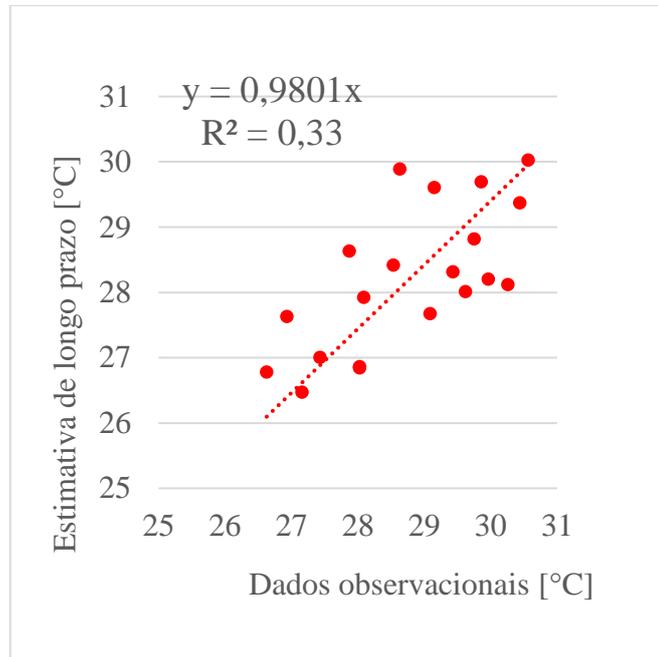
Fonte: a autora (2019)

Figura 20 – Diferença entre o valor estimado para temperatura na Bahia e os dados observados, empregando dados de reanálise.



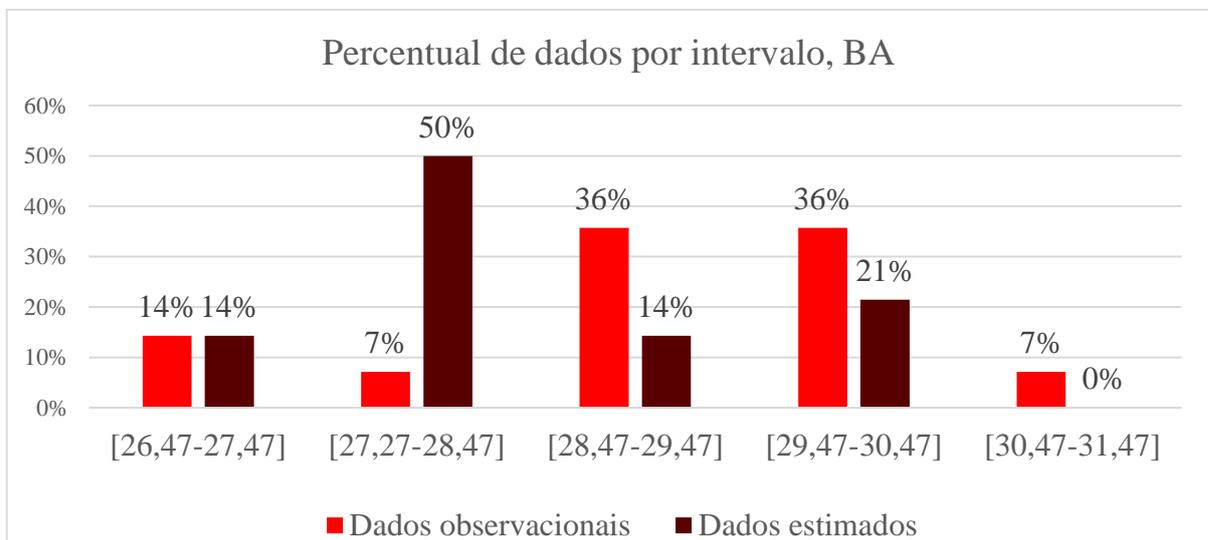
Fonte: a autora (2019)

Figura 21 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para temperatura na Bahia e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 22 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de temperatura na Bahia, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

5.2.2 Estimativa de Geração de Energia para o Período t-35 - Bahia

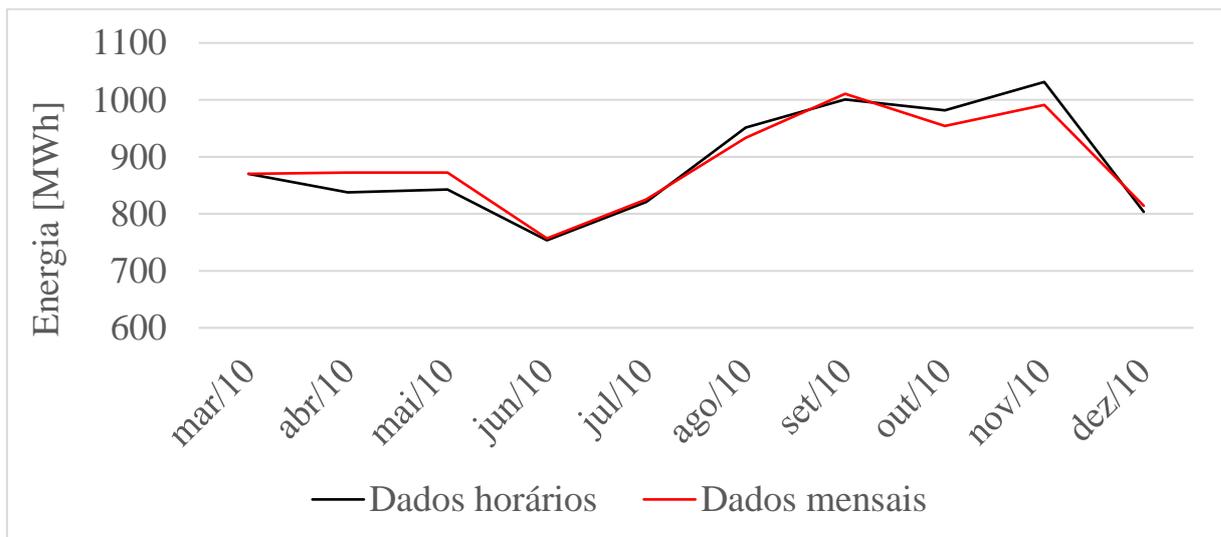
Com os dados de velocidade de vento para o período t-35, foram efetuadas as estimativas de geração de energia com o modelo proposto por Powell descrito na Metodologia.

Foi considerada a potência instalada de 4,2 MW (um aerogerador) como base para cálculo.

A metodologia para estimativa da produção de energia solar foi aplicada para as médias mensais de irradiação e temperatura que englobam dados horários de 07:00 às 17:00 horas do dia. A mesma metodologia de cálculo foi aplicada aos dados horários, para a garantia de que não haveria discrepâncias nos dados de energia solar usando a resolução mensal. O resultado é apresentado na Figura 23, onde se percebe que as diferenças apresentadas são mínimas, permitindo concluir que é possível usar a metodologia com dados médios mensais de irradiação e temperatura para estimar a potência solar.

Foram obtidas séries mensais de geração de energia elétrica das fontes eólica e solar para o período t-35 (janeiro de 1977 a dezembro de 2012), séries que serão avaliadas quanto à sua complementaridade.

Figura 23 – Estimativa da geração de energia da fonte solar para a Bahia usando como base dados horários e mensais, empregando dados observacionais.



Fonte: a autora (2019)

5.2.3 Complementaridade na Bahia no Período t-35

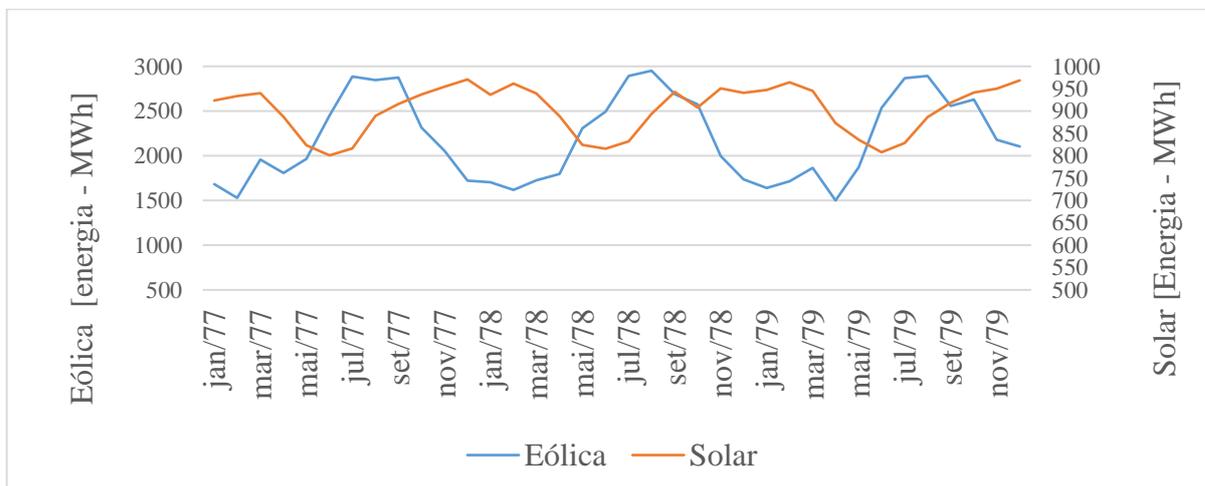
Com respeito à abordagem 1, com foco na suavização da saída da central, o coeficiente de correlação entre as duas fontes na Bahia é negativo, com um valor de -0,41. Este valor representa uma correlação fraca entre as séries de dados. A Figura 24 apresenta a série de dados estimados com foco unicamente sobre os três primeiros anos de maneira a que se facilite a visualização da defasagem entre os dois sinais. Apesar de ser uma correlação fraca em valor absoluto, o fato de apresentar um sinal negativo é muito interessante para a

complementaridade porque indica que, enquanto um sinal cresce, o outro decresce. Como observado na Figura 24, existem momentos de pico de solar (meses de novembro a maio) que coincidem com meses de pouca geração eólica. A Fonte: a autora (2019)

Figura 25 apresenta o perfil anual de geração de energia normalizado para as fontes solar e eólica, considerando a média dos 35 anos (t-35). A partir destes dados, foi possível calcular o coeficiente CIWS, estimado em 1,39. Diferentemente do coeficiente de correlação, o coeficiente CIWS individualmente (para o período t-35) não traz, por si só, informação útil sobre a complementaridade. No entanto, sua variação entre diferentes períodos (entre t-35 e t+35) informa sobre um possível aumento ou diminuição na complementaridade entre os dois sinais. Por sua vez, a Tabela 16 apresenta o resultado da análise de percentil. É possível verificar que as composições de centrais híbridas apresentam uma melhoria em relação à eólica individualmente, posto que as distribuições das centrais híbridas se apresentam mais concentradas em torno de suas respectivas medianas (P50) que no caso da central eólica. Tal aumento da concentração é fruto da diminuição do intervalo entre o P20 e o P80.

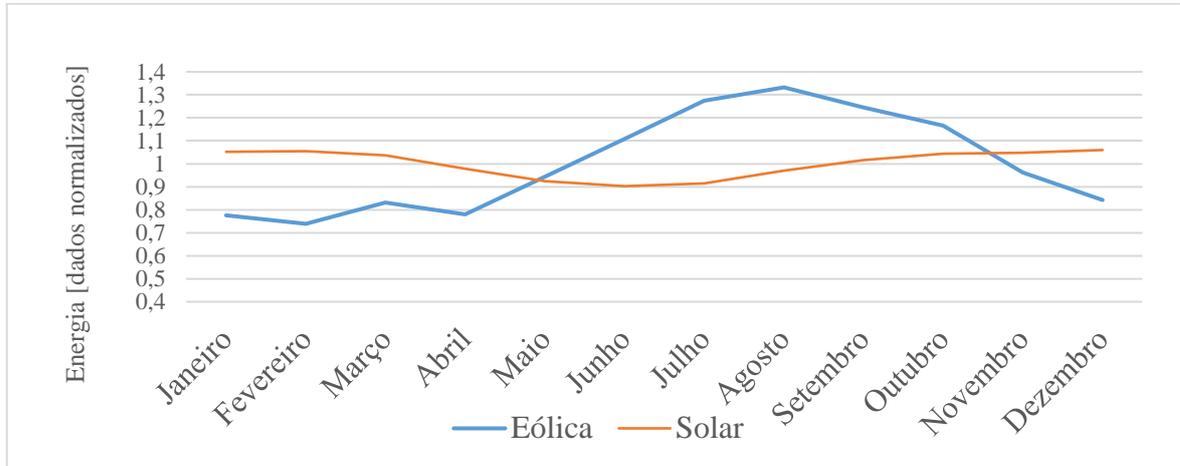
Sobre a abordagem 2, com foco no atendimento à demanda, os perfis de geração das fontes solar, eólica e híbrida foram comparados com o perfil de carga do sistema elétrico. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 17. É possível observar que o perfil de geração da central solar é o que mais se aproxima da demanda por energia do sistema no caso em questão, por apresentar coeficiente de correlação positivo. Na análise dos valores de erro médio absoluto entre a geração de energia e a carga do sistema elétrico, é possível observar que o erro é menor para a central solar, enquanto que nas configurações híbridas a central 1 apresenta o menor valor.

Figura 24 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Bahia, no período t-35.



Fonte: a autora (2019)

Figura 25 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t-35), para a Bahia



Fonte: a autora (2019)

Tabela 16 – Análise de percentil - Bahia – período t-35

	Percentil 80 (P80)	Percentil 50 (P50)	Percentil 20 (P20)
Central solar	1,06	1,02	0,93
Central eólica	1,25	0,96	0,78
Central híbrida 1	1,17	0,97	0,85
Central híbrida 2	1,19	0,97	0,84
Central híbrida 3	1,21	0,97	0,82
Central híbrida 4	1,23	0,96	0,80

Fonte: a autora (2019)

Tabela 17 – Coeficiente de correlação e erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Bahia – período t-35

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,46	0,04
Carga x Central eólica	-0,15	0,20
Carga x Central híbrida 1	-0,10	0,13
Carga x Central híbrida 2	-0,12	0,15
Carga x Central híbrida 3	-0,13	0,16
Carga x Central híbrida 4	-0,14	0,18

Fonte: a autora (2019)

5.2.4 Validação do Downscaling e Estimativa de Geração de Energia para o Período t+35

Para verificar a robustez do modelo, foram executados o downscaling estatístico com dois períodos distintos de calibração e validação, estes períodos são apresentados na Tabela 18. A Tabela 19 apresenta os principais estatísticos de análise do downscaling para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura, sendo o desvio padrão um percentual em relação ao desvio padrão dos dados observacionais. Para velocidade do vento, o período 2 apresentou os melhores estatísticos e será usado para os estudos. Para irradiação solar, o período 1 foi o que apresentou os melhores resultados e para temperatura, o período 1. Com as séries de longo prazo dos dados de irradiação solar, temperatura e velocidade estabelecidos, foi estimada a geração de energia das centrais solar e eólica.

Tabela 18 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para a localização avaliada na Bahia no período t+35 para o Cenário de mudanças climáticas

		Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento
Período 1	Calibração	out/2009- mar/2013	mar/2008-ago/2012	abr/2006- nov/2011
	Validação	abril/2013-nov/2014	set/2012-nov/2014	dez/2011-set/2014
Período 2	Calibração	jun/2011-nov/2014	jun/2010 – nov/2014	fev/2009 – set/2014
	Validação	out/2009-mai/2011	mar/2008 – mai/2010	abr/2006- jan/2009

Fonte: a autora (2019)

Tabela 19 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração na Bahia no período t+35

	Período 1			Período 2		
	Velocidade do vento	Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento	Irradiação solar	Temperatura
RMSD	0,80 m/s	30 W/m ²	0,82 °C	0,80 m/s	45 W/m ²	1,19 °C
Coefficiente de correlação	0,83	0,83	0,72	0,88	0,70	0,52
Desvio padrão [%]	122	89	95	62	77	75

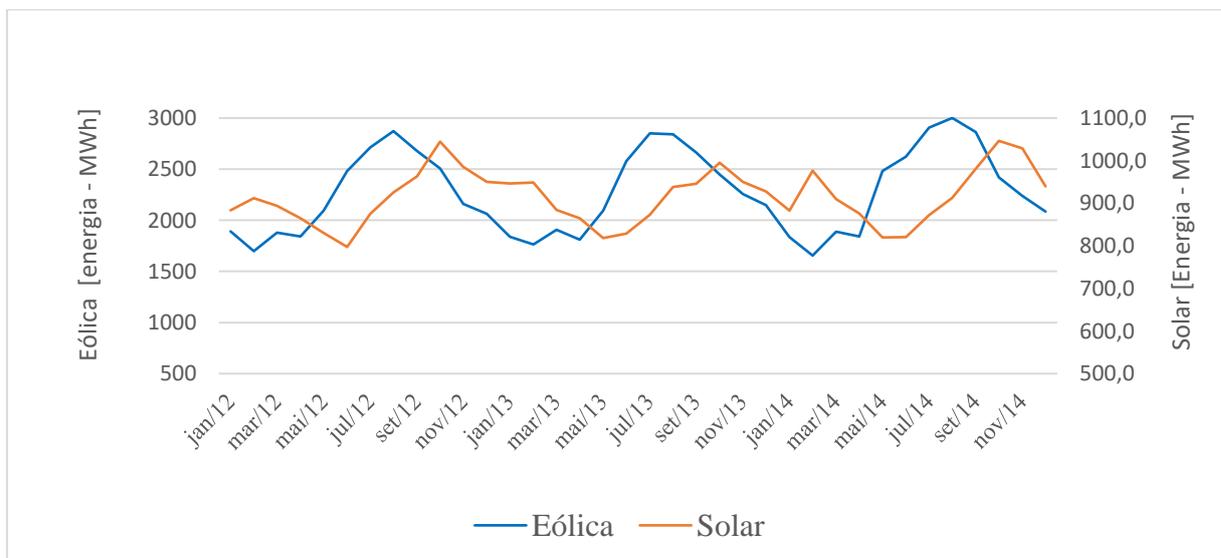
Fonte: a autora (2019)

5.2.5 Complementaridade na Bahia no Período t+35

Com respeito à abordagem 1, com foco na suavização da saída da central, o coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi 0,13, que representa uma correlação desprezível, a Figura 26 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados do período t+35. A Figura 27 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica. O coeficiente CIWS para este cenário é 1,54 que segue sendo um valor baixo, porém maior que no período t-35. Quanto maior o coeficiente CIWS, maior a complementaridade entre as fontes. A Tabela 20 apresenta o resultado da análise de percentil, a composição solar apresenta um percentil 50 maior, que representa os melhores resultados com dados mais próximos da média.

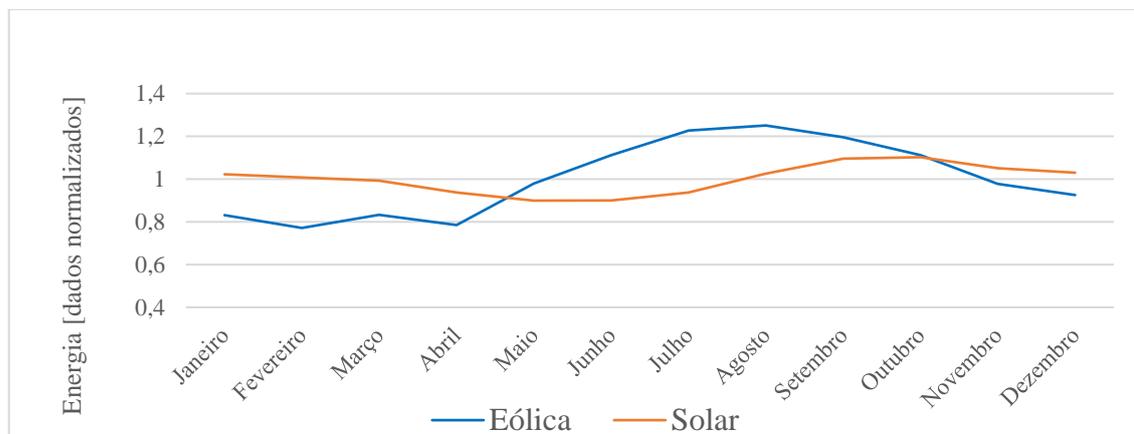
Sobre a abordagem 2, com foco no atendimento à demanda, foi realizada também uma análise do coeficiente de correlação entre a saída das centrais eólica, solar e híbrida com a carga do sistema elétrico. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 21, a central solar é a que apresenta um coeficiente mais alto. Na análise do erro médio quadrático da geração das Centrais em relação a carga do sistema elétrico, a central solar é a que apresenta o melhor resultado, sendo possível observar que a composição híbrida apresenta uma melhoria nos valores, quando comparada à geração da Central eólica isoladamente.

Figura 26 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Bahia – período t+35.



Fonte: a autora (2019)

Figura 27 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Bahia



Fonte: a autora (2019)

Tabela 20 – Análise de percentil - Bahia – período t+35

	Percentil 80	Percentil 50	Percentil 20
	(P80)	(P50)	(P20)
Central solar	1,06	1,01	0,93
Central eólica	1,20	0,98	0,82
Central híbrida 1	1,14	0,99	0,87
Central híbrida 2	1,16	0,99	0,86
Central híbrida 3	1,17	0,99	0,85
Central híbrida 4	1,18	0,99	0,83

Fonte: a autora (2019)

Tabela 21 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Bahia – período t+35

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,40	0,05
Carga x Central eólica	-0,13	0,16
Carga x Central híbrida 1	-0,06	0,12
Carga x Central híbrida 2	-0,08	0,13
Carga x Central híbrida 3	-0,09	0,14
Carga x Central híbrida 4	-0,11	0,15

Fonte: a autora (2019)

5.2.6 Considerações Finais sobre o Estudo de Caso da Bahia

A Tabela 22 apresenta um resumo geral da complementaridade com respeito à localização avaliada na Bahia, considerando um período passado (t-35 anos) e o cenário A1B (t+35 anos). Com respeito a cada métrica de avaliação, adotou-se aquela composição de central que apresentou o melhor índice (mais complementar). Desde o ponto de vista da suavização da saída da central, ressalta-se que os coeficientes de correlação e CIWS avaliam unicamente as combinações entre solar e eólica. Por sua vez, o percentil avalia também as usinas solar e eólica de forma individual. Nesse sentido, o coeficiente de correlação aponta uma diminuição da complementaridade entre as fontes solar e eólica para os períodos de t-35 a t+35, com valores variando de -0,41 (em t-35) a 0,13 (em t+35). Porém, o coeficiente CIWS indica o contrário (indica um aumento da complementaridade), pois seu valor apresenta um aumento entre t-35 e t+35, de 1,39 a 1,54 respectivamente. Tal contradição motivou o estudo de sensibilidade apresentado no capítulo 6 deste trabalho, cuja conclusão, para o caso da Bahia, é a de que o coeficiente de correlação apresenta uma variação significativa enquanto o CIWS apresenta uma variação desprezível. Logo, aqui se considera apenas a avaliação baseada no coeficiente de correlação. Por outro lado, o percentil indica que, neste caso específico, a central solar individual é a mais apropriada com respeito tanto à suavização como ao atendimento à carga. No entanto, apesar da central solar apresentar métricas mais favoráveis (à suavização e atendimento à demanda), é necessário priorizar, aqui, as composições com eólica pelo simples fato de que já há potência eólica instalada no lugar correspondente ao estudo de caso na Bahia. Considerando o exposto, foi confeccionada a Tabela 23, que apresenta as métricas correspondentes unicamente a composições com eólica, mostrando que para a localização da Bahia em todas as métricas, a composição híbrida 1 (mesma proporção de eólica e solar) apresenta os melhores resultados, nos dois períodos, t-35 e t+35.

O principal impacto na complementaridade entre as fontes se deve à variação na variabilidade intra-anual da energia proveniente da usina solar, que pode ser verificada na Figura 28, que apresenta perfis anuais médios para ambos os períodos, t-35 e t+35. Essa variação ocorre, devido a mudanças no comportamento da irradiação solar (em maior medida) e da temperatura conforme apresentado na Figura 29. No cenário de mudanças climáticas (cenário A1B), o nível de irradiação solar é menor no primeiro semestre do ano e maior no segundo semestre, apresentando um pico de irradiação em outubro, pico que exige uma pesquisa aprofundada com o objetivo de avaliar a coerência, neste caso específico, das saídas do modelo empregado para a geração de tal cenário. A Figura 30 apresenta o perfil médio de

geração da energia eólica, figura que deixa claro o fato de que não há variações significativas (tanto como no caso da solar) entre os dois períodos, t-35 e t+35.

Tabela 22 – Resumo Geral complementaridade na localização avaliada na Bahia

Abordagem	Métrica	t-35	t+35
	Coeficiente de correlação entre as fontes	-0,41	0,13
Suavização da saída da central	Coeficiente CIWS	1,39	1,54
	Percentil	central solar	central solar
Atendimento à carga	Coeficiente de correlação entre carga e geração	0,46 (central solar)	0,40 (central solar)
	Erro médio absoluto	0,04 (central solar)	0,05 (central solar)

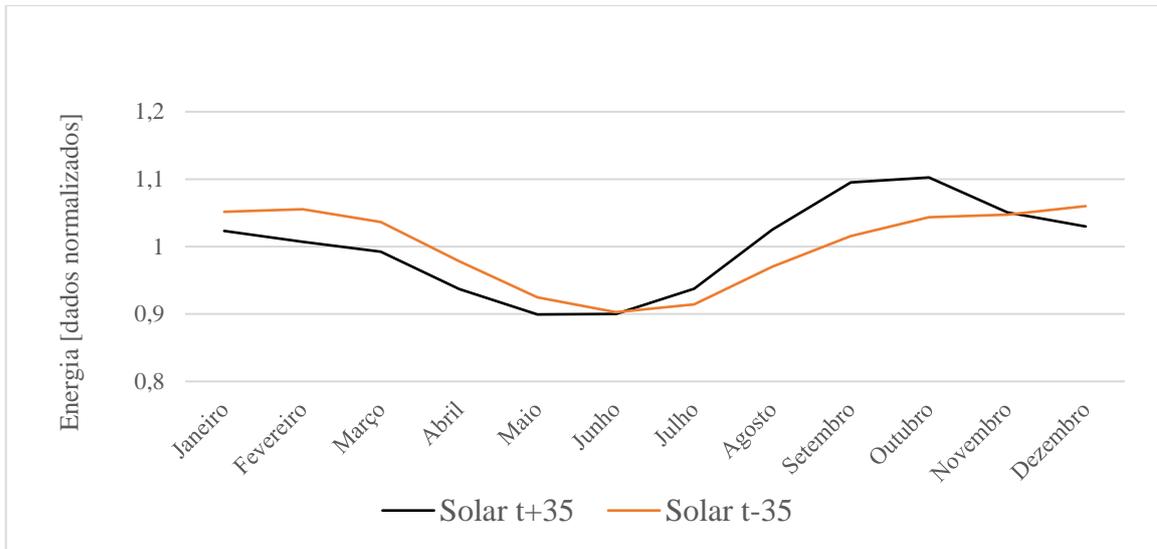
Fonte: a autora (2019)

Tabela 23 – Resumo Geral complementaridade na localização avaliada na Bahia, para as métricas que avaliam composições híbridas, considerando a potência instalada eólica existente

Abordagem	Métrica	t-35	t+35
Suavização da saída da central	Percentil	Central híbrida 1	Central híbrida 1
Atendimento à carga	Coeficiente de correlação entre carga e geração	Central híbrida 1	Central híbrida 1
	Erro médio absoluto	Central híbrida 1	Central híbrida 1

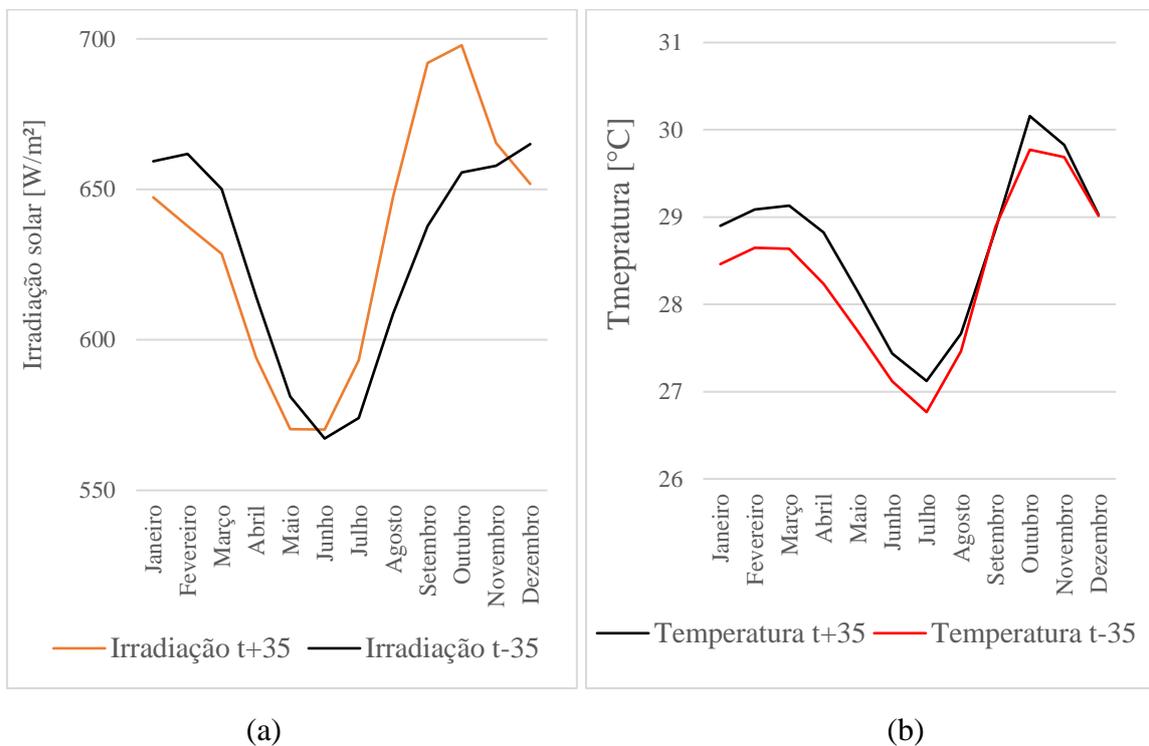
Fonte: a autora (2019)

Figura 28 – Perfil anual de geração de energia normalizado proveniente da fonte solar, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para a Bahia



Fonte: a autora (2019)

Figura 29 – Perfil anual de irradiação (a) e temperatura (b), média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para a Bahia

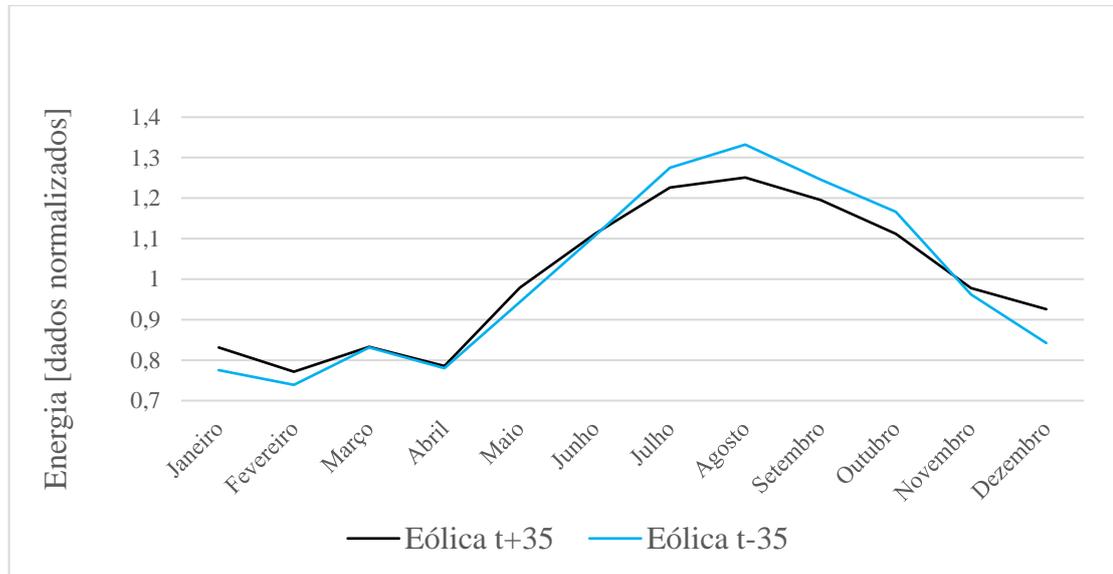


(a)

(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 30 – Perfil anual de geração de energia normalizado proveniente da fonte eólica, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para a Bahia



Fonte: a autora (2019)

5.3 CASO 2: PERNAMBUCO

Todas etapas de validação de dados apresentada na Sessão 5.2 foram aplicadas para Pernambuco, os detalhes são apresentados nos Apêndices B e C.

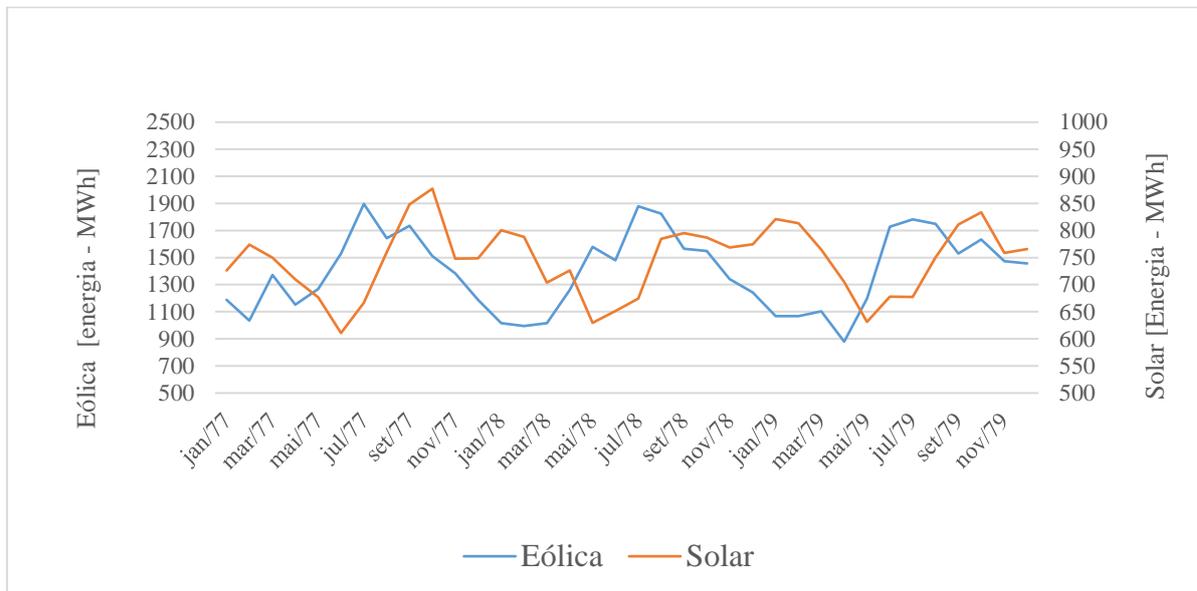
5.3.1 Complementaridade em Pernambuco no Período t-35

Com respeito à abordagem 1, com foco na suavização da saída da central, o coeficiente de correlação entre as duas fontes para o período avaliado é de $-0,15$, o que indica uma correlação desprezível entre as séries de dados. A Figura 31 apresenta os três primeiros anos avaliados para auxiliar na visualização do coeficiente de correlação encontrado, é possível observar que mesmo apresentando uma correlação desprezível, o fato de ser um valor negativo é interessante para análise de complementaridade, visto que em alguns meses de pouco rendimento de eólica, o contrário ocorre com solar, nos meses e novembro a abril. . A Figura 32 apresenta o perfil anual de geração de energia normalizado para as fontes solar e eólica, considerando a média dos 35 anos (t-35). A partir destes dados foi possível calcular o coeficiente CIWS, estimado em 1,76. Na análise de percentil, apresentada na Tabela 24, foi identificado que a central eólica apresenta dados mais próximos da média (Percentil 50) do que

as Centrais híbridas, indicando que o uso de centrais híbridas (eólica e solar) não contribui para uma saída mais suavizada da energia na localização no estado de Pernambuco.

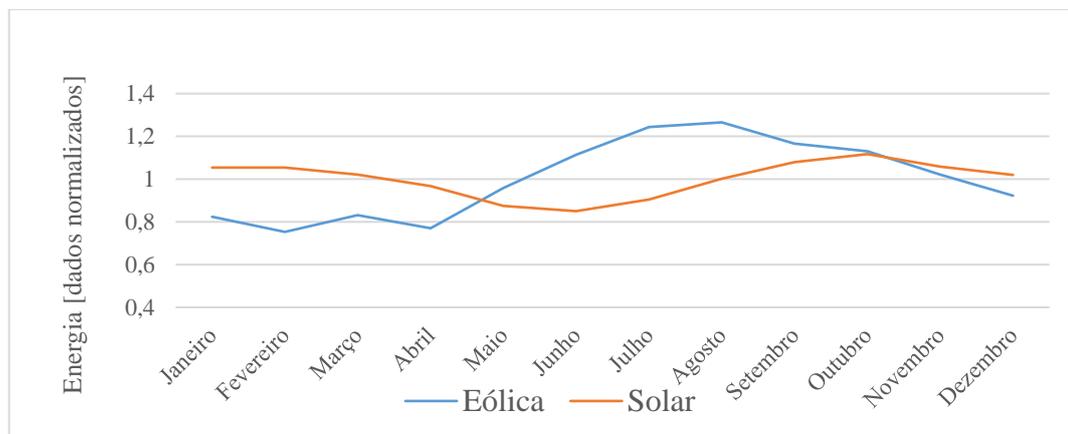
Sobre a abordagem 2, com foco no atendimento à demanda, a Tabela 25 apresenta os resultados obtidos na análise carga versus geração. É possível observar que a maior correlação encontrada foi entre solar e a carga do sistema. Ainda, a composição híbrida 1 foi a única que apresentou um coeficiente de correlação positivo em relação às outras composições híbridas (mesmo sendo um valor desprezível). Nos valores de erro médio absoluto entre a geração de energia e a carga do sistema elétrico, o erro é menor para a central solar, enquanto que nas configurações híbridas a Central 1 apresenta o menor valor.

Figura 31 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Pernambuco - período t-35.



Fonte: a autora (2019)

Figura 32 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t-35), para Pernambuco



Fonte: a autora (2019)

Tabela 24 – Análise de percentil - Pernambuco – período t-35

	Percentil 80	Percentil 50	Percentil 20
	(P80)	(P50)	(P20)
Central solar	1,08	1,01	0,91
Central eólica	1,10	1,00	0,89
Central híbrida 1	1,13	1,00	0,88
Central híbrida 2	1,14	1,00	0,86
Central híbrida 3	1,16	1,00	0,85
Central híbrida 4	1,17	1,00	0,83

Fonte: a autora (2019)

Tabela 25 – Coeficiente de correlação e erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Pernambuco – período t-35

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,39	0,06
Carga x Central eólica	-0,09	0,16
Carga x Central híbrida 1	0,01	0,11
Carga x Central híbrida 2	-0,02	0,12
Carga x Central híbrida 3	-0,04	0,13
Carga x Central híbrida 4	-0,07	0,14

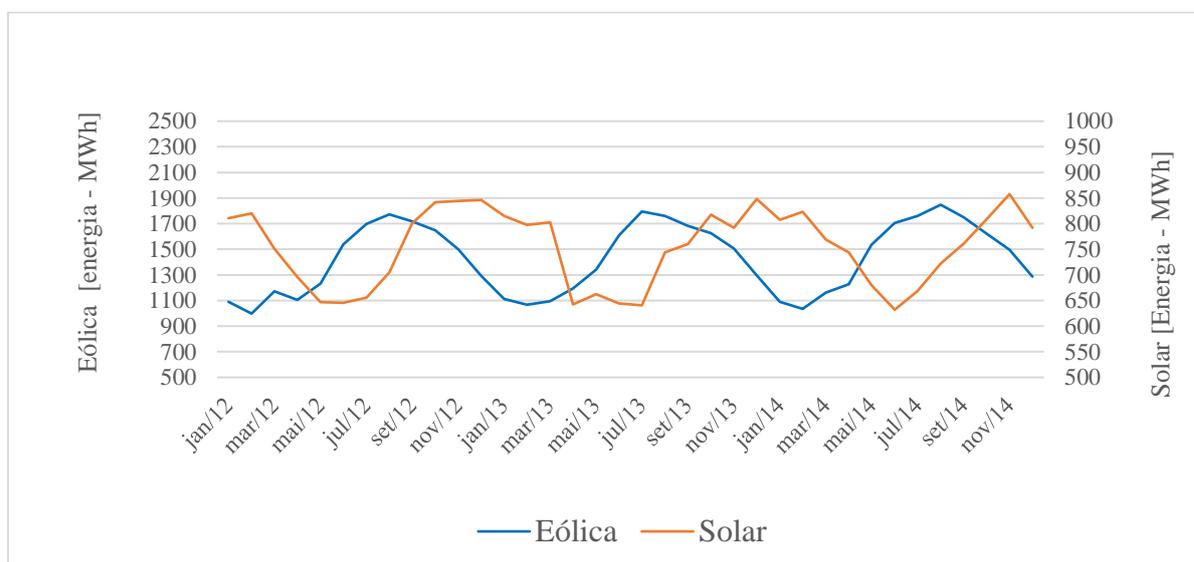
Fonte: a autora (2019)

5.3.2 Complementaridade em Pernambuco no Período t+35

Com respeito à abordagem 1, com foco na suavização da saída da central, o coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi -0,35, o que representa uma correlação fraca, porém o fato de ser negativa, representa uma suavização da potência de saída da central híbrida, a Figura 33 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados do período t+35. A Figura 34 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica. O coeficiente CIWS para este cenário é 2,10. A Tabela 26 apresenta o resultado da análise de percentil, a composição eólica apresenta um percentil 50 maior, que representa os melhores resultados com dados mais próximos da média.

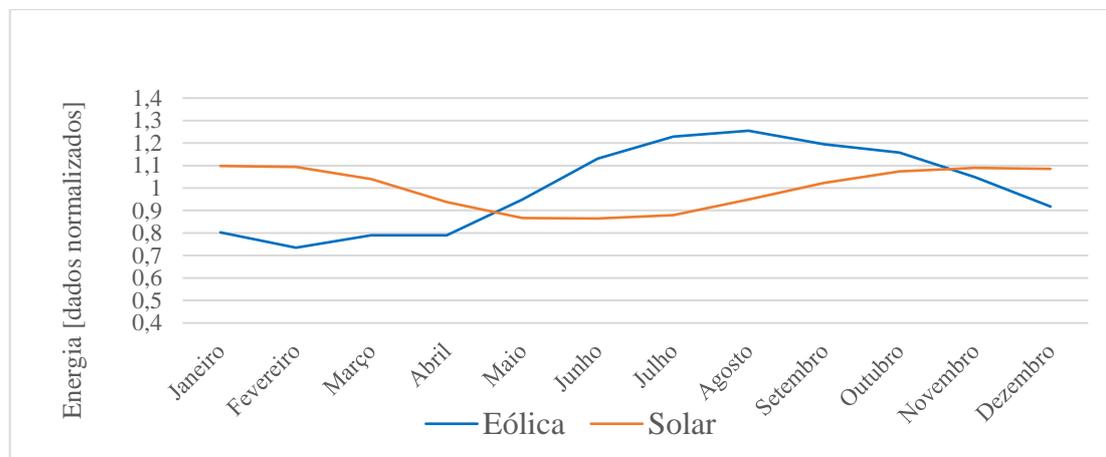
Sobre a abordagem 2, com foco no atendimento à demanda, a central solar é a que possui uma maior similaridade com a carga, enquanto que a central híbrida 1 consegue melhorar consideravelmente os dados da central eólica, o que também ocorre na análise dos dados de erro médio absolutos, como pode ser visualizado na Tabela 27.

Figura 33 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Pernambuco – t+35.



Fonte: a autora (2019)

Figura 34 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Pernambuco.



Fonte: a autora (2019)

Tabela 26 – Análise de percentil - Pernambuco – período t+35

	Percentil 80 (P80)	Percentil 50 (P50)	Percentil 20 (P20)
Central solar	1,09	1,02	0,89
Central eólica	1,06	1,02	0,89
Central híbrida 1	1,12	1,01	0,87
Central híbrida 2	1,12	1,02	0,88
Central híbrida 3	1,15	1,02	0,84
Central híbrida 4	1,17	1,02	0,82

Fonte: a autora (2019)

Tabela 27 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas em Pernambuco – período t+35

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,41	0,07
Carga x Central eólica	-0,09	0,17
Carga x Central híbrida 1	0,02	0,11
Carga x Central híbrida 2	-0,01	0,12
Carga x Central híbrida 3	-0,04	0,14
Carga x Central híbrida 4	-0,06	0,15

Fonte: a autora (2019)

5.3.3 Considerações Finais sobre o Caso de Pernambuco

A Tabela 28 apresenta um resumo geral da complementaridade com respeito a localização avaliada em Pernambuco, considerando o período passado (t-35 anos) e o cenário A1B (t+35 anos). Em cada métrica de avaliação, foi acrescentado o valor que apresentou o melhor índice (mais complementar) em relação às outras configurações avaliadas. O coeficiente de correlação aponta um aumento da complementaridade entre as fontes solar e eólica para os períodos de t+35 a t-35, com valores variando de -0,15 (em t-35) a -0,35 (em t+35). Característica comprovada pelo coeficiente CIWS pois seu valor apresenta um aumento entre t-35 e t+35, de 1,76 a 2,10 respectivamente. Por outro lado, o percentil indica que, neste caso específico, a central solar individual é a mais apropriada com respeito tanto à suavização como ao atendimento à carga. No entanto, apesar da central solar apresentar métricas mais favoráveis (à suavização e atendimento à demanda), é necessário priorizar, aqui, as composições com eólica pelo simples fato de que já há potência eólica instalada no lugar correspondente ao estudo de caso de Pernambuco. Considerando o exposto, foi confeccionada a Tabela 29, que apresenta as métricas correspondentes unicamente a composições com eólica, mostrando que para a localização em Pernambuco em todas as métricas relacionadas ao atendimento a demanda, a composição híbrida 1 (mesma proporção de eólica e solar) apresenta os melhores resultados, nos dois períodos, t-35 e t+35. Na análise de Percentil, com foco na saída suavizada, a central eólica apresenta o resultado mais estável para ambos os períodos (t-35 e t+35)..

O principal impacto na complementaridade entre as fontes se deve à variação na variabilidade intra-anual da energia proveniente da usina solar, que pode ser verificada na Figura 35, que apresenta perfis anuais médios para ambos os períodos, t-35 e t+35. Essa variação ocorre, devido a mudanças no comportamento da irradiação solar e da temperatura conforme apresentado na Figura 36. No cenário de mudanças climática a temperatura aumenta mais rapidamente nos meses de agosto a novembro, quando comparados ao período passado. No mesmo período o nível de irradiação solar também diminui, diminuindo a produção de energia das Centrais solares. A Figura 37 apresenta o perfil médio de geração da energia eólica, figura que deixa claro o fato de que não há variações significativas (tanto como no caso da solar) entre os dois períodos, t-35 e t+35.

Tabela 28 – Resumo Geral complementaridade em Pernambuco

Abordagem	Métrica	t-35	t+35
	Coeficiente de correlação entre as fontes	-0,15	-0,35
Suavização da saída da central	Coeficiente CIWS	1,76	2,10
	Percentil	Central eólica	Central eólica
Atendimento à carga	Coeficiente de correlação entre carga e geração	0,39 (central solar)	0,41 (central solar)
	Erro médio absoluto	0,06 (central solar)	0,07 (central solar)

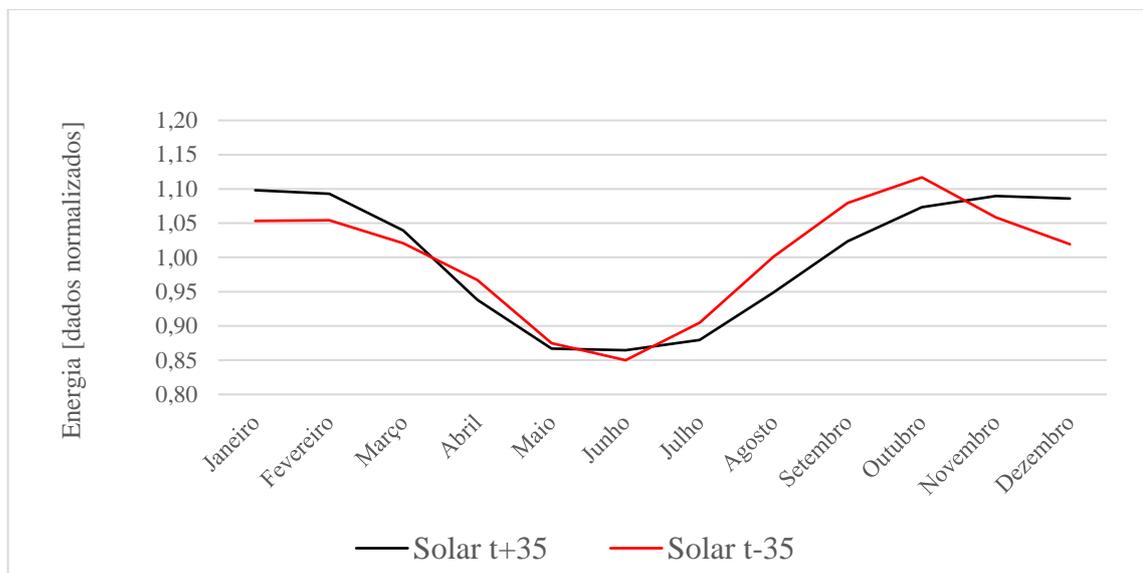
Fonte: a autora (2019)

Tabela 29 – Resumo Geral complementaridade na localização avaliada em Pernambuco, para as métricas que avaliam composições híbridas, considerando a potência instalada eólica existente

Abordagem	Métrica	t-35	t+35
Suavização da saída da central	Percentil	Central eólica	Central eólica
Atendimento à carga	Coeficiente de correlação entre carga e geração	Central híbrida 1	Central híbrida 1
	Erro médio absoluto	Central híbrida 1	Central híbrida 1

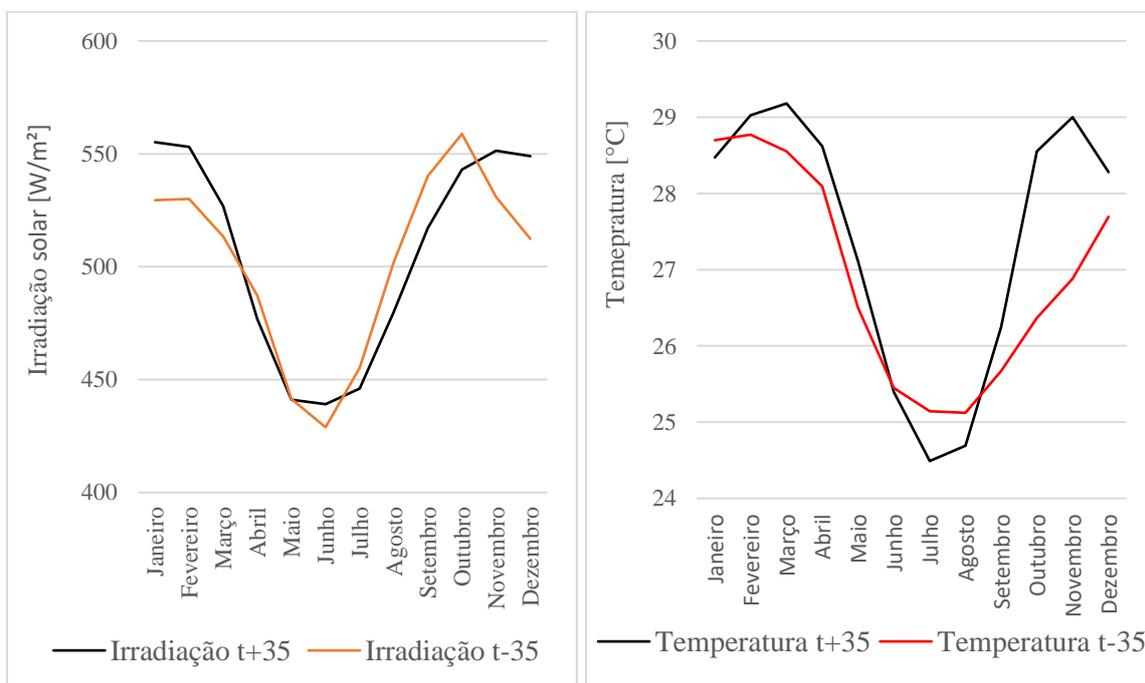
Fonte: a autora (2019)

Figura 35 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia proveniente da fonte solar, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para Pernambuco



Fonte: a autora (2019)

Figura 36 – Perfil anual de irradiação (a) e temperatura (b), média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para Pernambuco

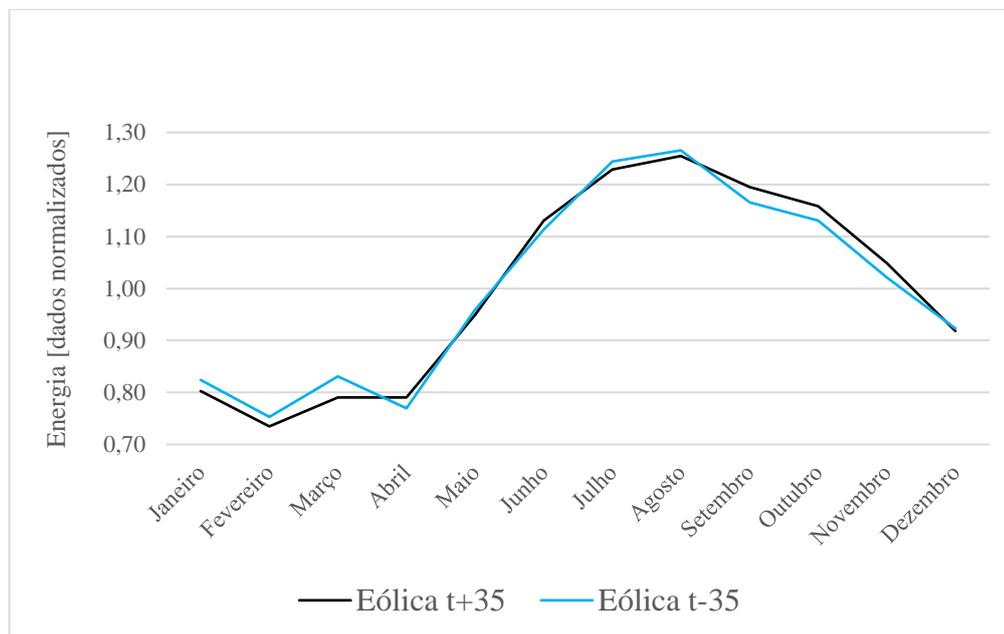


(a)

(b)

• Fonte: a autora (2019)

Figura 37 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia proveniente da fonte eólica, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para Pernambuco.



Fonte: a autora (2019)

5.4 CASO 3: RIO GRANDE DO NORTE

Todas etapas de validação de dados apresentada na Sessão 5.2 foram aplicadas para Rio Grande do Norte, os detalhes são apresentados nos Apêndices D e E.

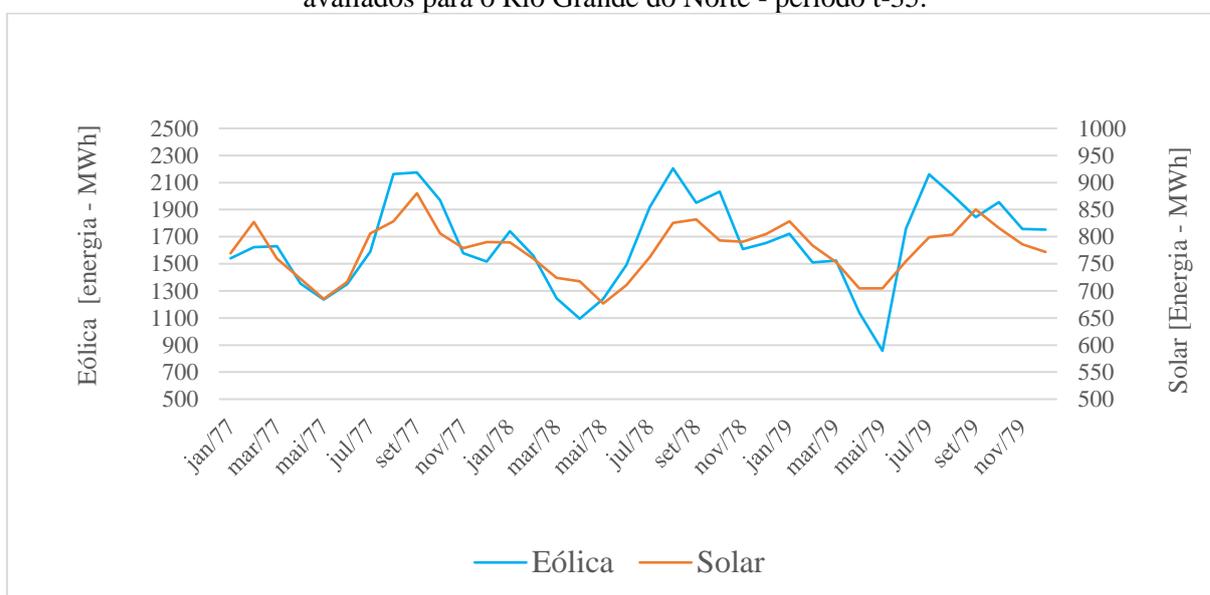
5.4.1 Complementaridade no Rio Grande do Norte no Período t-35

Com respeito à abordagem 1, com foco na suavização da saída da central, o coeficiente de correlação entre as duas fontes para o período avaliado é de 0,73, o que indica uma forte correlação entre as séries de dados. A Figura 38 apresenta os três primeiros anos avaliados para auxiliar na visualização do coeficiente de correlação encontrado, é possível observar que os meses com maior produção da fonte eólica são também os meses em que a fonte solar cresce. Um comportamento esperado para indicar complementaridade neste índice seria uma correlação forte, porém negativa. A Figura 39 apresenta o perfil anual de geração de energia normalizado para as fontes solar e eólica, considerando a média dos 35 anos (t-35). A partir destes dados foi possível calcular o coeficiente CIWS, estimado em 1,13. A Tabela 30 apresenta o resultado da análise de percentil, é possível verificar que as composições de Centrais híbridas apresentam uma melhoria em relação aos dados de eólica (diminuição do percentil 80, aumento

dos percentis 50 e 20), o que significa que unindo as gerações solar e eólica no Rio Grande do Norte, tem-se uma saída mais suavizada em relação à geração eólica. Porém, é a central solar a fonte que possui saída mais estável.

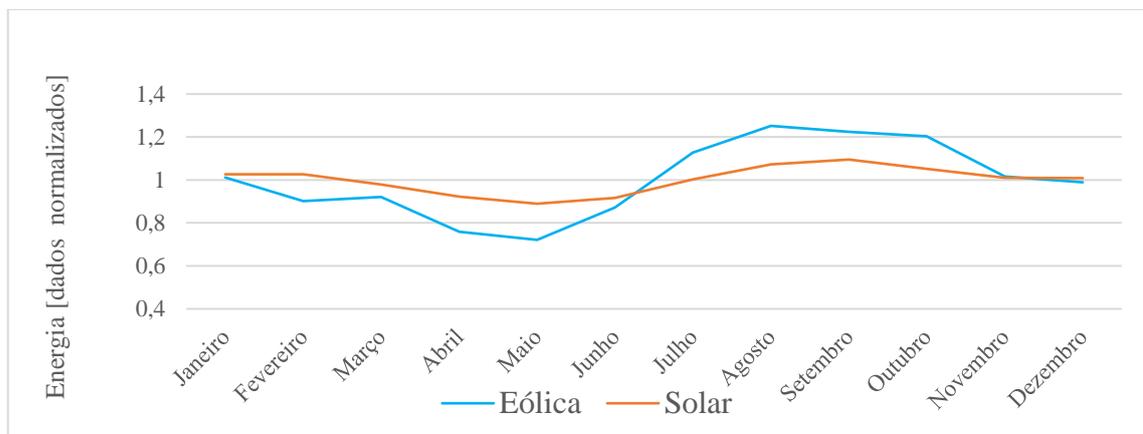
Sobre a abordagem 2, com foco no atendimento à demanda, é possível observar que a correlação entre a carga e a geração de energia através da fonte solar é mínima, enquanto que o maior valor é obtido na comparação eólica x carga. Nos valores de erro médio absoluto entre a geração de energia e a carga do sistema elétrico, é possível observar que o erro é menor para a central solar, enquanto que nas configurações híbridas as Centrais 1 e 2 apresentam o menor valor, como pode ser visualizado na Tabela 31.

Figura 38 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para o Rio Grande do Norte - período t-35.



Fonte: a autora (2019)

Figura 39 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t-35), para o Rio Grande do Norte



Fonte: a autora (2019)

Tabela 30 – Análise de percentil - Rio Grande do Norte – período t-35

	Percentil 80	Percentil 50	Percentil 20
	(P80)	(P50)	(P20)
Central solar	1,06	1,01	0,93
Central eólica	1,20	0,99	0,83
Central híbrida 1	1,15	1,00	0,87
Central híbrida 2	1,16	0,99	0,86
Central híbrida 3	1,17	0,99	0,85
Central híbrida 4	1,18	0,99	0,84

Fonte: a autora (2019)

Tabela 31 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas no Rio Grande do Norte – período t-35

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,07	0,06
Carga x Central eólica	0,12	0,14
Carga x Central híbrida 1	0,11	0,11
Carga x Central híbrida 2	0,11	0,11
Carga x Central híbrida 3	0,11	0,12
Carga x Central híbrida 4	0,11	0,13

Fonte: a autora (2019)

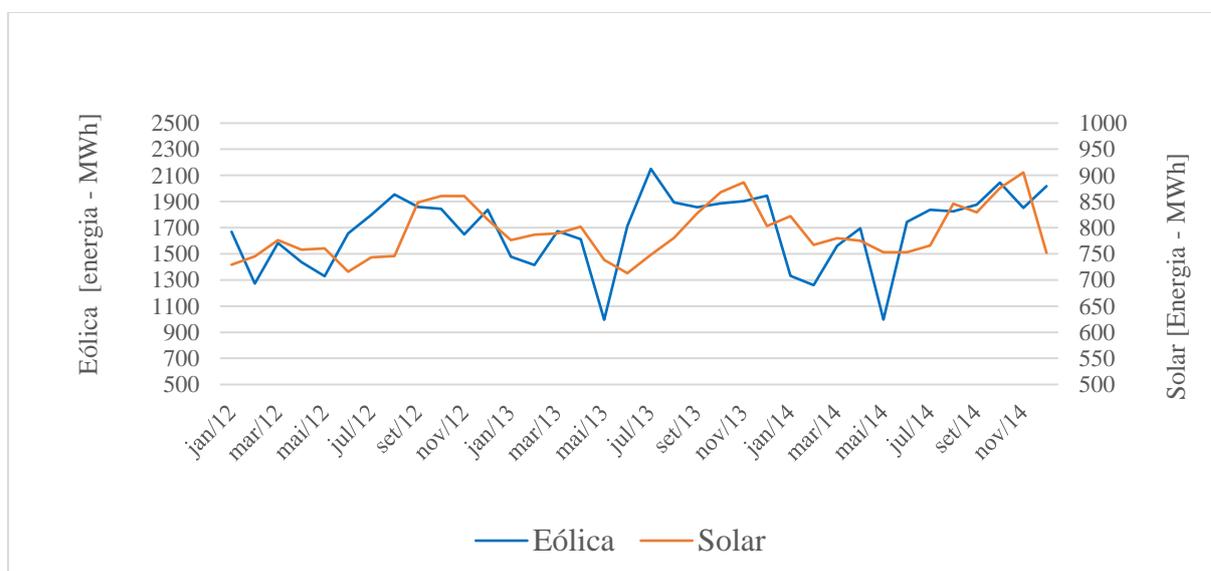
5.4.2 Complementaridade no Rio Grande do Norte no Período t+35

Com respeito à abordagem 1, com foco na suavização da saída da central, o coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi 0,43, que representa uma correlação fraca e positiva, que representa que os dois recursos aumentam/diminuem produção ao mesmo tempo, o que não contribui para uma geração mais estável. A Figura 40 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados do período t+35, evidenciando o resultado obtido no coeficiente de correlação. A Fonte: a autora (2019)

Figura 41 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica. O coeficiente CIWS para este cenário é 0,83. A Tabela 32 apresenta o resultado da análise de percentil, a composição solar apresenta um percentil 50 maior, que representa os melhores resultados com dados mais próximos da média.

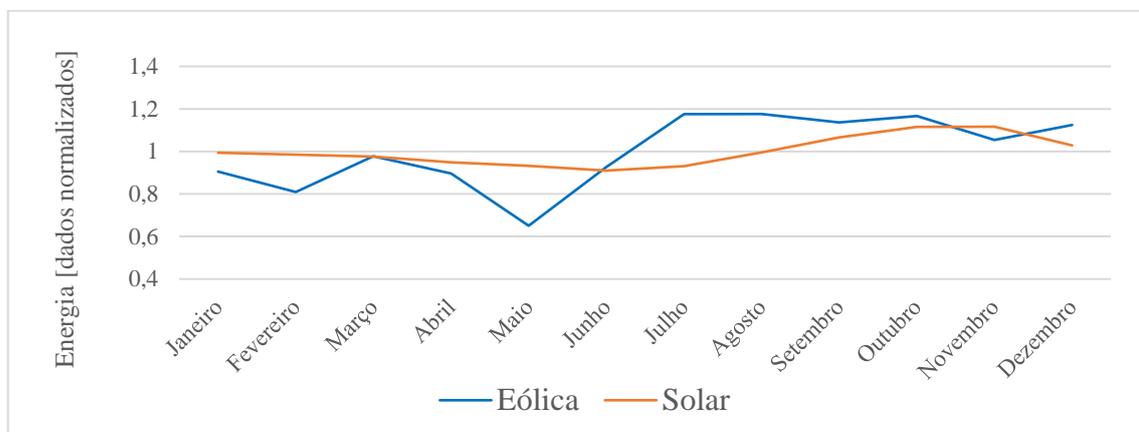
Sobre a abordagem 2, com foco no atendimento à demanda, observa-se que as composições híbridas aumentam o coeficiente de correlação entre a geração e a carga do sistema em relação a central eólica, o que representa que a geração está acompanhando a carga do sistema, sendo porém a central solar a que apresenta maior similaridade com a demanda, como pode ser visualizado na Tabela 33. Na análise do erro médio quadrático da geração das Centrais em relação a carga do sistema elétrico (dados normalizados), é possível observar que a central solar apresenta o menor valor, o que representa uma saída (geração) mais próxima da carga.

Figura 40 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para o Rio Grande do Norte – período t+35.



Fonte: a autora (2019)

Figura 41 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para o Rio Grande do Norte



Fonte: a autora (2019)

Tabela 32 – Análise de percentil - Rio Grande do Norte – período t+35

	Percentil 80 (P80)	Percentil 50 (P50)	Percentil 20 (P20)
Central solar	1,07	0,99	0,94
Central eólica	1,16	1,03	0,85
Central híbrida 1	1,12	1,02	0,88
Central híbrida 2	1,12	1,02	0,88
Central híbrida 3	1,13	1,02	0,87
Central híbrida 4	1,15	1,02	0,86

Fonte: a autora (2019)

Tabela 33 – Coeficiente de correlação entre a carga do sistema e as configurações avaliadas no Rio Grande do Norte – período t+35

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,51	0,05
Carga x Central eólica	0,25	0,13
Carga x Central híbrida 1	0,32	0,10
Carga x Central híbrida 2	0,30	0,10
Carga x Central híbrida 3	0,29	0,11
Carga x Central híbrida 4	0,27	0,12

Fonte: a autora (2019)

5.4.3 Considerações Finais sobre o Caso do Rio Grande do Norte

A Tabela 34 apresenta um resumo geral da complementaridade com respeito à localização avaliada no Rio Grande do Norte, considerando um período passado (t-35 anos) e o cenário A1B (t+35 anos). Com respeito a cada métrica de avaliação, adotou-se aquela composição de central que apresentou o melhor índice (mais complementar). Nesse sentido, o coeficiente de correlação aponta uma diminuição da complementaridade entre as fontes solar e eólica para os períodos de t-35 a t+35, com valores variando de 0,73 (em t-35) a 0,43 (em t+35). O que é confirmado pelo coeficiente CIWS, pois seu valor apresenta uma diminuição entre t-35 e t+35, de 1,13 a 0,83 respectivamente. Por outro lado, o percentil indica que, neste caso específico, a central solar individual é a mais apropriada com respeito tanto à suavização como ao atendimento à carga. No entanto, apesar da central solar apresentar métricas mais favoráveis (à suavização e atendimento à demanda), é necessário priorizar, aqui, as composições com eólica pelo simples fato de que já há potência eólica instalada no lugar correspondente ao estudo de caso no Rio Grande do Norte. Considerando o exposto, é possível observar, para a métrica do percentil, que no período t-35 a composição híbrida 1 apresenta os resultados mais suavizados, e no período t+35 a central eólica.

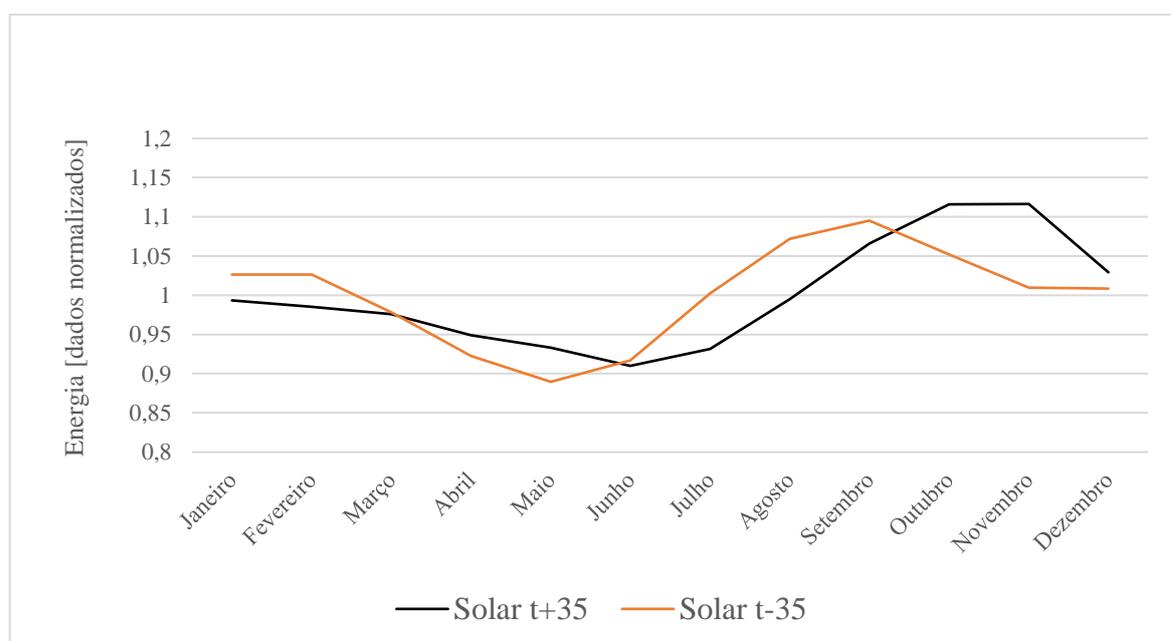
Os impactos maiores verificados estão na variabilidade intra-anual da fonte solar, que pode ser verificada na Figura 42. Esta variação ocorre, devido a mudanças no comportamento da irradiação solar e da temperatura, conforme apresentado na Figura 43. Nos primeiros meses do ano, janeiro a maio tem-se uma irradiação menor e uma temperatura maior no período t+35 em relação ao período t-35, o que diminui a produção de energia da central fotovoltaica. Enquanto nos meses de junho a novembro, o contrário ocorre se acentuando no período final do ano. A Figura 44 apresenta o perfil médio de geração da energia eólica, figura que deixa claro o fato de que não há variações significativas (tanto como no caso da solar) entre os dois períodos, t-35 e t+35.

Tabela 34 – Resumo Geral complementaridade no Rio Grande do Norte

Abordagem	Métrica	t-35	t+35
	Coeficiente de correlação entre as fontes	0,73	0,43
Suavização da saída da central	Coeficiente CIWS	1,13	0,83
	Percentil	Central solar	Central solar
Atendimento à carga	Coeficiente de correlação entre carga e geração	0,11 (Central eólica)	0,51 (Central Solar)
	Erro médio absoluto	0,06 (Central solar)	0,05 (Central Solar)

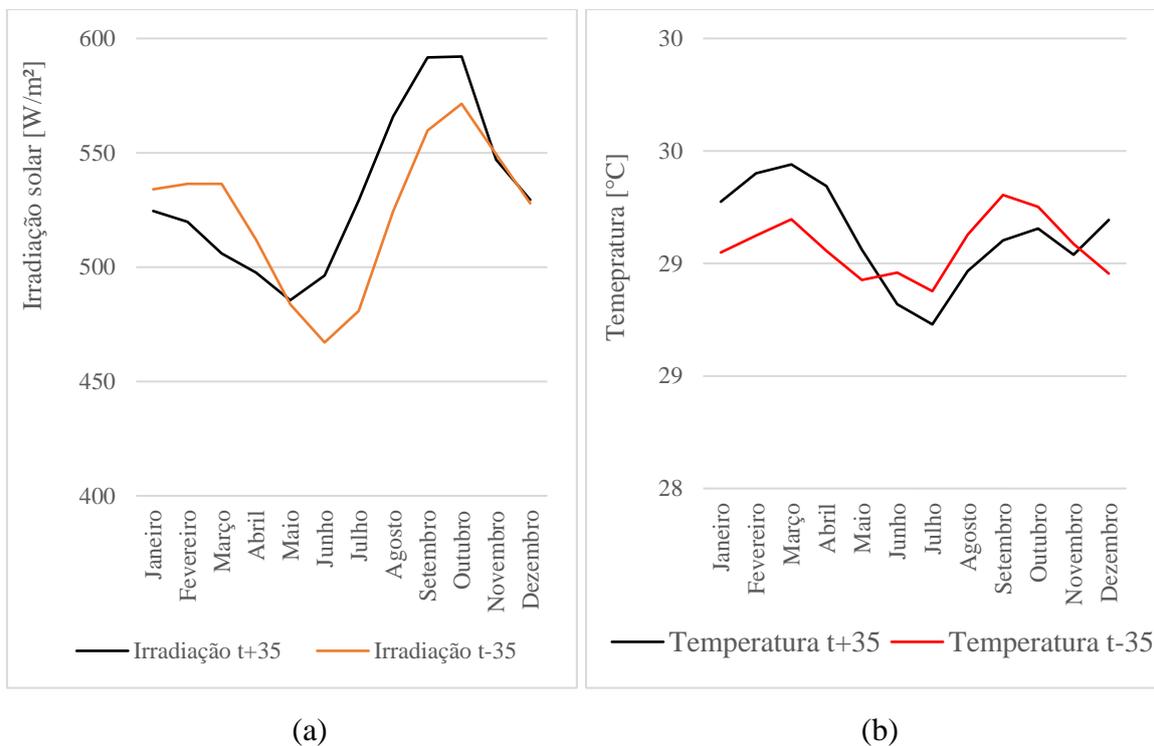
Fonte: a autora (2019)

Figura 42 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia proveniente da fonte solar, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para o Rio Grande do Norte.



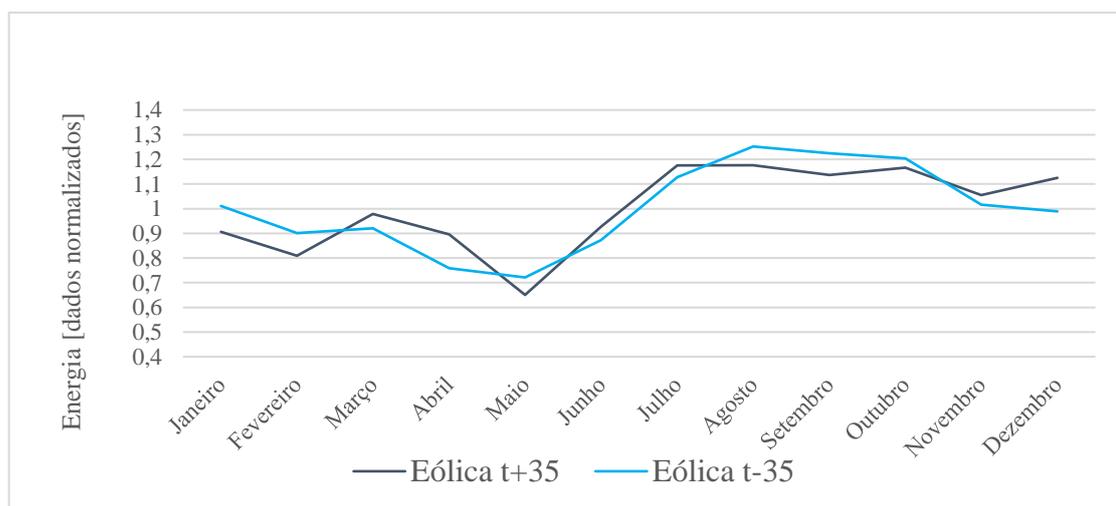
Fonte: a autora (2019)

Figura 43 – Perfil anual de irradiação (a) e temperatura (b), média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para o Rio Grande do Norte.



Fonte: a autora (2019)

Figura 44 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia proveniente da fonte eólica, média dos 35 anos para os períodos t-35 e t+35, para o Rio Grande do Norte.



Fonte: a autora (2019)

6 ESTUDO DE SENSIBILIDADE COM RESPEITO A DIFERENTES PERÍODOS DE CALIBRAÇÃO E VALIDAÇÃO DO MÉTODO DE DOWNSCALING ESTATÍSTICO

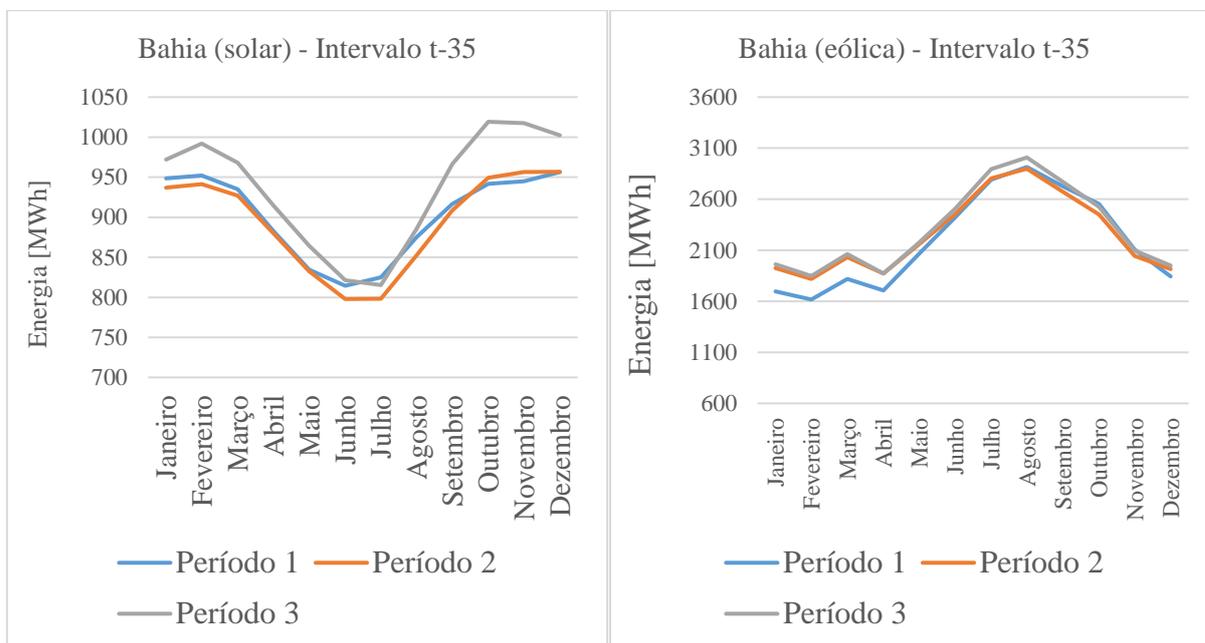
Com o objetivo de verificar a sensibilidade do método de downscaling estatístico aplicado no trabalho (a MLR) bem como avaliar se são significativas as variações das métricas entre os períodos $t-35$ e $t+35$, foram empregados os diferentes períodos de calibração e validação correspondentes aos dados observacionais das variáveis climáticas irradiação solar, temperatura e velocidade do vento (ver Tabelas 12, 18, 35, 39, 41 e 45). Para cada um dos diferentes períodos de calibração e validação, a sensibilidade foi verificada em função do impacto de tal período sobre a complementaridade entre as fontes.

Um período de calibração/validação adicional (àqueles empregados no capítulo 5) para cada variável no Período $t+35$ foi implementado de maneira a obter três períodos calibração/validação para $t-35$ e para $t+35$. Os períodos de calibração/validação foram identificados como Período 1 (aquele escolhido no capítulo 4), Período 2 e Período 3 representando, respectivamente, o maior, o mediano e o menor coeficiente de correlação entre as estimativas e os dados observacionais durante a validação. Nesse sentido, a seguir apresenta-se uma análise para as três localidades (na Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte) com vistas à suavização da oferta e ao atendimento da demanda.

A Figura 45 apresenta o perfil médio anual (média dos 35 anos) de energia no intervalo $t-35$ para solar (a) e eólica (b) na Bahia e a Figura 46 para o intervalo de tempo $t+35$. É possível observar algumas variações na estimativa de geração de energia ocasionadas pelos diferentes períodos de calibração e validação da MLR.

Com o perfil de geração de energia definido para os dois intervalos de tempo ($t-35$ e $t+35$), as métricas de avaliação de complementaridade foram calculadas e suas correspondentes faixas de variação definidas. Nesse sentido, a Figura 47 apresenta as faixas de variação do coeficiente de correlação para a Bahia, obtidas pelos diferentes períodos de calibração/validação. Os pontos azuis e laranjas indicam, respectivamente, os coeficientes de correlação obtidos para cada um dos três períodos de calibração/validação que conformam os intervalos $t-35$ e $t+35$. É possível observar que as faixas dos intervalos $t-35$ e $t+35$ não possuem interseção. Pelo contrário, as faixas encontram-se bastante separadas sendo possível concluir que existe uma variação significativa no comportamento das fontes na Bahia, passando de perfis complementares (coeficientes negativos) no intervalo $t-35$, para perfis similares (coeficientes positivos) no período $t+35$.

Figura 45 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para a Bahia nos diferentes períodos de calibração/validação – t-35.

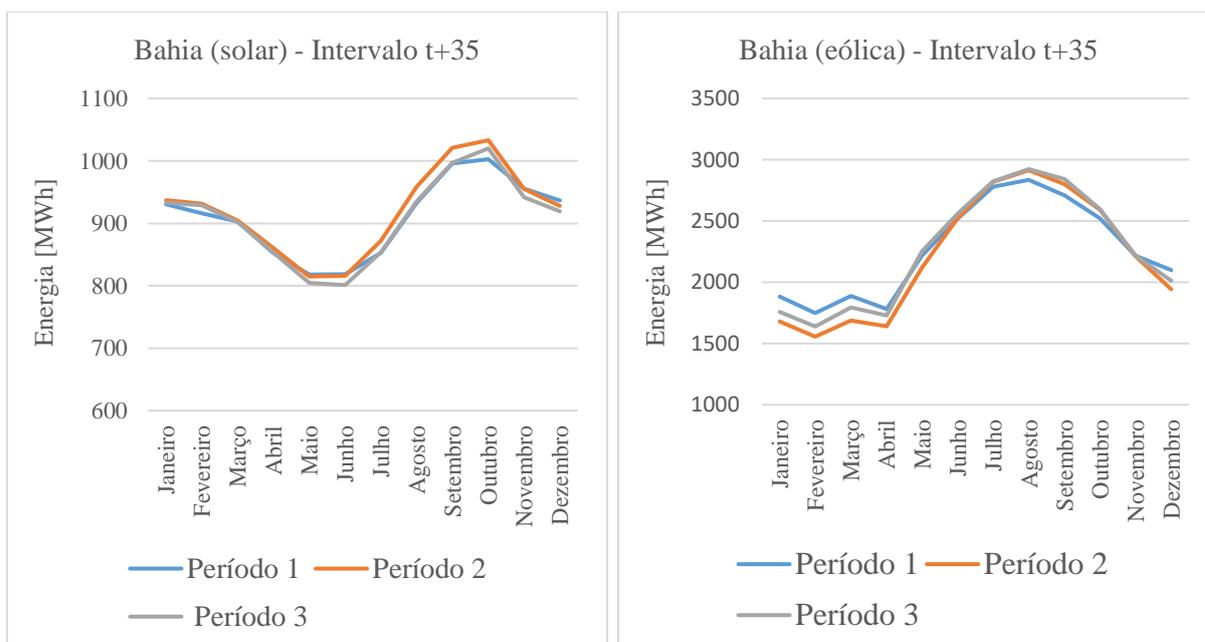


(a)

(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 46 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para a Bahia nos diferentes períodos de calibração/validação + t-35.



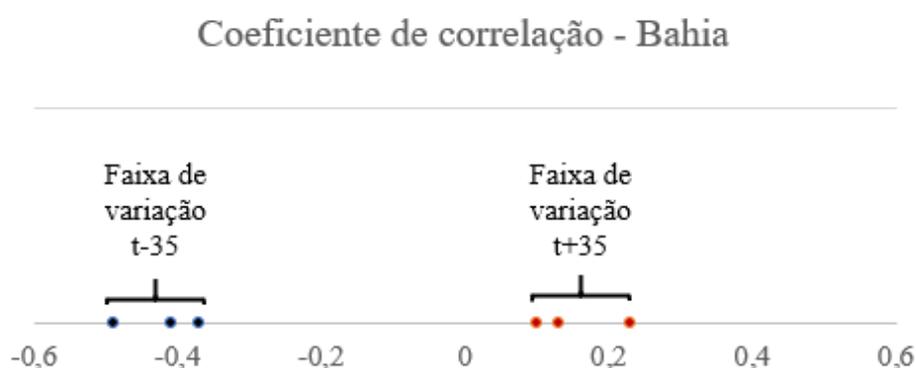
(a)

(b)

Fonte: a autora (2019)

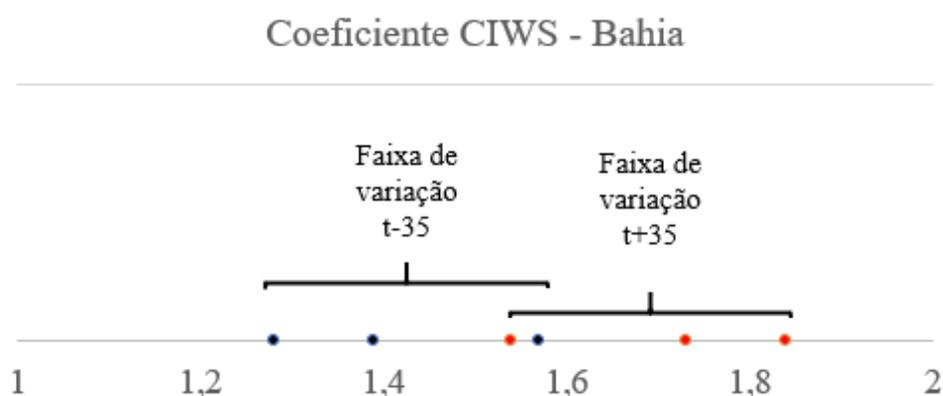
Ao contrário do que acontece no coeficiente de correlação, as faixas de variação encontradas no intervalo de tempo t-35 e do intervalo de tempo t+35 do coeficiente CIWS para a Bahia se interceptam, como apresentado na Figura 48. Logo, nesse caso não é possível concluir sobre uma variação significativa com respeito a tal métrica. Vale lembrar que tanto o coeficiente de correlação entre as fontes como o CIWS são métricas empregadas para avaliar a complementaridade com vistas à suavização da saída da central híbrida.

Figura 47 – Faixas de variação do coeficiente de correlação para a Bahia



Fonte: a autora (2019)

Figura 48 – Faixas de variação do coeficiente CIWS para a Bahia



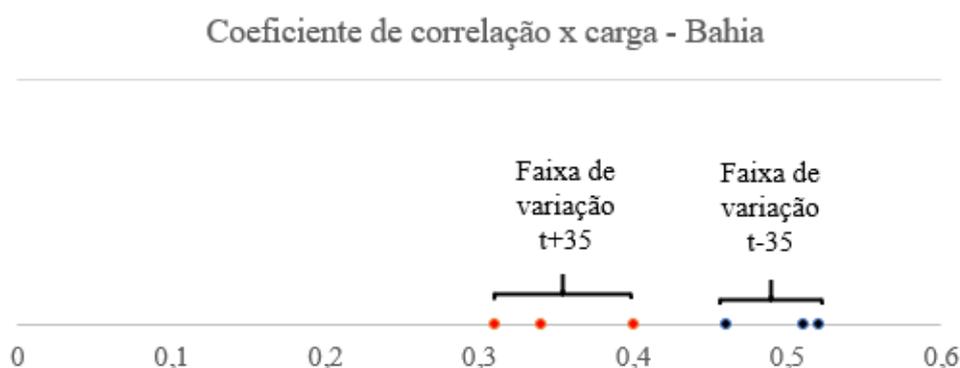
Fonte: a autora (2019)

As análises realizadas sobre a carga do sistema elétrico para a Bahia apresentaram a central solar como sendo a similar ao perfil da carga do sistema (ver seção 4.2.8). Nesse sentido,

a Figura 49 apresenta as faixas de variação encontradas no estudo com diferentes períodos de calibração/validação da MLR. Mesmo não havendo alteração no sinal do coeficiente de correlação da fonte solar (permanece positivo) com a carga, é possível observar que, no intervalo de tempo t+35, esta característica de similaridade com a carga é afetada apresentando uma diminuição no valor absoluto do coeficiente de correlação.

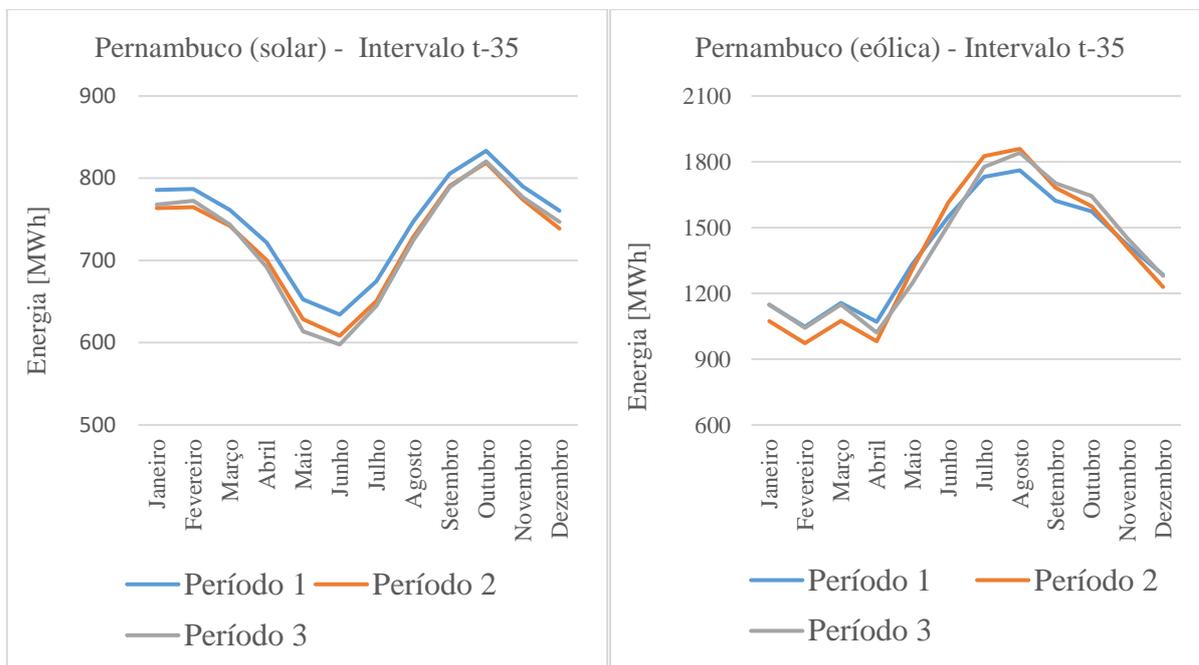
Na análise feita com o erro médio absoluto em relação à carga do sistema, os valores obtidos para as seis simulações (3 para o intervalo t-35 e 3 para o intervalo t+35) se apresentaram muito próximos, entre 0,04 e 0,06, não sendo possível concluir que houve uma variação significativa no resultado, permanecendo a central solar como a fonte que apresenta o menor erro médio absoluto em relação à carga.

Figura 49 – Faixas de variação do coeficiente de correlação x carga para a Bahia



Com respeito ao caso de Pernambuco, a Figura 50 apresenta o perfil médio anual (média dos 35 anos) de energia no intervalo t-35 para solar (a) e eólica (b) e a Figura 51, para o intervalo de tempo t+35. As variações entre os períodos estão relacionadas ao emprego de diferentes períodos de calibração/validação da MLR.

Figura 50 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para Pernambuco nos diferentes períodos de calibração/validação – t-35.

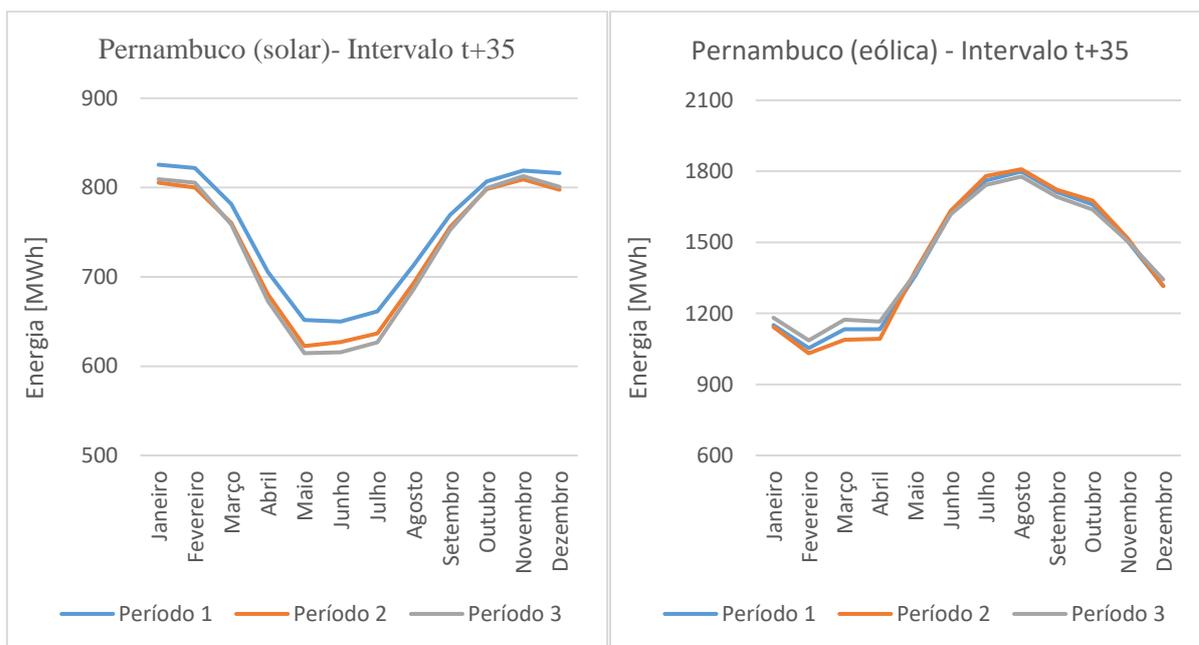


(a)

(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 51 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para Pernambuco nos diferentes períodos de calibração/validação – t+35.



(a)

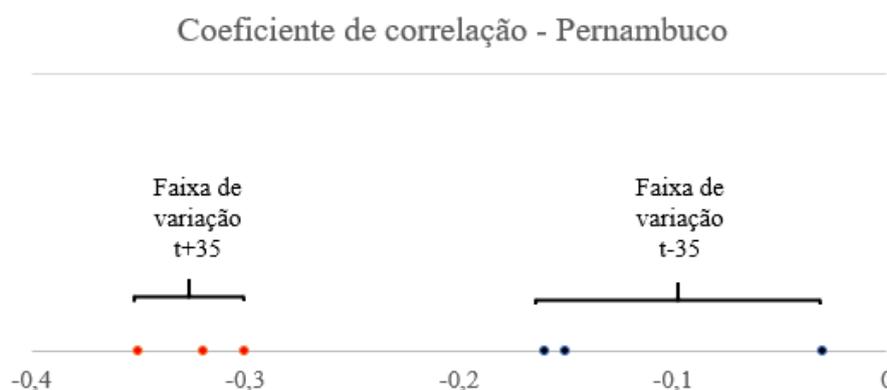
(b)

Fonte: a autora (2019)

A Figura 52 apresenta as faixas do coeficiente de correlação para a Pernambuco obtidas pelos diferentes períodos de calibração/validação. É possível observar que as faixas do intervalo t-35 e t+35 estão bastante separadas, sendo possível concluir que existe, portanto, uma variação significativa no comportamento das fontes em Pernambuco. Nesse caso, as mudanças climáticas, consideradas no período t+35 (A1B) do IPCC, indicaram um aumento nos coeficientes de correlação entre as fontes, indicando assim uma maior complementaridade entre elas. Por sua vez, a análise do coeficiente CIWS é apresentada na Figura 53, onde se observa que as faixas de variação para os dois intervalos de tempo (t-35 e t+35) se interceptam, não sendo possível concluir que houve uma variação significativa no coeficiente entre os períodos avaliados.

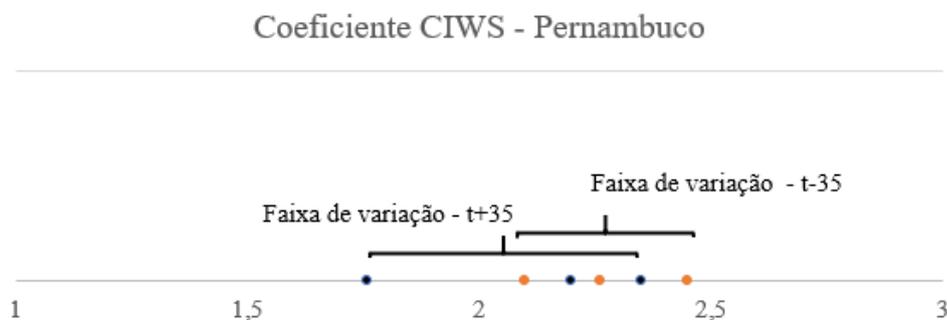
Por outra parte, no estudo com respeito às duas métricas que avaliam a complementaridade das fontes em relação à carga do sistema (coeficiente de correlação e erro médio absoluto), foi possível verificar um nível de variação muito baixo com respeito a ambas as métricas, não havendo variações significativas nos intervalos de tempo t-35 e t+35, sendo a central solar a que possui maior similaridade com a carga do sistema elétrico.

Figura 52 – Faixas de variação do coeficiente de correlação para Pernambuco



Fonte: a autora (2019)

Figura 53 – Faixas de variação do coeficiente CIWS para Pernambuco

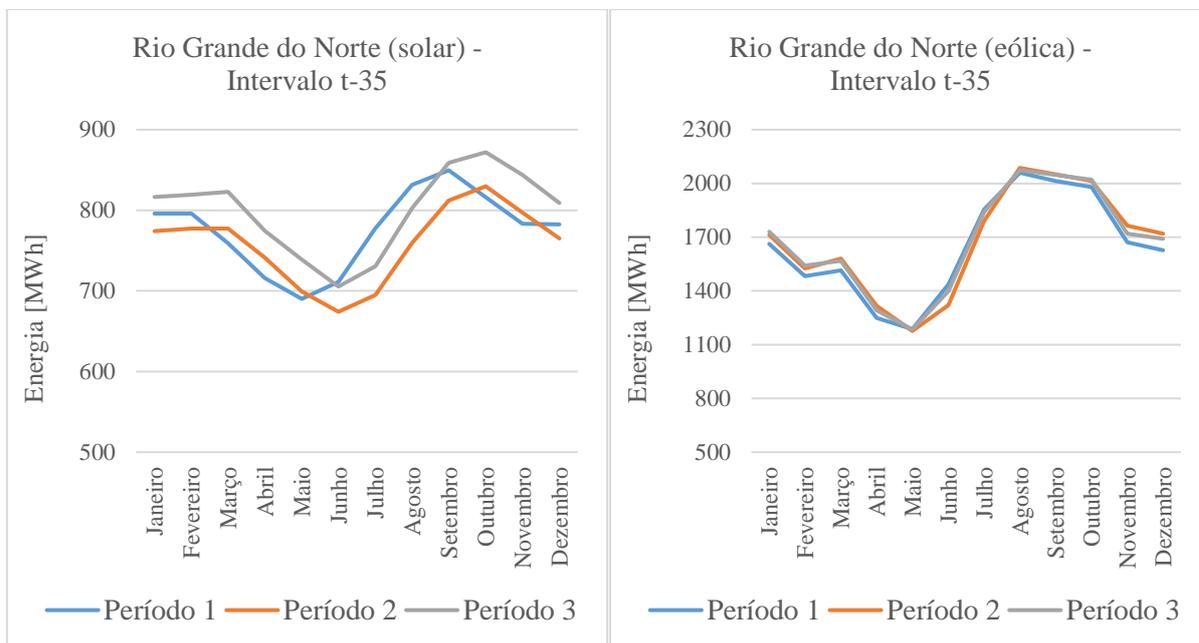


Fonte: a autora (2019)

Por fim, com respeito ao caso do Rio Grande do Norte, a Figura 54 apresenta o perfil médio anual (média dos 35 anos) de energia no intervalo $t-35$ para solar (a) e eólica (b) e a Figura 55, para o intervalo de tempo $t+35$. As variações apresentadas pelo perfil de geração de energia da central solar são maiores que as obtidas na central eólica, chegando a meses com 12% de diferença entre o período 1 e o período 2 (calibração e validação). Os impactos dessas variações foram avaliados fazendo-se uso dos intervalos de variação das métricas de complementaridade.

A Figura 56 apresenta as faixas de variação da métrica coeficiente de correlação para o Rio Grande do Norte. Como há uma interseção entre as faixas de variação correspondentes aos intervalos de tempo $t-35$ e $t+35$, não é possível concluir sobre uma variação significativa desta métrica na localidade avaliada. Por sua vez, a Figura 57 apresenta as faixas de variação da métrica CIWS, onde sim é possível constatar uma diminuição do coeficiente, indicando menos complementaridade entre as fontes no intervalo de tempo $t+35$.

Figura 54 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para o Rio Grande do Norte nos diferentes períodos de calibração/validação – t-35.

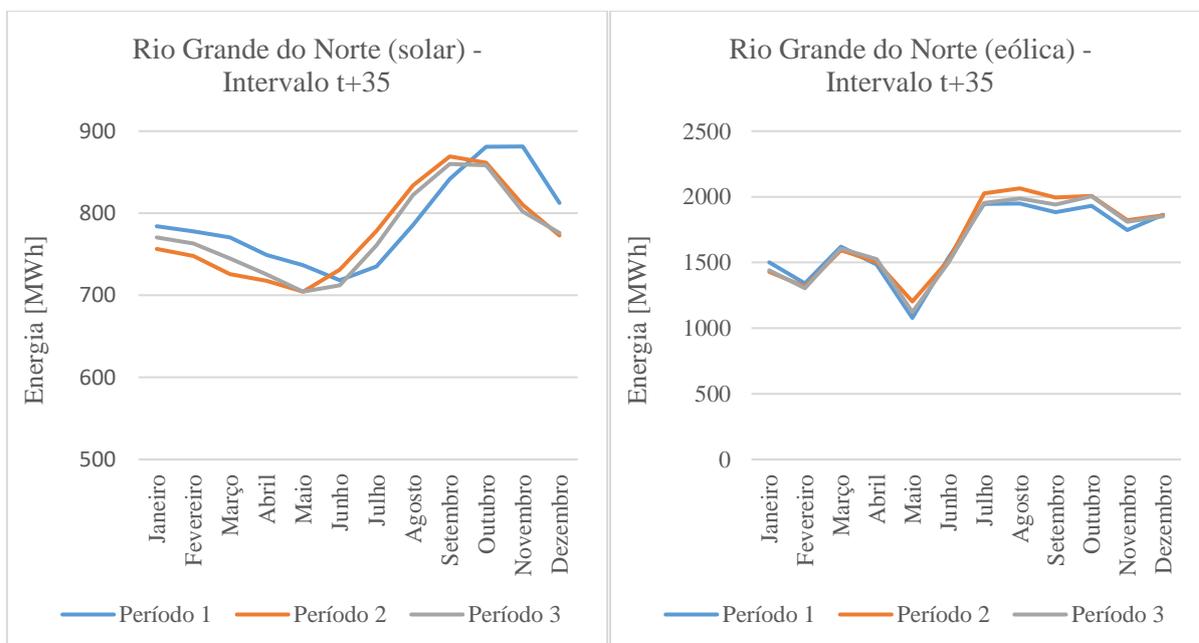


(a)

(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 55 – Perfil anual médio (médias dos 35 anos) de energia – solar (a) e eólica (b) para o Rio Grande do Norte nos diferentes períodos de calibração/validação – t+35.

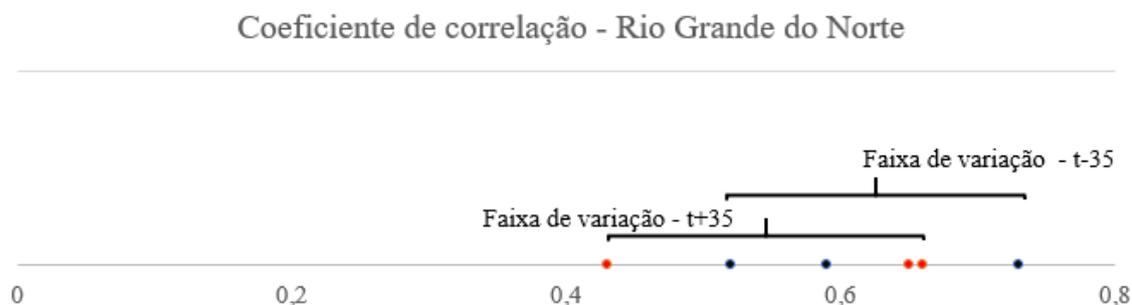


(a)

(b)

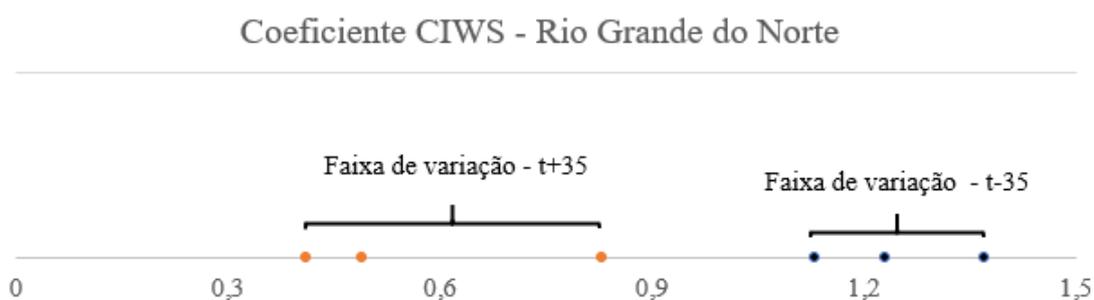
Fonte: a autora (2019)

Figura 56 – Faixas de variação do coeficiente de correlação para o Rio Grande do Norte



Fonte: a autora (2019)

Figura 57 – Faixas de variação do coeficiente CIWS para o Rio Grande do Norte

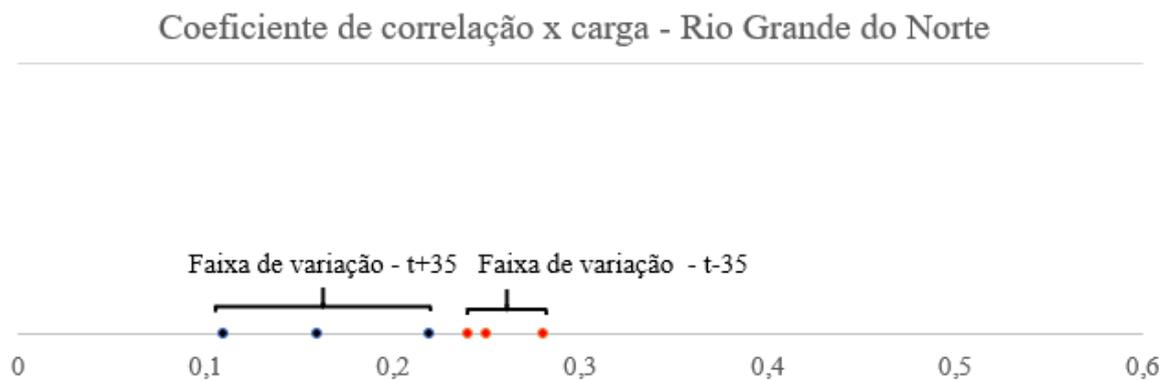


Fonte: a autora (2019)

A Figura 58 apresenta as faixas de variação para o coeficiente de correlação entre a carga e a geração de energia. Ao contrário das outras localizações em que a fonte solar se destacava, no Rio Grande do Norte a Central Eólica é a que apresenta a melhor correlação com a carga. Observa-se que essa correlação diminui com as mudanças climáticas.

A análise de sensibilidade realizada permitiu a definição das faixas de variação das métricas aplicadas no Estudos de caso para as três localizações avaliadas. Algumas métricas, como o coeficiente de correlação para a Bahia e Pernambuco, por exemplo, apresentam faixas de variação bastante separadas, sendo possível validar as conclusões obtidas a respeito da complementaridade e suas variações nos intervalos de tempo $t-35$ e $t+35$.

Figura 58 – Faixas de variação do coeficiente de correlação x carga para o Rio Grande do Norte



Fonte: a autora (2019)

7 CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS

A metodologia de avaliação de complementaridade proposta na presente Tese inclui aspectos importantes para a qualidade dos resultados obtidos, resolvendo lacunas importantes encontradas na bibliografia sobre o tema, sendo tais aspectos os seguintes: 1. Adoção de uma metodologia para a garantia da qualidade dos dados observacionais; 2. Emprego de uma técnica de downscaling estatístico (calibrada com dados observacionais de qualidade contrastada) para o aumento da resolução espacial de dados de um modelo da circulação geral atmosférica com vistas a descrever o comportamento da irradiação solar e velocidade do vento na escala local, em torno das estações terrestres; 3. Compilação das principais métricas para a avaliação da complementaridade entre as fontes solar e eólica; 4. Verificação da sensibilidade da técnica de downscaling estatístico aplicada no trabalho (a MLR) bem como da significância relativa às variações das métricas entre os períodos $t-35$ e $t+35$.

A metodologia proposta foi validada sobre três localizações estratégicas no Nordeste do Brasil. Segundo a abordagem de complementaridade com foco no atendimento à demanda, na localização avaliada em Pernambuco e na localização avaliada na Bahia a central solar foi a que mais se aproximou do perfil da demanda por energia. Enquanto que no Rio Grande do Norte a central eólica é a que possui as melhores características em relação a demanda. Por outra parte, os principais resultados com foco na saída suavizada da central são os seguintes:

- Localização na Bahia: apresenta bons resultados para o uso combinado das duas fontes;
- Localização em Pernambuco: o uso de centrais híbridas (eólica+solar) não contribui para uma saída mais suavizada quando comparada com a saída das centrais eólicas;
- Localização no Rio Grande do Norte: centrais híbridas suavizam a saída das centrais eólicas no estado.

Os impactos das mudanças climáticas foram avaliados através do cenário A1B do IPCC. O impacto observado, causado pela concentração de gases do efeito estufa, pela mudança do uso do solo, e pela diferença do uso das fontes de energia é no perfil intra-anual das fontes. Esta alteração do perfil intra-anual não interfere na complementaridade com foco na demanda, para a Bahia e Pernambuco, que seguem com a fonte solar sendo mais complementar, enquanto que no Rio Grande do Norte há uma modificação da fonte mais complementar de eólica para solar. Por outra parte, os principais resultados com foco na saída suavizada da central são os seguintes:

- Localização na Bahia: o perfil complementar das fontes passa a ser um perfil similar entre as duas fontes, a central solar passa a possuir um padrão mais suave que as configurações híbridas e eólica.
- Localização em Pernambuco: aumento na complementaridade entre os recursos, porém o uso de centrais híbridas (eólica+solar) segue não contribuindo para uma saída mais suavizada quando comparada com a saída das centrais eólicas.
- Localização no Rio Grande do Norte: a similaridade entre as fontes diminui, e as combinações híbridas não suavizam mais a saída em relação a fonte eólica isoladamente.

7.1 PERSPECTIVAS

É de se destacar a necessidade de uma análise de incerteza relacionada ao método de downscaling, período de calibração e validação dos dados e do modelo GISS. Para isso, é fundamental contar com séries temporais de dados observacionais mais longas. Também, é necessário um estudo detalhado sobre a climatologia local para que se possa avaliar a coerência dos resultados apresentados pelos cenários de mudanças climáticas.

Na análise de complementaridade sobre o período de reanálise, é importante que se considerem outras escalas temporais como a horária e a diária para avaliar o comportamento das fontes. Por exemplo, com respeito à escala horária, ao longo do ano de 2018, em diversos momentos, o subsistema elétrico do Nordeste foi totalmente alimentado pela fonte eólica. Nesse sentido, recomenda-se verificar a totalidade de potência instalada das duas fontes (solar e eólica) e verificar que medidas podem ser tomadas para aumentar o número de momentos em que tal subsistema é alimentado apenas por essas fontes.

A avaliação dos impactos das mudanças climáticas pode se tornar mais rica com a inserção de mais cenários propostos pelo IPCC, cenários mais agressivos e mais brandos em relação à emissão de gases de efeito estufa, para verificar a amplitude do impacto na complementaridade entre as fontes.

REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. **Boletim anual de Geração Eólica 2018**. [s.l: s.n.].
- AMORIM, A. C. et al. **Estudos de planejamento da expansão da geração. Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas**. Brazil: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.
- AMORIM, A. C. et al. **Usinas Híbridas: uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento**. Rio de Janeiro: [s.n.].
- ANEEL, A. N. D. E. E.-. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 391, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2009 Estabelece**, 2009.
- AXEL, T. et al. Modeling Obliquity and CO₂ Effects on Southern Hemisphere Climate during the Past 408 ka. **J. Climate**, v. 24, p. 1863–1875, 2014.
- BETT, P. E.; THORNTON, H. E. The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain. **Renewable Energy**, v. 87, p. 96–110, 2016.
- BRESLOW, P. B.; SAILOR, D. J. Vulnerability of wind power resources to climate change in the continental United States. **Renewable Energy**, v. 27, p. 585–598, 2002.
- BULLARD, N. **Two Power Sources Rule in a Sunny, Windy 21st Century**. [s.l: s.n.].
- BURNETT, D.; BARBOUR, E.; HARRISON, G. P. The UK solar energy resource and the impact of climate change. **Renewable Energy**, v. 71, p. 333–343, 2014.
- CANTÃO, M. P. et al. Evaluation of hydro-wind complementarity in the Brazilian territory by means of correlation maps. **Renewable Energy**, v. 101, p. 1215–1225, 2017.
- CARRILLO, C. et al. Review of power curve modelling for wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 21, p. 572–581, 2013.
- CARVALHO, D. et al. Potential impacts of climate change on European wind energy resource under the CMIP5 future climate projections. **Renewable Energy**, v. 101, p. 29–40, 2017.
- CROOK, J. A. et al. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. **Energy & Environmental Science**, v. 4, p. 3101–3109, 2011.
- DENAULT, M.; DUPUIS, D. Complementarity of hydro and wind power : Improving the risk profile of energy inflows. **Energy Policy**, v. 37, p. 5376–5384, 2009.
- EKSTRÖM, M.; GROSE, M. R.; WHETTON, P. H. An appraisal of downscaling methods used in climate change research. **WIREs Clim Change**, v. 6, p. 301–319, 2015.
- ESTÉVEZ, J.; GAVILÁN, P.; GIRÁLDEZ, J. V. Guidelines on validation procedures for meteorological data from automatic weather stations. **Journal of Hydrology**, v. 402, p. 144–

154, 2011.

FANG, W. et al. Optimal sizing of utility-scale photovoltaic power generation complementarily operating with hydropower : A case study of the world ' s largest hydro-photovoltaic plant. **Energy Conversion and Management**, v. 136, p. 161–172, 2017.

FANT, C.; SCHLOSSER, C. A.; STRZEPEK, K. The impact of climate change on wind and solar resources in southern Africa. **Applied Energy**, v. 161, p. 556–564, 2016.

FRANÇOIS, B. et al. Complementarity between solar and hydro power : Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy. **Renewable Energy**, v. 86, p. 543–553, 2016a.

FRANÇOIS, B. et al. Increasing climate-related-energy penetration by integrating run-of- the river hydropower to wind / solar mix. **Renewable Energy**, v. 87, p. 686–696, 2016b.

GAETANI, M. et al. The near future availability of photovoltaic energy in Europe and Africa in climate-aerosol modeling experiments. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, p. 706–716, 2014.

GUERRA, O. J.; TEJADA, D. A.; REKLAITIS, G. V. Climate change impacts and adaptation strategies for a hydro-dominated power system via stochastic optimization. **Applied Energy**, v. 233–234, n. July 2018, p. 584–598, 2019.

HALAMAY, D. A. et al. Reserve Requirement Impacts of Large-Scale Integration of Wind , Solar , and Ocean Wave Power Generation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 3, p. 321–328, 2011.

HEGERL, G. C. et al. **Understanding and Attributing Climate Change. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** [s.l: s.n.].

HEIDE, D. et al. Seasonal optimal mix of wind and solar power in a future , highly renewable Europe. **Renewable Energy**, v. 35, p. 2483–2489, 2010.

HOICKA, C. E.; ROWLANDS, I. H. Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. **Renewable Energy**, v. 36, n. 1, p. 97–107, 2011.

HULD, T.; SÚRI, M.; DUNLOP, E. D. Geographical Variation of the Conversion Efficiency of Crystalline Silicon Photovoltaic Modules in Europe. **Progress in photovoltaics: research and applications**, v. 16, p. 595–607, 2008.

HUTH, R. Statistical downscaling in central Europe: evaluation of methods and potential predictors. **CLIMATE RESEARCH**, v. 13, p. 91–101, 1999.

IOANNIS, K. et al. A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems. **Renewable Energy**, v. 87, p. 1023–1030, 2016.

JANGAMSHETTI, S. H. et al. **Normalized Power Curves as a Tool for Identification of Optimum Wind Turbine Generator Parameters.** *IEEE Transactions on Energy*

Conversion. **Anais...**2001

JEREZ, S. et al. Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula. **Energy Procedia**, v. 40, p. 48–57, 2013.

JEREZ, S. et al. The impact of climate change on photovoltaic power generation in Europe. **Nature Communications**, v. 6, p. 1–8, 2015.

JIMÉNEZ, P. A. et al. Quality assurance of surface wind observations from automated weather stations. **Journal of Atmospheric and Oceanic Technology**, v. 27, p. 1101–1122, 2010.

JOHNSON, D. L.; ERHARDT, R. J. Projected impacts of climate change on wind energy density in the United States. **Renewable Energy**, v. 85, p. 66–73, 2016.

JONG, P. DE et al. 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.

JURASZ, J.; CIAPALA, B. Solar – hydro hybrid power station as a way to smooth power output and increase water retention. **Solar Energy**, v. 173, p. 675–690, 2018.

JURASZ, J.; CIAPAŁA, B. Integrating photovoltaics into energy systems by using a run-off-river power plant with pondage to smooth energy exchange with the power grid. **Applied Energy**, v. 198, p. 21–35, 2017.

KHARE, V.; NEMA, S.; BARENDAR, P. Status of solar wind renewable energy in India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 27, p. 1–10, 2013.

KHARE, V.; NEMA, S.; BARENDAR, P. Solar – wind hybrid renewable energy system: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 58, p. 23–33, 2016.

LEW, D. et al. **The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2**. [s.l: s.n.].

LEW, D.; PIWKO, R. **Western Wind and Solar Integration Study: Executive Summary**<https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47781.pdf>. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47781.pdf>>.

LI, H. et al. Long-term complementary operation of a large-scale hydro-photovoltaic hybrid power plant using explicit stochastic optimization. **Applied Energy**, v. 238, p. 863–875, 2019.

LI, W.; STADLER, S.; RAMAKUMAR, R. **Modeling and Assessment of Wind and Insolation Resources with a Focus on Their Complementary Nature : A Case Study of Oklahoma**. Annals of the Association of American Geographers. **Anais...**2011

LI, Y. et al. **Wind-Solar Resource Complementarity and its Combined Correlation with Electricity Load Demand**. ICIEA. **Anais...**2009

LIMA, F. J. L. et al. Forecast for surface solar irradiance at the Brazilian Northeastern region

using NWP model and artificial neural networks. **Renewable Energy**, v. 87, p. 807–818, 2016.

LINDERS, J. **Control by Variable Rotor Speed of a Fixed-Pitch Wind Turbine Operating in a Wide Speed Range**. IEEE Transactions on Energy Conversion. **Anais...**1993

LIU, Y. et al. Analysis on the hourly spatiotemporal complementarities between China ' s solar and wind energy resources spreading in a wide area. **Science China**, v. 56, n. 3, p. 683–692, 2013.

LOEHLE, C. The epistemological status of general circulation models. **Climate Dynamics**, v. 50, n. 0, p. 1719–1731, 2017.

LONG, C. N.; DUTTON, E. G. **BSRN Global Network recommended QC tests, V2.0**. [s.l: s.n.].

LUCENA, A. F. P. DE et al. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, n. 5, p. 904–912, 2010.

LYDIA, M. et al. **Advanced Algorithms for Wind Turbine Power Curve Modeling**. IEEE Transactions on Sustainable Energy. **Anais...**2013

LYDIA, M. et al. A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 30, p. 452–460, 2014.

MACDOUGALL, A.; EBY, M.; WEAVER, A. If Anthropogenic CO₂ Emissions Cease, Will Atmospheric CO₂ Concentration Continue to Increase? **J. Climate**, v. 26, p. 9563–9576, 2013.

MEEK, D. W.; HATFIELD, J. L. Data quality checking for single station meteorological databases. **Agricultural and Forest Meteorology**, v. 1923, n. 93, p. 85–109, 1994.

MEIER, H. E. M. Baltic Sea climate in the late twenty-first century : a dynamical downscaling approach using two global models and two emission scenarios. **Climate Dynamics**, v. 27, p. 39–68, 2006.

MIGLIETTA, M. M.; HULD, T.; MONFORTI-FERRARIO, F. Local Complementarity of Wind and Solar Energy Resources over Europe: An Assessment Study from a Meteorological Perspective. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 56, p. 217–234, 2017.

MILLER, N. W. et al. **Western Wind and Solar Integration Study Phase 3 – Frequency Response and Transient Stability**. [s.l: s.n.].

MONFORTI, F. et al. Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy . A Monte Carlo approach. **Renewable Energy**, v. 63, p. 576–586, 2014.
MORADI, I. Quality control of global solar radiation using sunshine duration hours. **Energy**, v. 34, p. 1–6, 2009.

MORAES, C. F. W. C. B. **Procedimento objetivo para a garantia da qualidade de dados observacionais de vento em superfície no litoral do Rio Grande do Norte**. [s.l.]

Universidade Federal de Pernambuco, 2015.

MORENO-TEJERA, S.; RAMÍREZ-SANTIGOSA, L.; SILVA-PÉREZ, M. A. A proposed methodology for quick assessment of timestamp and quality control results of solar radiation data. **Renewable Energy**, v. 78, p. 531–537, 2015.

MOURA, A. G. DA C.; LOPES, B. M.; UTURBEY, W. MAPEAMENTO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL – UMA ABORDAGEM PRELIMINAR. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. IX, p. 30–40, 2018.

MOURA, P. S. Multi-objective optimization of a mixed renewable system with demand-side management. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 2010, p. 1461–1468, 2010.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). **Western Wind and Solar Integration Study**. [s.l.: s.n.].

OHMURA, A. et al. **Baseline Surface Radiation Network (BSRN/WCRP): New Precision Radiometry for Climate Research**. [s.l.: s.n.].

PALFI, G. C.; ZAMBON, R. C. **Hydro and Wind Power Complementarity and Scenarization in Brazil**. World Environmental and Water Resources Congress 2013. **Anais...2013**

PANAGEA, I. S. et al. Climate Change Impact on Photovoltaic Energy Output: The Case of Greece. **Advances in Meteorology**, v. 2014, p. 1–12, 2014.

PATT, A.; PFENNINGER, S.; LILLIESTAM, J. Vulnerability of solar energy infrastructure and output to climate change. **Climatic Change**, v. 121, p. 93–102, 2013.

PEDROSA, G. **Deteção e Diagnóstico de Falhas na Performance de Aerogeradores**. [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco, 2016.

PEREZ, R. et al. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Solar energy**, v. 44, n. 5, p. 271–289, 1990.

PERRUCCI, V. P. **ANÁLISE DE COMPLEMENTARIDADE ENTRE DIFERENTES TÉCNICAS ESTATÍSTICAS PARA AUMENTO NA RESOLUÇÃO ESPACIAL DO COMPORTAMENTO DO VENTO LOCAL**. [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco, 2018.

POWELL, W. R. Technical note. **Solar Energy**, v. 26, n. 8, p. 77–80, 1981.

PRASAD, A. A.; TAYLOR, R. A.; KAY, M. Assessment of solar and wind resource synergy in Australia. **Applied Energy**, v. 190, p. 354–367, 2017.

PRYOR, S. C.; BARTHELMIE, R. J. Climate change impacts on wind energy: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 430–437, 2010.

PRYOR, S. C.; BARTHELMIE, R. J.; KJELLSTRÖM, E. Potential climate change impact on

wind energy resources in northern Europe: Analyses using a regional climate model. **Climate Dynamics**, v. 25, n. 7–8, p. 815–835, 2005.

PRYOR, S. C.; SCHOOF, J. T.; BARTHELMIE, R. J. Climate change impacts on wind speeds and wind energy density in northern Europe : empirical downscaling of multiple AOGCMs. **CLIMATE RESEARCH**, v. 29, p. 183–198, 2005.

PRYOR, S. C.; SCHOOF, J. T.; BARTHELMIE, R. J. Winds of Change? Projections of Near-Surface Winds Under Climate Change Scenarios. **Geophysical Research Letters**, v. 33, p. 1–6, 2006.

RAICHIJK, C. Control de calidad de mediciones de radiación solar. **Avances en Energias Renovables y Medio Ambiente**, v. 16, p. 17–22, 2012.

REN21. **Ren21: Renewables 2018 global status report**. [s.l: s.n.].

REN21. **Renewables 2018 Global Status Report**. [s.l: s.n.].

RIGOLLIER, C.; BAUER, O.; WALD, L. On the clear sky model of the ESRA — European Solar Radiation Atlas — with respect to the heliosat method. **Solar Energy**, v. 68, n. 1, p. 33–48, 2000.

SAILOR, D. J. et al. A neural network approach to local downscaling of GCM output for assessing wind power implications of climate change. **Renewable Energy**, v. 19, p. 359–378, 2000.

SAILOR, D. J.; SMITH, M.; HART, M. Climate change implications for wind power resources in the Northwest United States. **Renewable Energy**, v. 33, p. 2393–2406, 2008.

SANTOS-ALAMILLOS, F. J. et al. Combining wind farms with concentrating solar plants to provide stable renewable power. **Renewable Energy**, v. 76, p. 539–550, 2015.

SCHLOTT, M. et al. The impact of climate change on a cost-optimal highly renewable European electricity network. **Applied Energy**, v. 230, p. 1645–1659, 2018.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. An optimal mix of solar PV , wind and hydro power for a low-carbon electricity supply in Brazil. **Renewable Energy**, v. 85, p. 137–147, 2016.

SCOLAR, J.; MARTINS, D.; ESCOBEDO, J. F. Estimativa da Irradiação total sobre uma superfície inclinada a partir da irradiação global na horizontal. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 21, n. 3, p. 249–258, 2003.

SERGENT, M. et al. Correct and incorrect use of multilinear regression. **Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems**, v. 27, p. 153–162, 1995.

SILVA, A. R. et al. Complementarity of Brazil’s hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 413–427, 2016.

SILVA, L. D. DE A. **DOWNSCALING DINÂMICO DO VENTO EM SUPERFÍCIE**

BASEADO EM PARAMETRIZAÇÕES DA CAMADA LIMITE PLANETÁRIA NO NORDESTE BRASILEIRO. [s.l.] Universidade Federal de Pernambuco, 2018.

SLUSAREWICZ, J. H.; COHAN, D. S. Assessing solar and wind complementarity in Texas. **Renewables: Wind, Water, and Solar**, v. 5, p. 1–13, 2018.

SOCIETY, A. M. **Meteorology Glossary.**

SOLOMON, S. et al. **Technical Summary. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.** [s.l: s.n.].

SOLOMON, S. et al. **Climate Change 2007. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on climate Change.** [s.l: s.n.].

STÜKER, E. et al. Comparação entre os dados de vento das reanálises meteorológicas ERA-Interim e CFSR com os dados das estações automáticas do INMET no Rio Grande do Sul. **Ciência e Natura**, v. 38, p. 284–290, 2016.

THOMAIDIS, N. S. et al. Optimal management of wind and solar energy resources. **Computers and Operation Research**, v. 66, p. 284–291, 2016.

TOBIN, I. et al. Assessing climate change impacts on European wind energy from ENSEMBLES high-resolution climate projections. **Climatic Change**, v. 128, n. 1–2, p. 99–112, 2015.

TOTSCHNIG, G. et al. Climate change impact and resilience in the electricity sector: The example of Austria and Germany. **Energy Policy**, v. 103, p. 238–248, 2017.

VALVERDE, M.; MARENGO, J. **CENÁRIO FUTURO DA CIRCULAÇÃO ATMOSFÉRICA PARA A CLIMATOLOGIA 2011-2040, DERIVADO DE UMA MÉDIA MULTI-MODEL DAS SIMULAÇÕES DOS MODELOS DO IPCC AR4.** [s.l: s.n.].

VEJEN, F. et al. **Quality Control of Meteorological Observations: Automatic Methods used in the Nordic Countries.** [s.l: s.n.].

VERGARA, W. et al. **Assessment of the Impacts of Climate Change on Mountain Hydrology.** [s.l: s.n.].

WACHSMUTH, J. et al. How will renewable power generation be affected by climate change? The case of a Metropolitan Region in Northwest Germany. **Energy**, v. 58, p. 192–201, 2013.

WALTON, D. B. et al. A Hybrid Dynamical – Statistical Downscaling Technique . Part I: Development and Validation of the Technique. **Journal of Climate**, v. 28, p. 4597–4617, 2015.

WIDÉN, J. Correlations Between Large-Scale Solar and Wind Power in a Future Scenario for Sweden. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 2, p. 177–184, 2011.

WILD, M. et al. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. **Solar Energy**, v. 116, p. 12–24, 2015.

WITZLER, L. T. **Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional**. [s.l.] Universidade de São Paulo, 2015.

XU, L.; WANG, Z.; LIU, Y. The spatial and temporal variation features of wind-sun complementarity in China. **Energy Conversion and Management**, v. 154, p. 138–148, 2017.

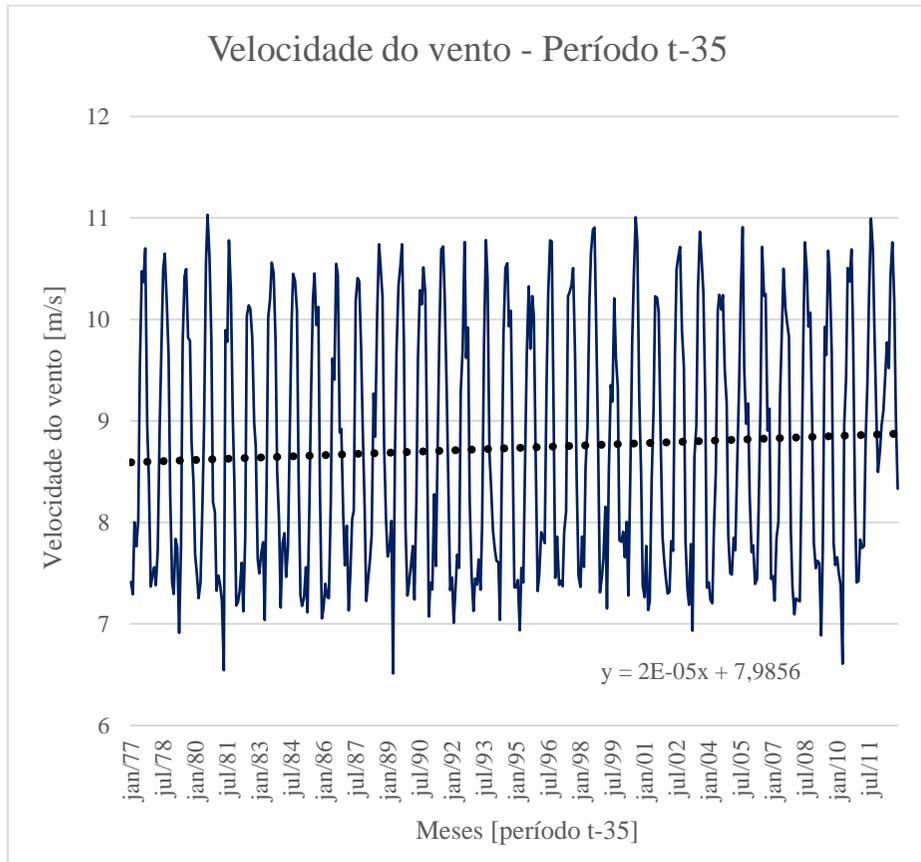
ZHANG, H. et al. Quantitative synergy assessment of regional wind-solar energy resources based on MERRA reanalysis data. **Applied Energy**, v. 216, p. 172–182, 2018.

ZHAO, S. et al. Simulating the Effects of Anthropogenic Aerosols on Terrestrial Aridity Using an Aerosol – Climate Coupled Model. **J. Climate**, v. 30, n. 2017, p. 7451–7463, 2017.

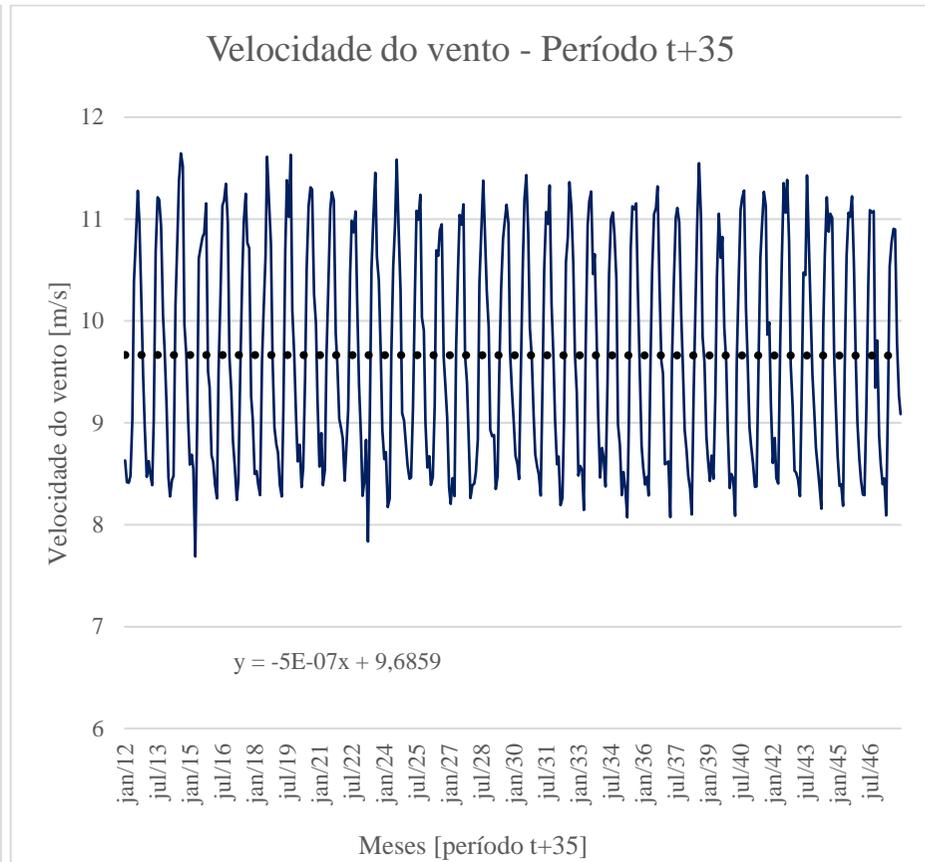
APÊNDICE A – ANÁLISE DOS DADOS DE LONGO PRAZO NA BAHIA

As séries de dados de longo prazo obtidas para o período t-35 e para o período t+35 foram analisadas para avaliar as principais diferenças entre as mesmas. A Figura 59 apresenta a estimativa de velocidade do vento para a Bahia, resultado do downscaling estatístico entre dados observacionais/reanálise e observacionais/cenários, no período t-35 há uma tendência de a velocidade do vento aumentar ao longo dos anos, enquanto que no período t+35 essa tendência é de diminuição. Apesar desta mudança no comportamento do vento, a velocidade do vento no período t+35 é maior, como mostra o histograma na Figura 61. Nele é possível constatar um aumento na frequência de ocorrência nos dados de 8 a 11 m/s para o período t+35. Estas mudanças não são significativas a longo prazo, sendo que a média de velocidade do vento difere apenas 2,44 % entre os dois períodos. A irradiação solar também foi analisada e os dados são apresentados na Figura 60 e na Figura 62, como acontece na velocidade do vento, no período t-35 há um tendência de aumento da irradiação solar e decréscimo no período t+35. No histograma, é possível verificar um aumento na frequência de ocorrência dos dados de irradiação de 700 a 750 W/m². A média de longo prazo do período t+35 é 0,84% maior que no período t-35. A Figura 63 e a Figura 64 apresentam a análise da temperatura no período t-35 e t+35 para a Bahia. Nos dois períodos, há uma tendência de aumento da temperatura sendo que, no longo prazo, o aumento do período t+35 para o período t-35 é de 1,11%.

Figura 59 – Estimativa de velocidade do vento para a Bahia no período t-35 (a) e período t+35 (b).



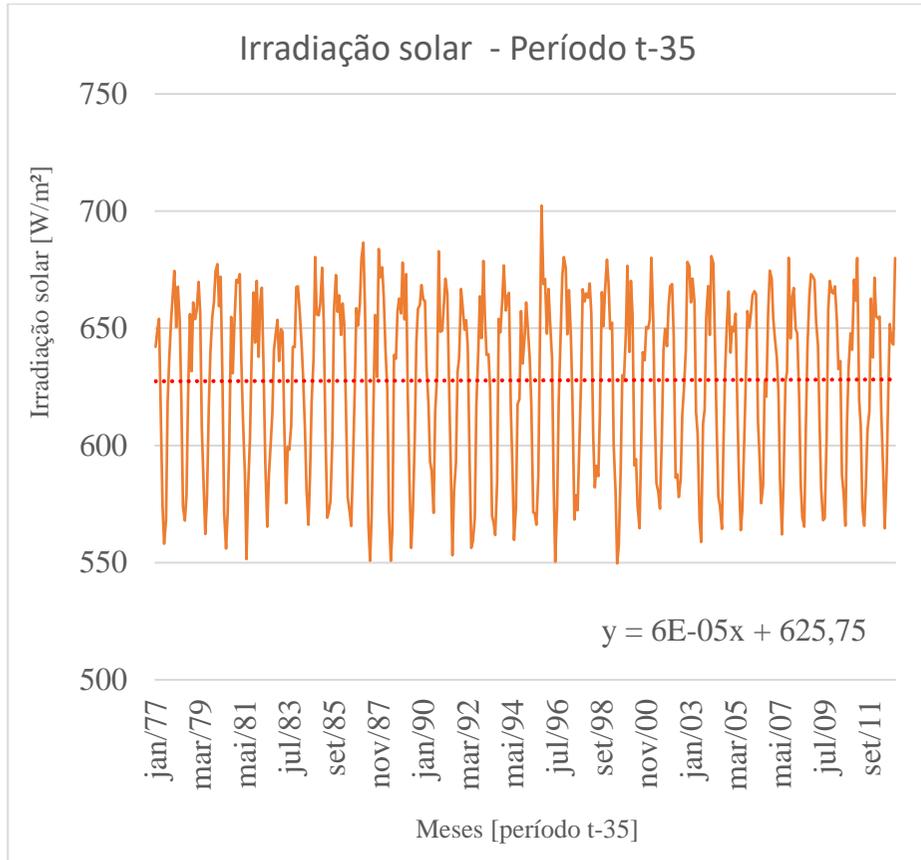
(a)



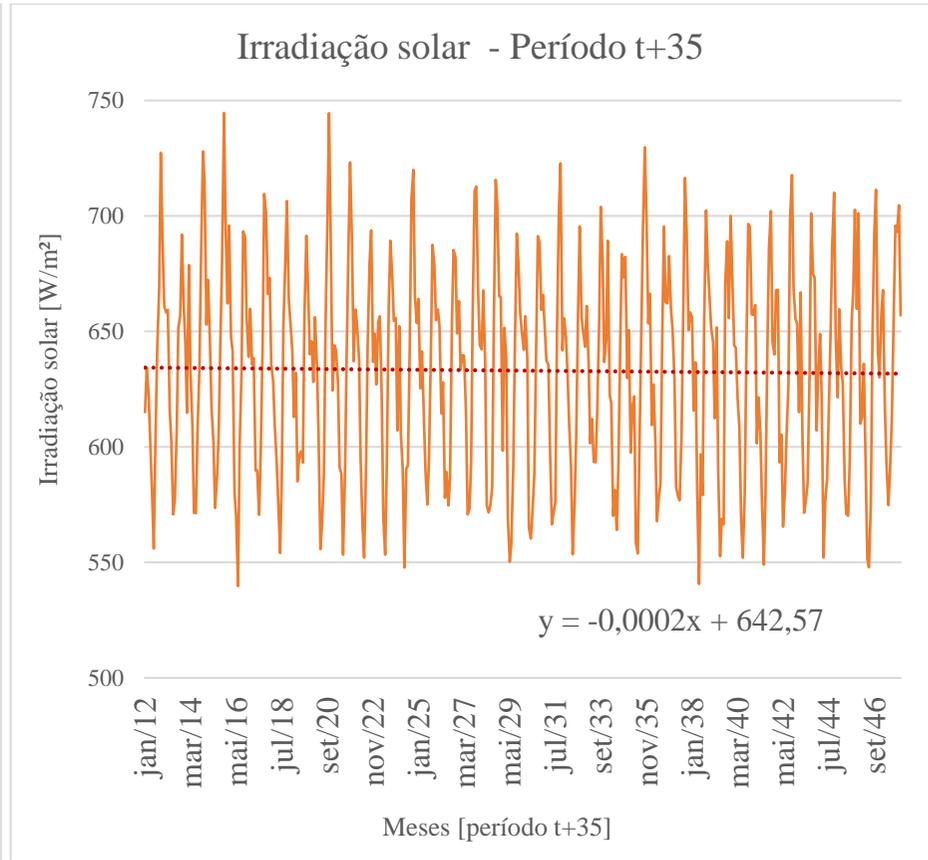
(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 60 – Estimativa de irradiação solar para a Bahia no período t-35 (a) e no período t+35 (b)



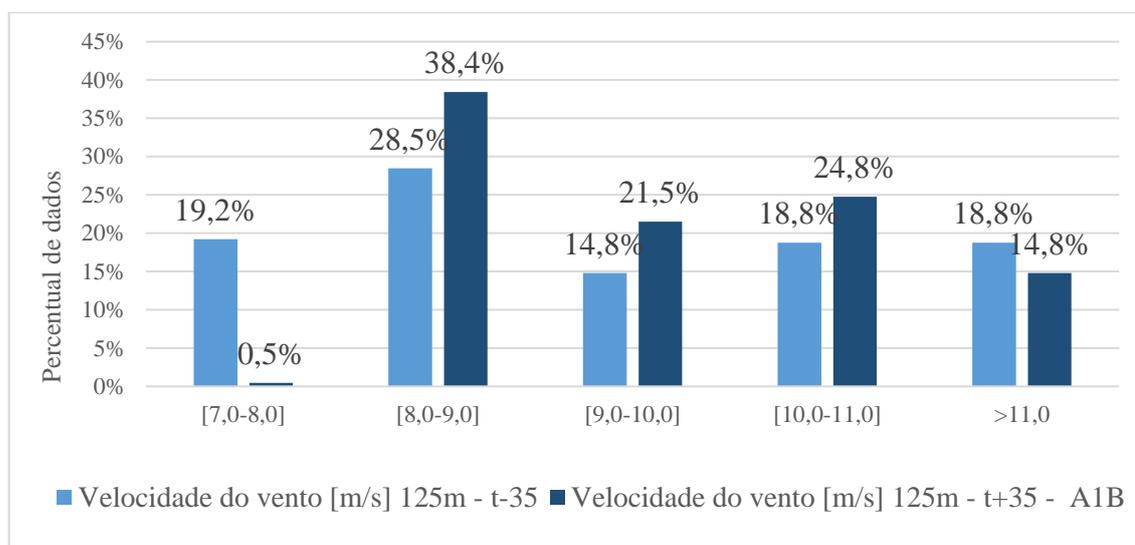
(a)



(b)

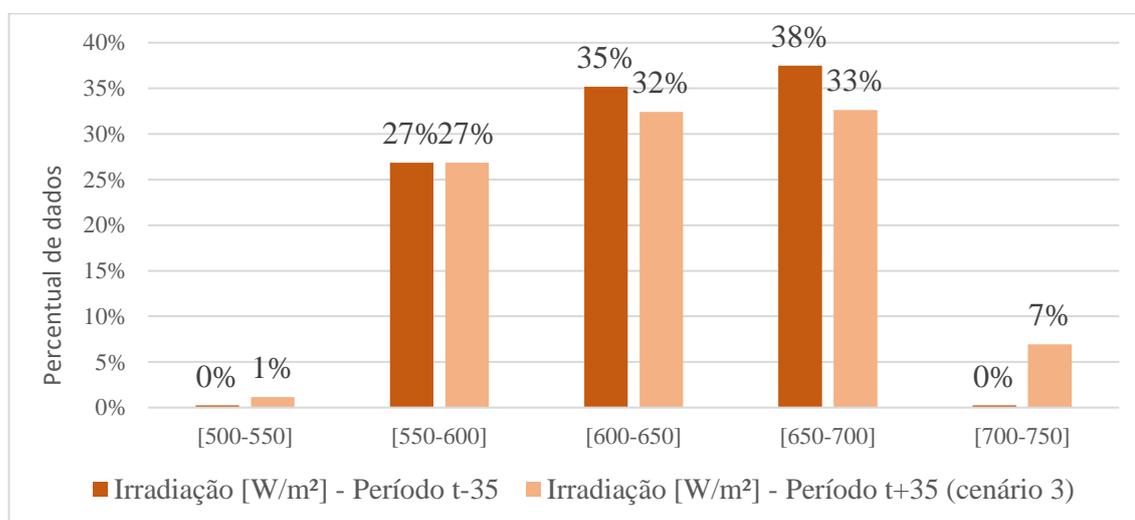
Fonte: a autora (2019)

Figura 61 – Histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento na Bahia
(período t-35 e t+35)



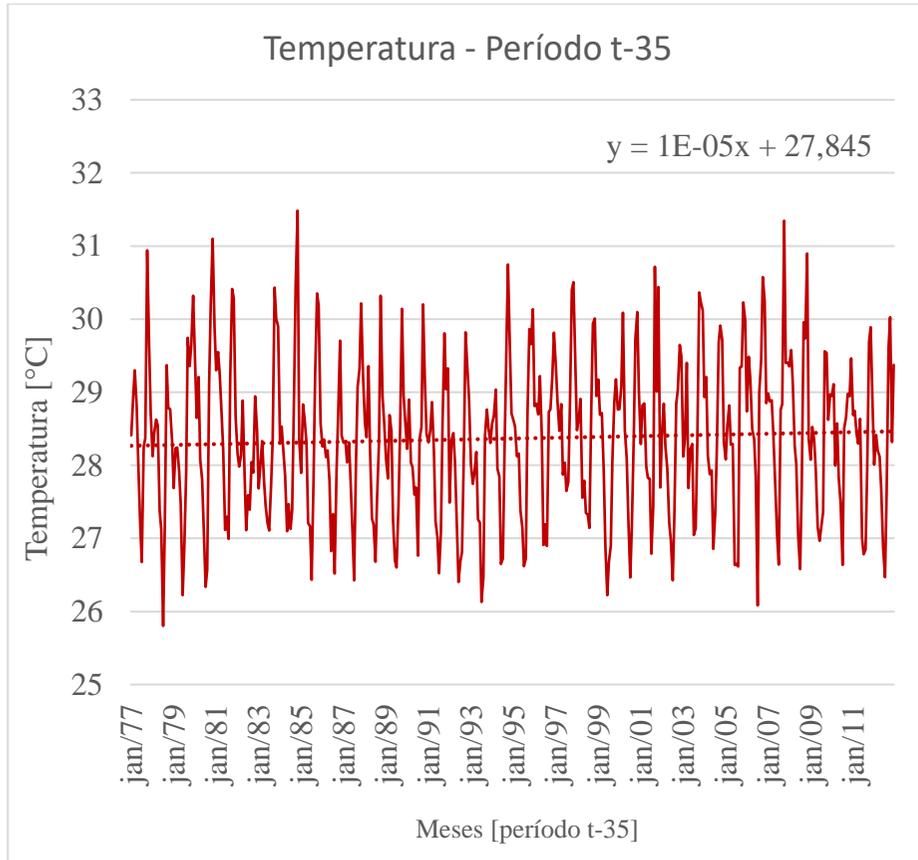
Fonte: a autora (2019)

Figura 62 – Histograma de dispersão dos dados de irradiação solar na Bahia
(período t-35 e t+35)

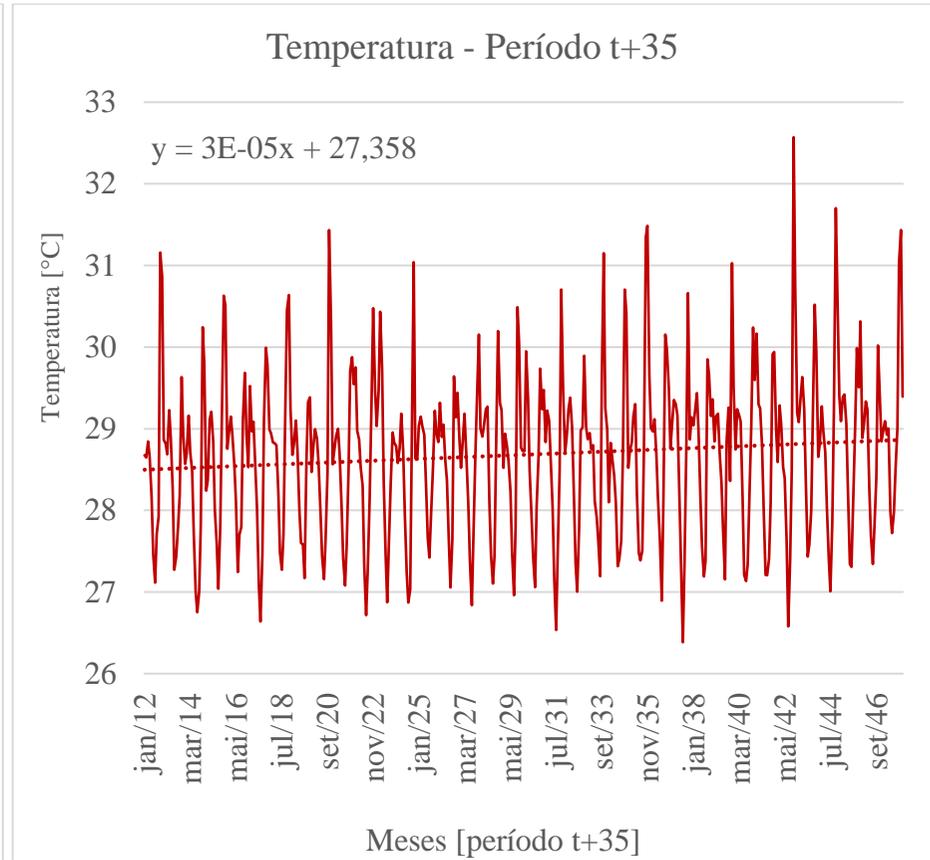


Fonte: a autora (2019)

Figura 63 – Estimativa de temperatura para a Bahia no período t-35 e no período t+35



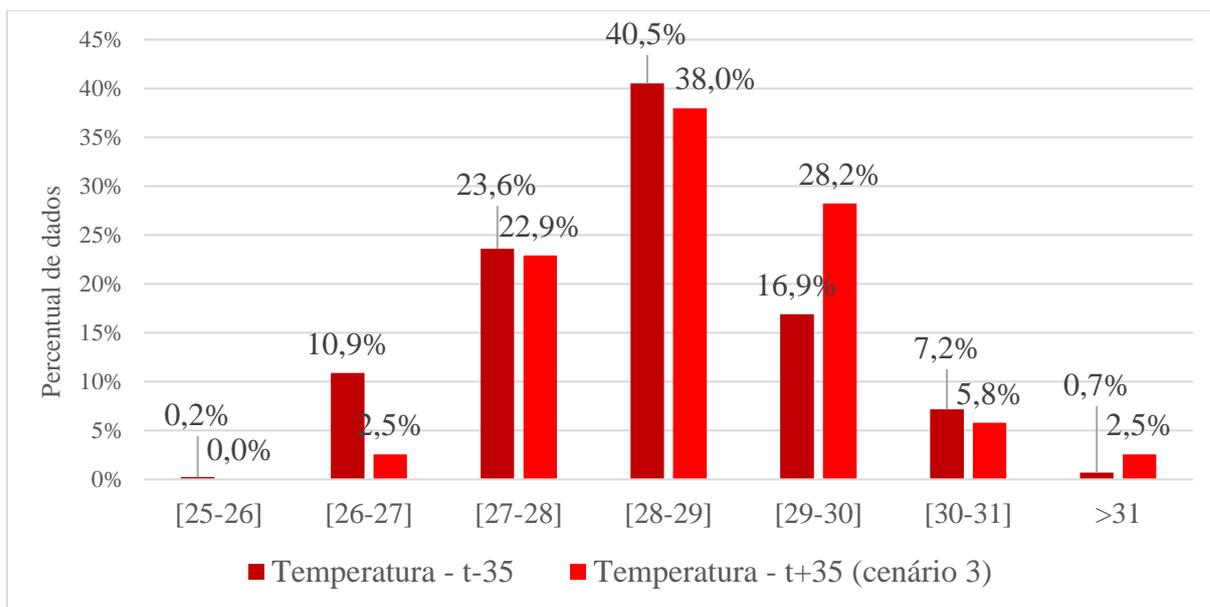
(a)



(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 64 – Histograma de dispersão dos dados de temperatura na Bahia (período t-35 e t+35)



Fonte: a autora (2019)

APÊNDICE B – VALIDAÇÃO DOS DADOS DE PERNAMBUCO

B.1 Validação do Downscaling para o Período t-35 – PE

Para avaliar a robustez da técnica de downscaling, foram usados diferentes períodos de calibração e validação. A Tabela 35 apresenta os períodos de calibração e validação das três variáveis avaliadas em Pernambuco no período t-35.

Tabela 35 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para Pernambuco no período t-35

		Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento
Período 1	Calibração	<i>mar/2008 – mai/2011</i>	<i>mar/2008- abr/2011</i>	<i>jan2004-mai2007</i>
	Validação	<i>jun/2011 – dez/2012</i>	<i>mai/2011-dez/2012</i>	<i>jun2007-jan2009</i>
Período 2	Calibração	<i>nov/2009 – dez/2012</i>	<i>nov/2009 – dez/2012</i>	<i>set/2005-jan/2009</i>
	Validação	<i>mar/2008-out/2009</i>	<i>mar/2008-out/2009</i>	<i>jan/2004-ago/2005</i>
Período 3	Calibração	<i>mar/2008-set/2009 e jun/2011-dez/2012</i>	<i>mar/2008-set/2009 e jun/2011-dez/2012</i>	<i>jan/2004-ago/2005 e mai/2007-jan/2009</i>
	Validação	<i>out/2009-mai/2011</i>	<i>out/2009-mai/2011</i>	<i>set/2005-abr/2007</i>

Fonte: a autora (2019)

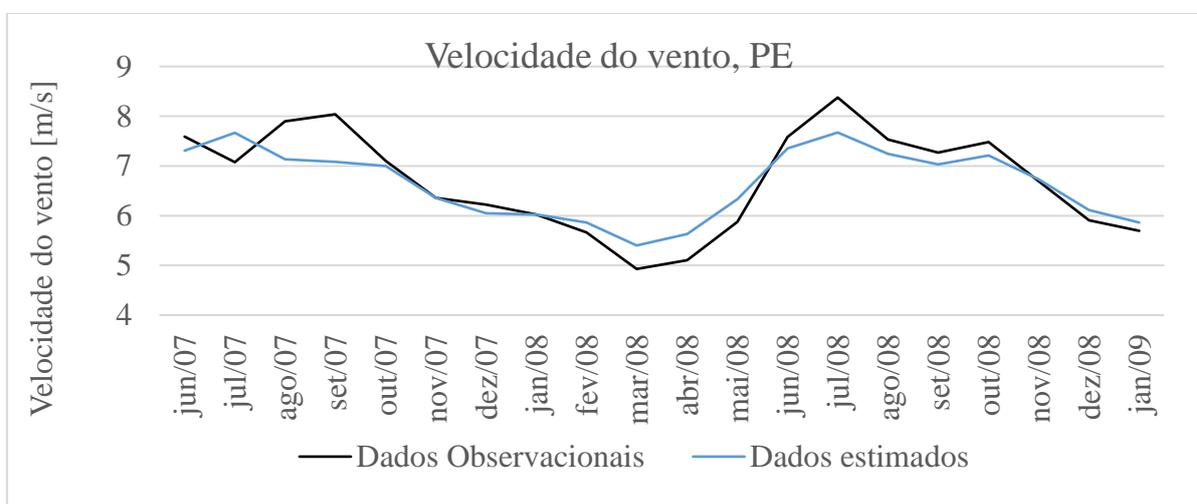
A primeira variável avaliada foi a velocidade do vento. Os principais estatísticos desta avaliação são apresentados na Tabela 36, o percentual apresentado no desvio padrão é em relação aos dados observacionais. Considerando os resultados obtidos, o período 1 será usado para os estudos. A Figura 65 apresenta todo o período concomitante dos dados observacionais e estimados. A Figura 66 apresenta a diferença entre o valor estimado e o observado para a velocidade do vento. É possível observar desvios positivos e negativos, sendo a média de desvio percentual de 0 %. A dispersão dos dados foi analisada por meio da Figura 67 onde é possível visualizar a equação da função linear obtida através dos pontos e uma correlação positiva muito alta entre os dados. A Figura 68 apresenta o histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento estimados e observacionais, mostrando que não há uma diferença muito grande entre os dados observacionais e estimados. As análises estatísticas efetuadas permitiram validar a estimativa de longo prazo para os dados de velocidade do vento.

Tabela 36 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento em Pernambuco, empregando dados de reanálise.

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [m/s]	0,45	0,50	0,60
Coefficiente de correlação	0,94	0,82	0,70
Desvio padrão	69%	106%	80%

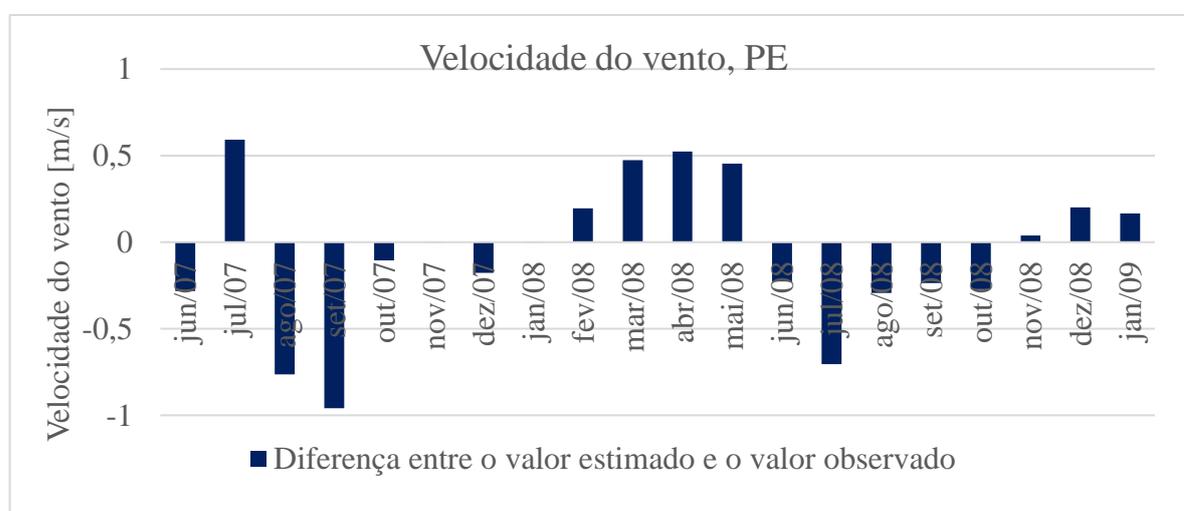
Fonte: a autora (2019)

Figura 65 – Período de validação entre dados medidos e estimados de velocidade do vento para Pernambuco, empregando dados de reanálise.



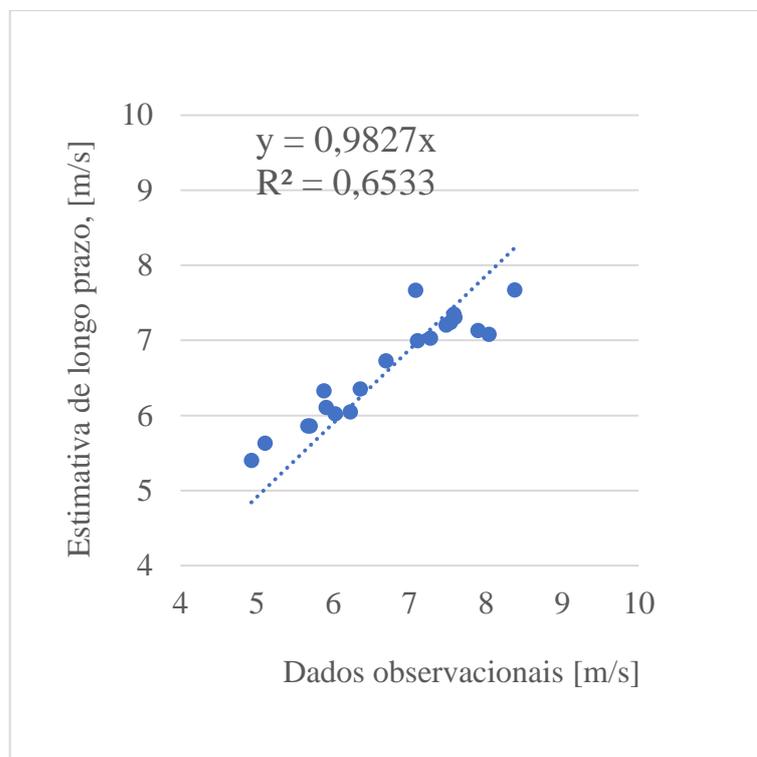
Fonte: a autora (2019)

Figura 66 – Diferença entre o valor estimado para a velocidade do vento em Pernambuco e os dados observados, empregando dados de reanálise.



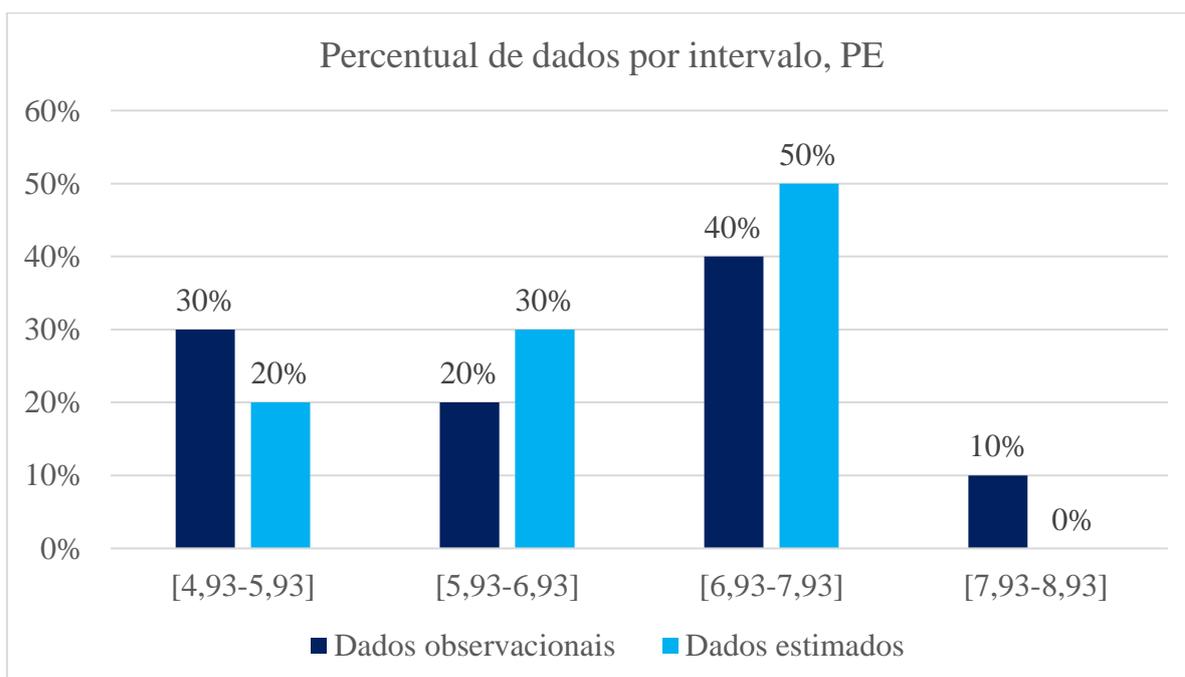
Fonte: a autora (2019)

Figura 67 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a velocidade do vento na Pernambuco e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 68 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de velocidade do vento em Pernambuco, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

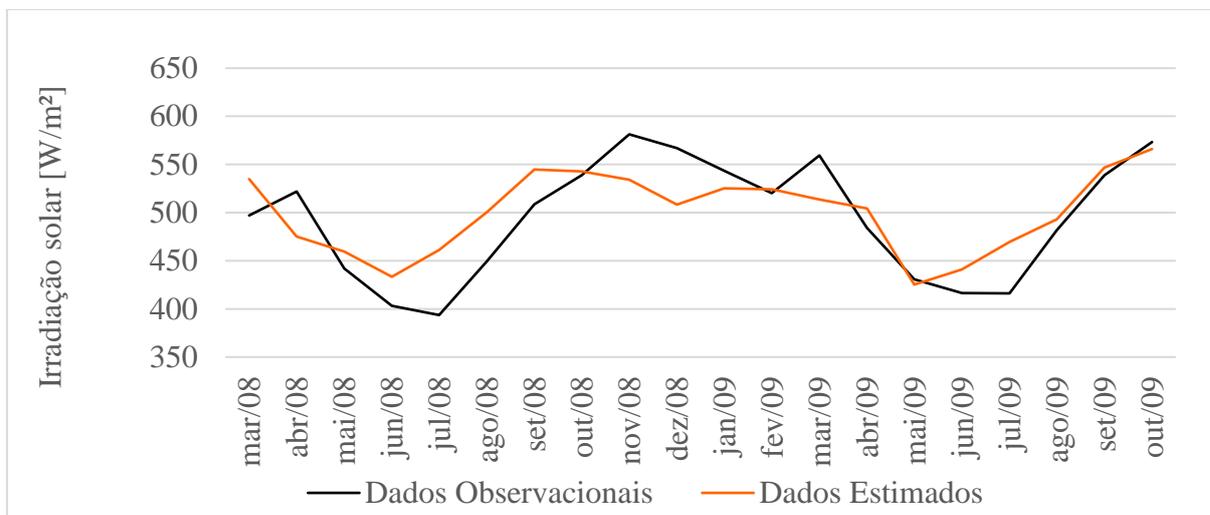
Os dados de irradiação solar também foram submetidos a downscaling estatístico para diferentes períodos. Os estatísticos de cada período são apresentados na Tabela 37. O período 2 apresentou os melhores resultados para o coeficiente de correlação e o RMSD, sendo utilizado para as análises. Os dados de desvio padrão apresentam o percentual que os dados estimados representam em relação ao desvio padrão da medida. A Figura 69 apresenta os dados observados e estimados para o período de dados usado para a validação. A Figura 70 apresenta a diferença entre o valor estimado e o observado para a irradiação solar, é possível observar desvio positivos e negativos, sendo a média de desvio percentual de 2%. Há uma predominância de desvios positivos, ou seja, o valor estimado é maior que o valor observado. A dispersão dos dados foi analisada através da Figura 71 onde é possível visualizar a equação da função linear obtida através dos pontos e uma correlação positiva entre os dados. A Figura 72 apresenta o histograma de dispersão dos dados de irradiação solar observacionais e estimados. As análises estatísticas efetuadas permitiram validar a estimativa de longo prazo para os dados de irradiação solar.

Tabela 37 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para irradiação solar em Pernambuco, empregando dados de reanálise

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [W/m ²]	35	35	42
Coeficiente de correlação	0,80	0,82	0,71
Desvio padrão	93%	66%	96 %

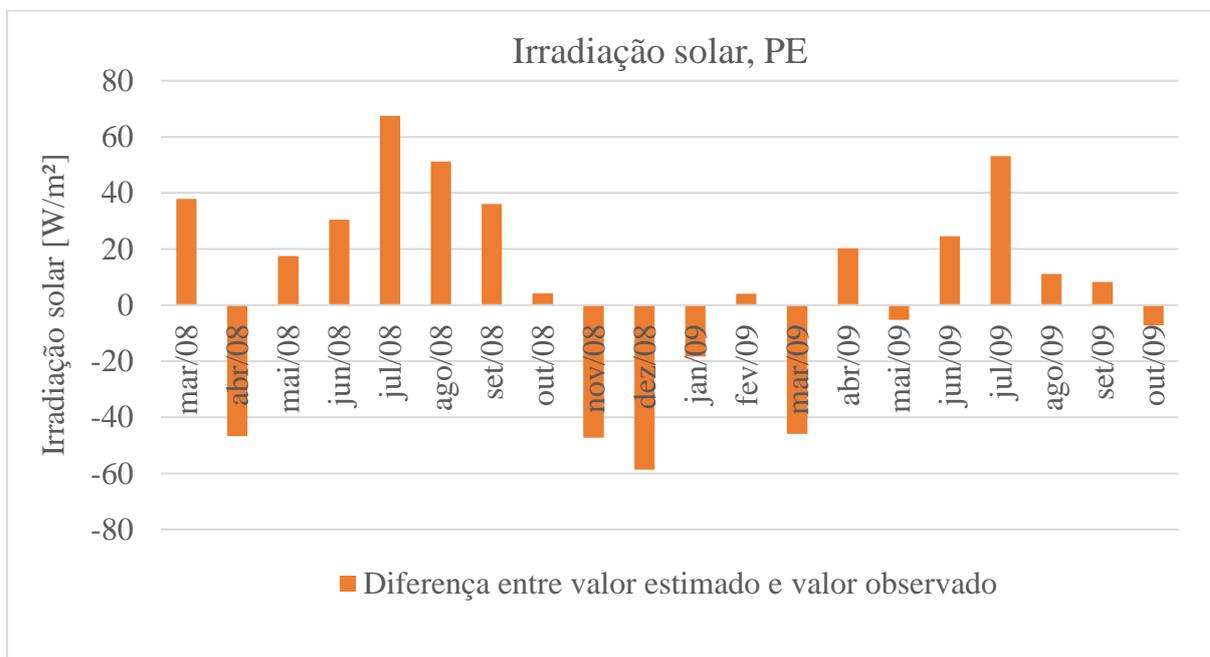
Fonte: a autora (2019)

Figura 69 – Período de validação entre dados medidos e estimados de irradiação solar para Pernambuco, empregando dados de reanálise.



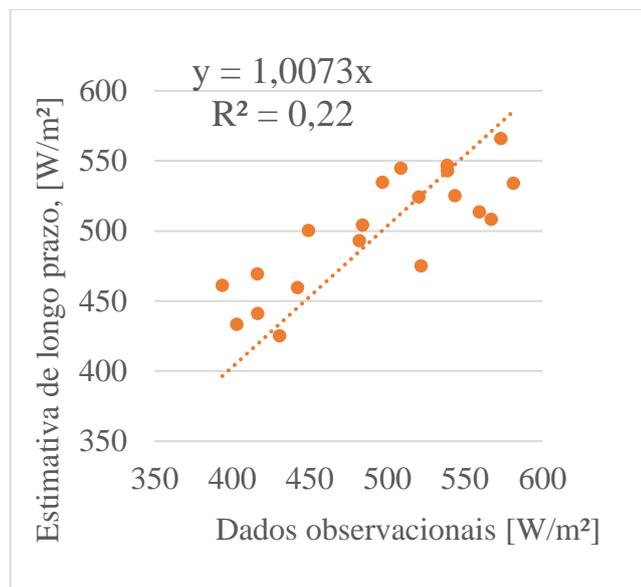
Fonte: a autora (2019)

Figura 70 – Diferença entre o valor estimado para a irradiação solar na Pernambuco e os dados observados, empregando dados de reanálise.



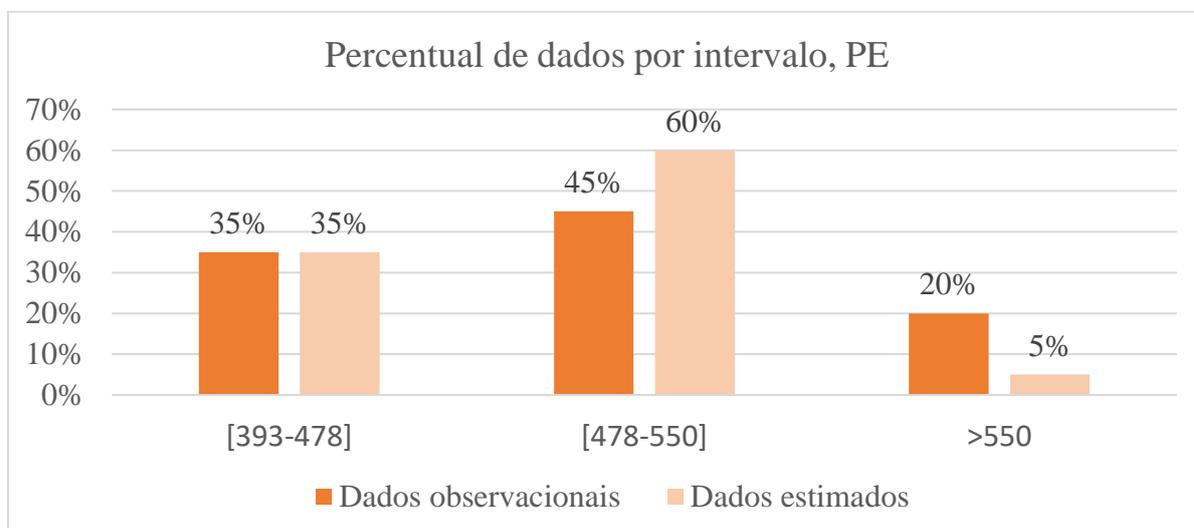
Fonte: a autora (2019)

Figura 71 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a irradiação solar em Pernambuco e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 72 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de irradiação solar na localização avaliada em Pernambuco, empregando dados de reanálise



Fonte: a autora (2019)

Como definido anteriormente foram avaliados três períodos distintos de calibração/validação no downscaling estatísticos realizado. Os resultados são apresentados na Tabela 38 sendo o período 1 o que apresentou melhores dados estatísticos em relação aos outros períodos. A Figura 73 apresenta os dados observados e estimados para o período de dados usado para a validação. A Figura 74 apresenta a diferença entre o valor estimado e o valor observado para temperatura em Pernambuco, a diferença observada é mínima, sendo a média percentual

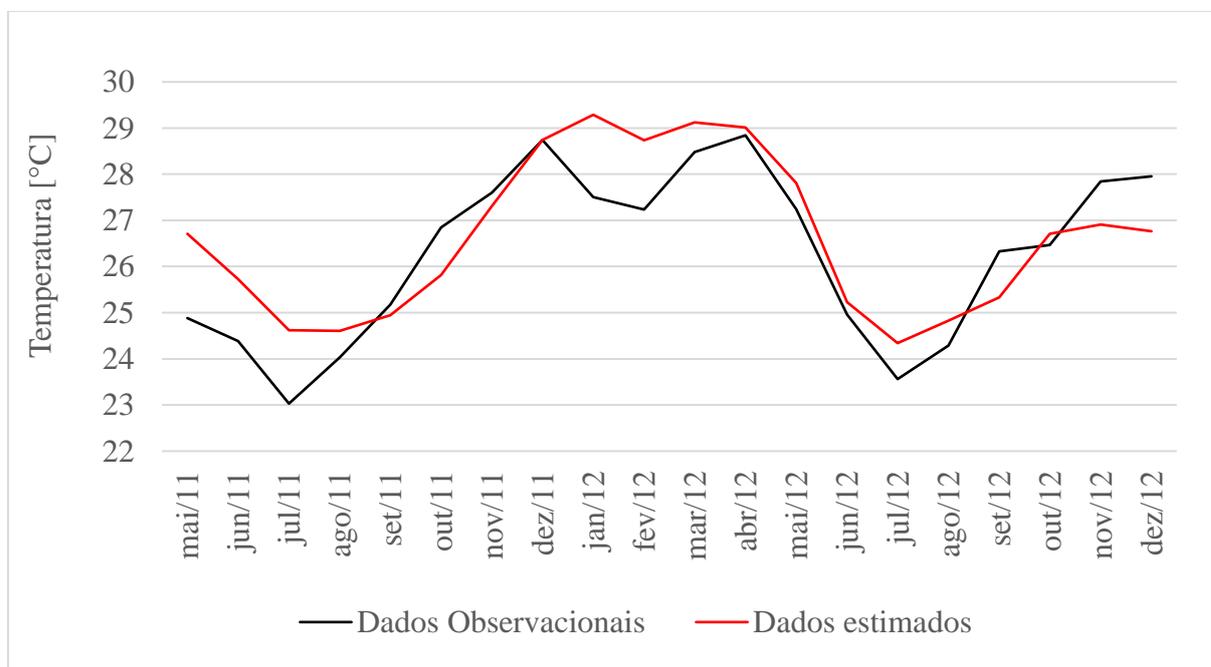
de desvio de 1%. A dispersão dos dados foi analisada através da Figura 75 onde é possível visualizar a equação da função linear obtida através dos pontos. A Figura 76 apresenta o histograma de dispersão dos dados de irradiação solar para os dados observacionais e estimados, é possível observar um equilíbrio na distribuição dos dados, fazendo com que a média dos dados estimados seja apenas 1% maior que a média dos dados observacionais. As análises estatísticas efetuadas permitiram validar a estimativa de longo prazo para os dados de temperatura.

Tabela 38 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para temperatura em Pernambuco, empregando dados de reanálise.

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [°C]	1,20	1,40	1,30
Coefficiente de correlação	0,82	0,65	0,70
Desvio padrão	84%	77%	75%

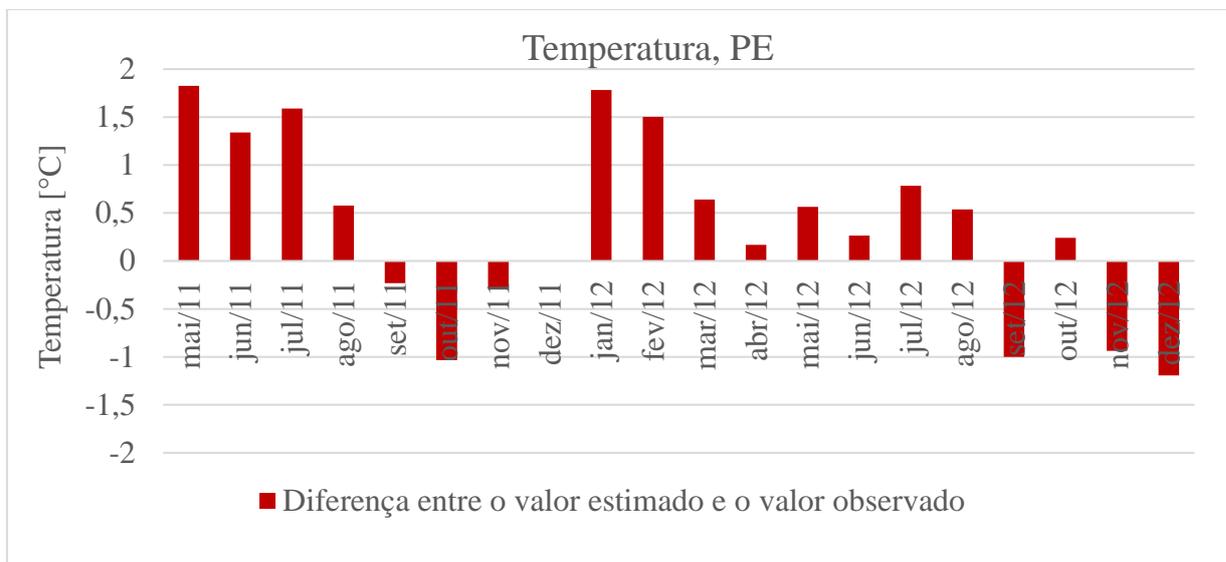
Fonte: a autora (2019)

Figura 73 – Período de validação entre dados medidos e estimados de temperatura para Pernambuco, empregando dados de reanálise.



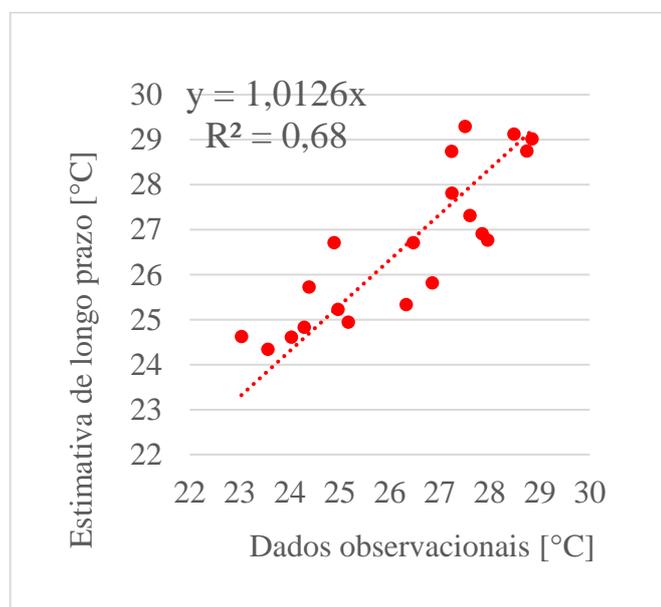
Fonte: a autora (2019)

Figura 74 – Diferença entre o valor estimado para temperatura em Pernambuco e os dados observados, empregando dados de reanálise.



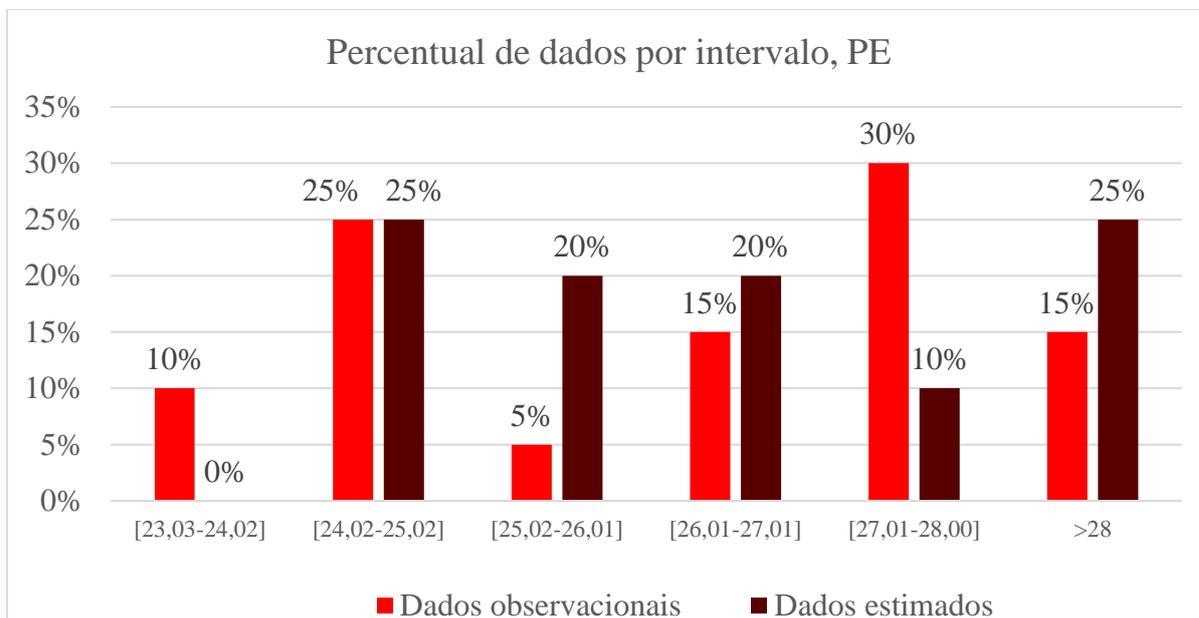
Fonte: a autora (2019)

Figura 75 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para temperatura em Pernambuco e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 76 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de temperatura em Pernambuco, empregando dados de reanálise.

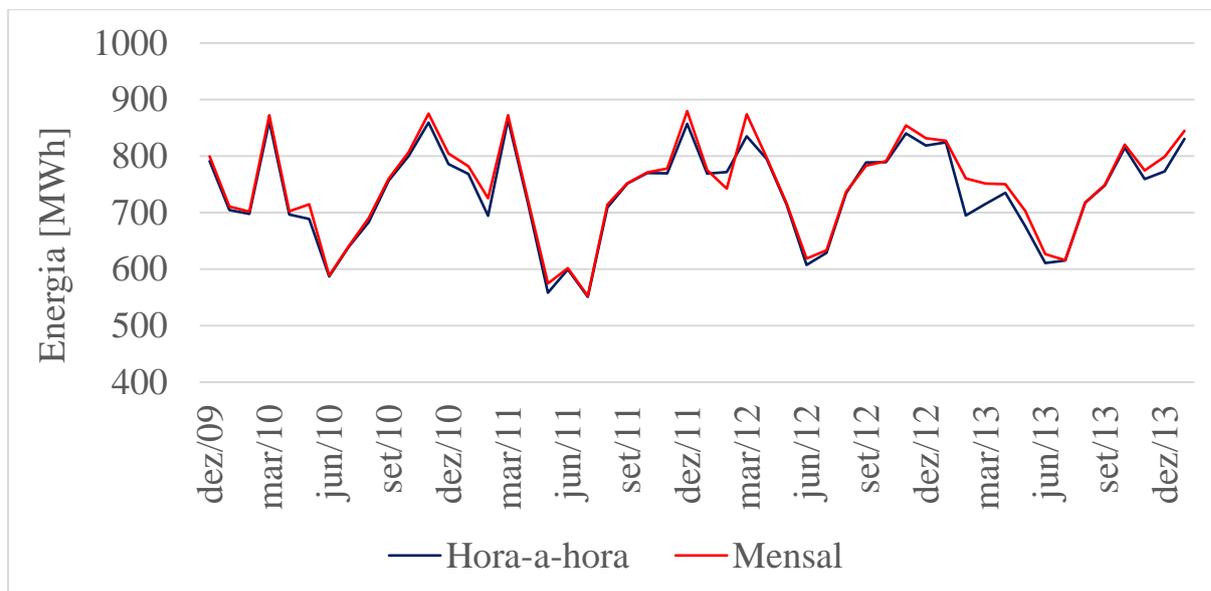


Fonte: a autora (2019)

B.2 Estimativa de Geração de Energia para o Período t-35 - PE

Com os dados de velocidade de vento para o período t-35 foram efetuadas as estimativas de geração de energia com o modelo proposto por Powell descrito na Metodologia. Foi considerada a potência instalada de 4,2 MW (uma turbina) como base para cálculo. A metodologia para estimativa da produção de energia solar foi aplicada para as médias mensais de irradiação e temperatura que englobam dados horários de 07:00 às 17:00 horas do dia. A mesma metodologia de cálculo foi aplicada aos dados horários, para certificação de que não haveriam discrepâncias nos dados de energia solar usando a resolução mensal. O resultado é apresentado na Figura 77, as diferenças apresentadas são mínimas e é possível usar a metodologia com dados médios mensais de irradiação e temperatura para estimar a potência solar. Foram obtidas séries mensais de geração de energia elétrica das fontes eólica e solar para o período t-35 (janeiro de 1977 a dezembro de 2012), que será avaliado quanto à complementaridade das fontes.

Figura 77 – Estimativa da geração de energia da fonte solar para Pernambuco usando como base dados horários e mensais.



Fonte: a autora (2019)

B.3 Validação do Downscaling e Estimativa de Geração de Energia para o Período t+35

Foram executados o downscaling estatístico com dois períodos distintos de calibração e validação, estes períodos são apresentados na Tabela 39. A Tabela 40 apresenta os principais estatísticos de análise do downscaling. O período 1 foi o que apresentou os melhores estatísticos para velocidade do vento e temperatura e o período 2 para irradiação solar. Com as séries de longo prazo dos dados de irradiação solar, temperatura e velocidade estabelecidos, foi estimada a geração de energia das centrais solar e eólica.

Tabela 39 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para Pernambuco no período t+35 para os três cenários de mudanças climáticas

		Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento
Período 1	Calibração	mar/2008- mai/2011	mar/2008 – ago/2012	jan/2004-mai/2007
	Validação	jun/2011 – dez/2012	set/2012 – nov/2014	jun/2007-jan2009
Período 2	Calibração	nov/2009-dez/2012	jun/2010 – nov/2014	set/2005-jan/2009
	Validação	mar/2008 – out/2009	mar/2008 - mai/2010	jan/2004-ago/2005

Fonte: a autora (2019)

Tabela 40 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura em Pernambuco no período t+35

	Período 1			Período 2		
	Velocidade do vento	Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento	Irradiação solar	Temperatura
RMSD	0,42 m/s	43 W/m ²	0,90 °C	0,45 m/s	28 W/m ²	1,20 °C
Coefficiente de correlação	0,93	0,78	0,88	0,85	0,89	0,85
Desvio padrão [%]	69	87	119	109	87	99

Fonte: a autora (2019)

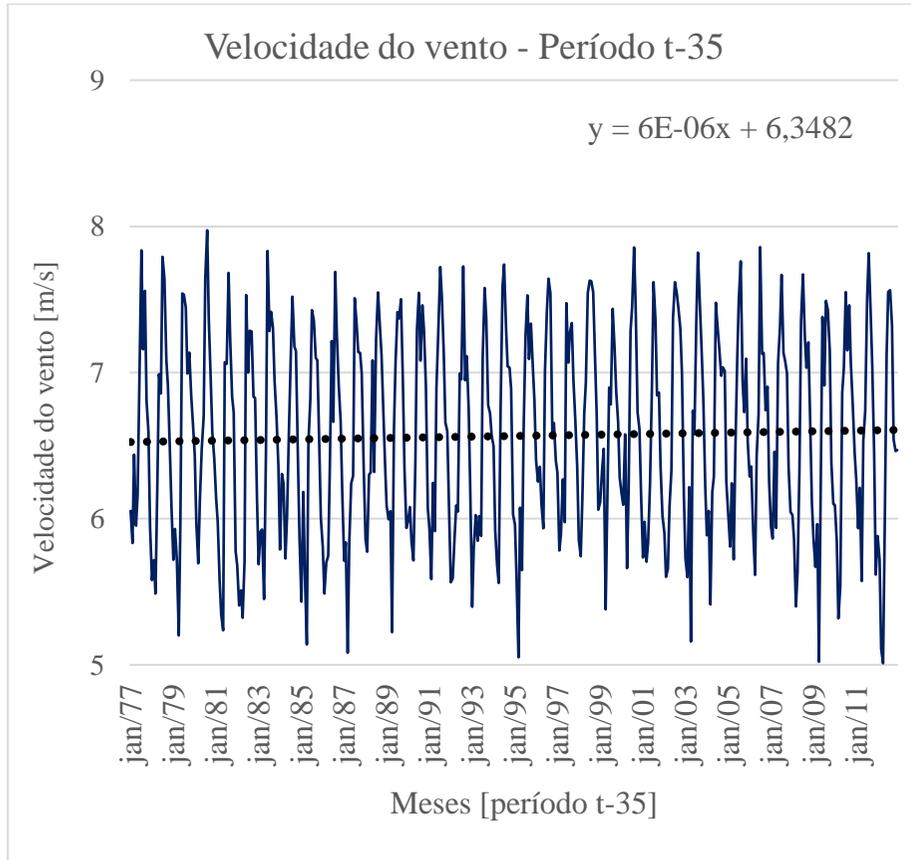
APÊNDICE C – ANÁLISE DOS DADOS DE LONGO PRAZO DE PERNAMBUCO

As séries de dados de longo prazo obtidas para o período t-35 e para o período t+35 foram analisadas para avaliar as principais diferenças entre as mesmas. A Figura 78 apresenta a estimativa de velocidade do vento para Pernambuco, nos dois períodos há uma tendência de a velocidade do vento aumentar ao longo dos anos. A média de longo prazo da velocidade do vento no período t+35 é maior do que no período anterior em 0,4%, com a frequência da faixa entre 8-9 m/s maior, como mostra o histograma na Figura 80

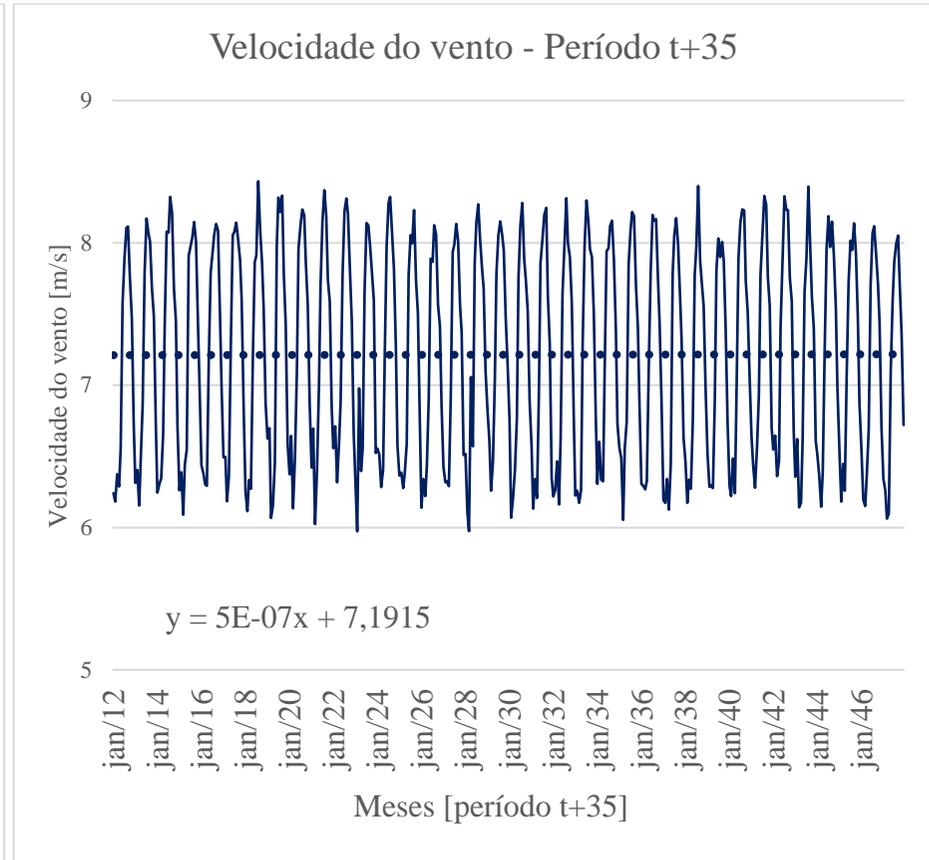
A irradiação solar também foi analisada e os dados são apresentados na Figura 79 e na Figura 81 como acontece na velocidade do vento, há uma tendência de aumento da irradiação solar nos dois períodos. No histograma é possível verificar um aumento na frequência de ocorrência dos dados de irradiação de 530-580 W/m² no período t+35, sendo a média de longo prazo 1,62% neste período.

A Figura 82 e a Figura 83 apresentam a análise da temperatura no período t-35 e t+35 para Pernambuco, nos dois períodos há um tendência de aumento da temperatura sendo que no longo prazo o aumento do período t+35 para o período t-35 é 0,17%.

Figura 78 – Estimativa de velocidade do vento para Pernambuco no período t-35 (a) e período t+35 (b)



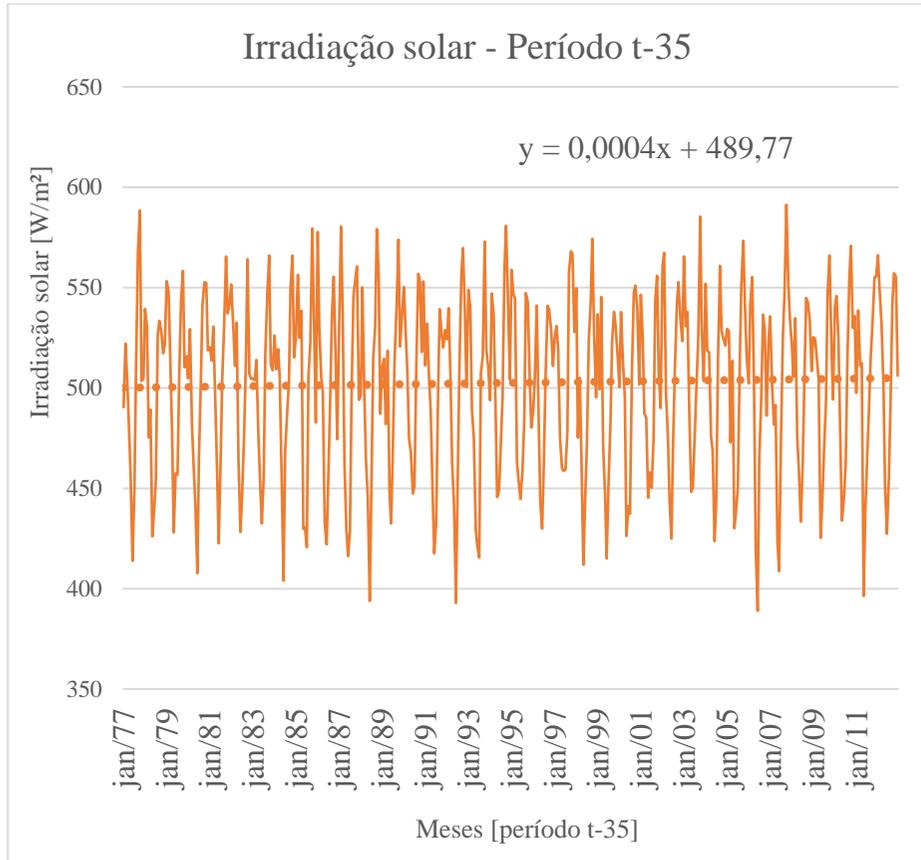
(a)



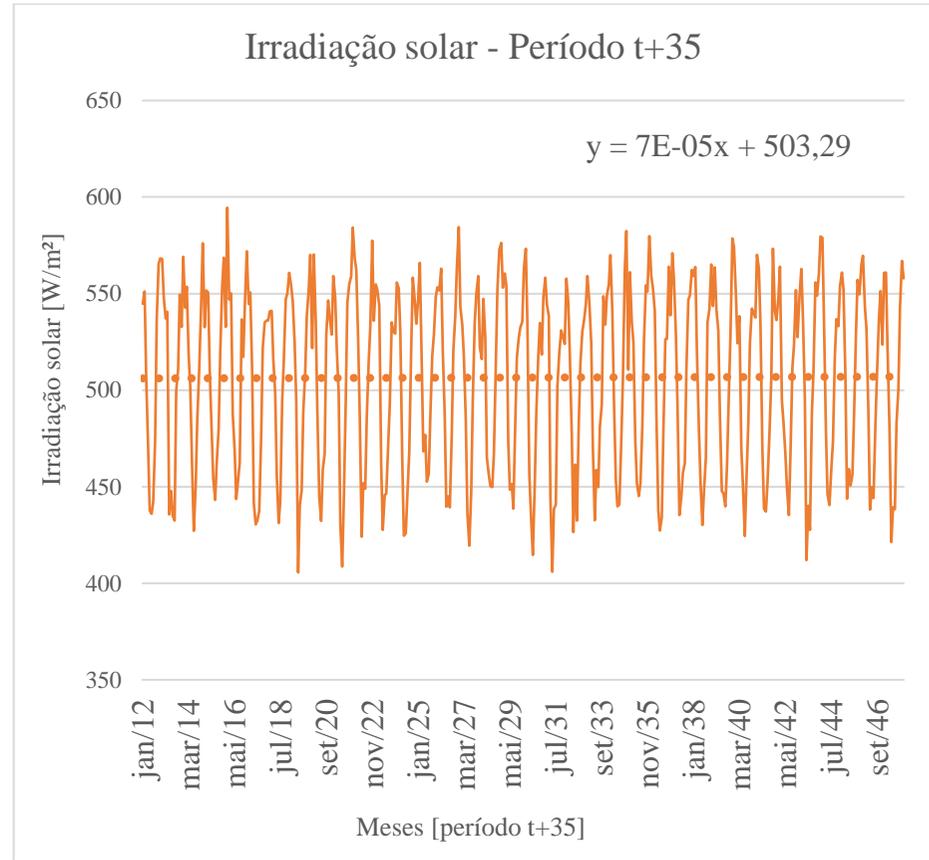
(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 79 – Estimativa de irradiação solar para a Pernambuco no período t-35 (a) e período t+35 (b)



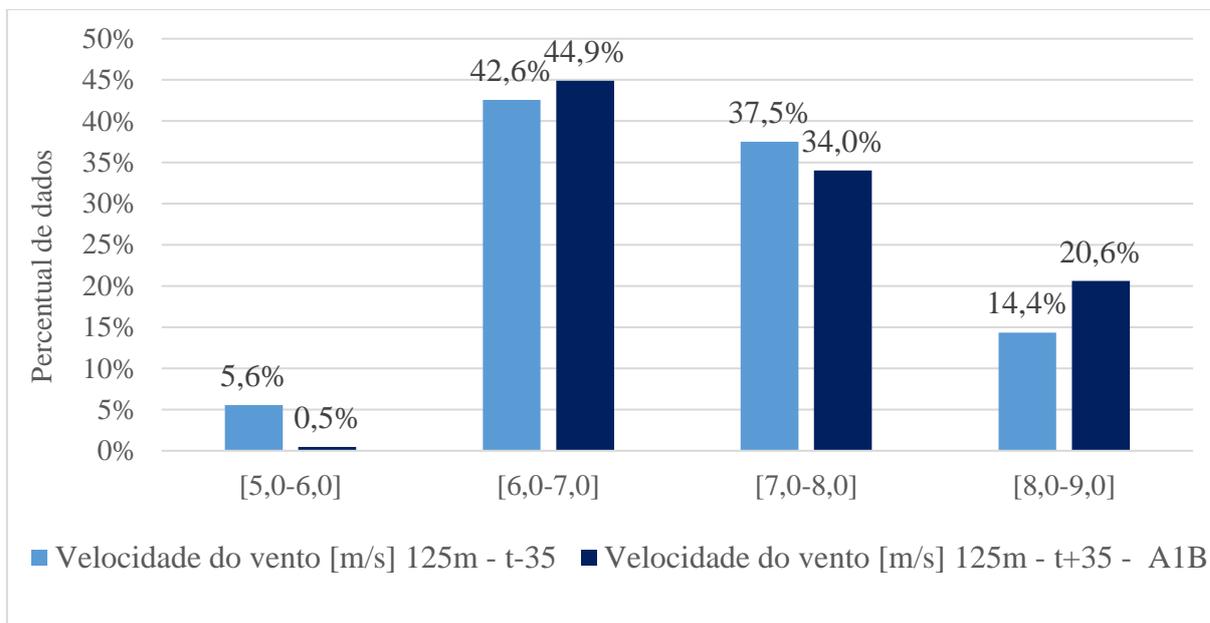
(a)



(b)

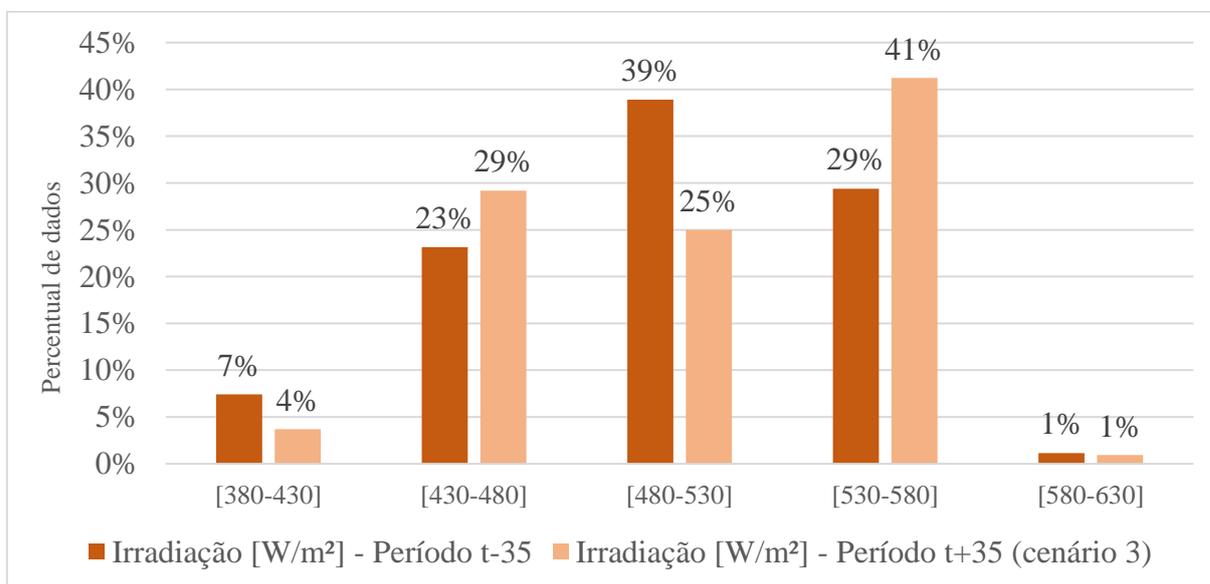
Fonte: a autora (2019)

Figura 80 – Histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento em Pernambuco (período t-35 e t+35)



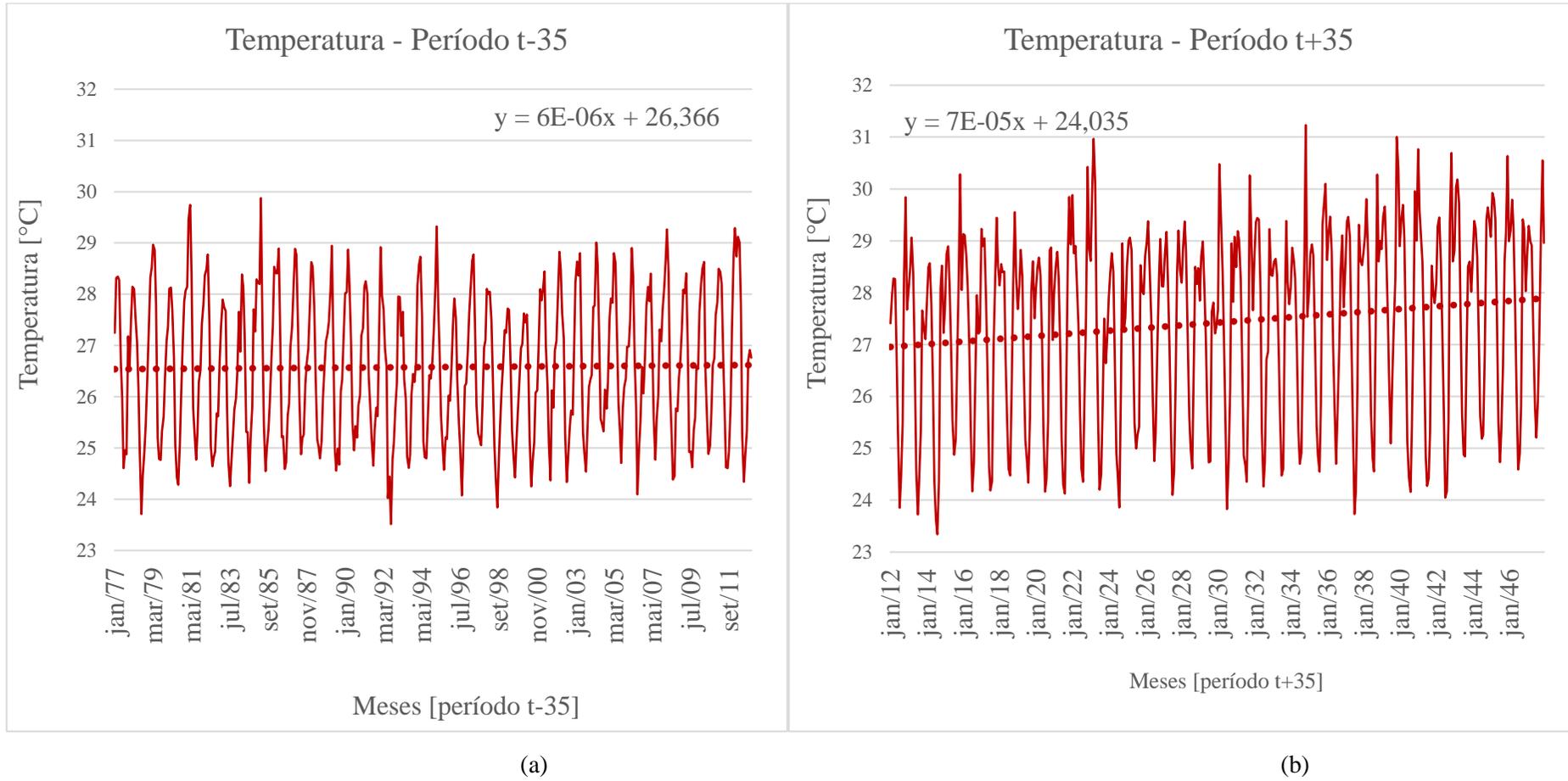
Fonte: a autora (2019)

Figura 81 – Histograma de dispersão dos dados de irradiação solar em Pernambuco (período t-35 e t+35)



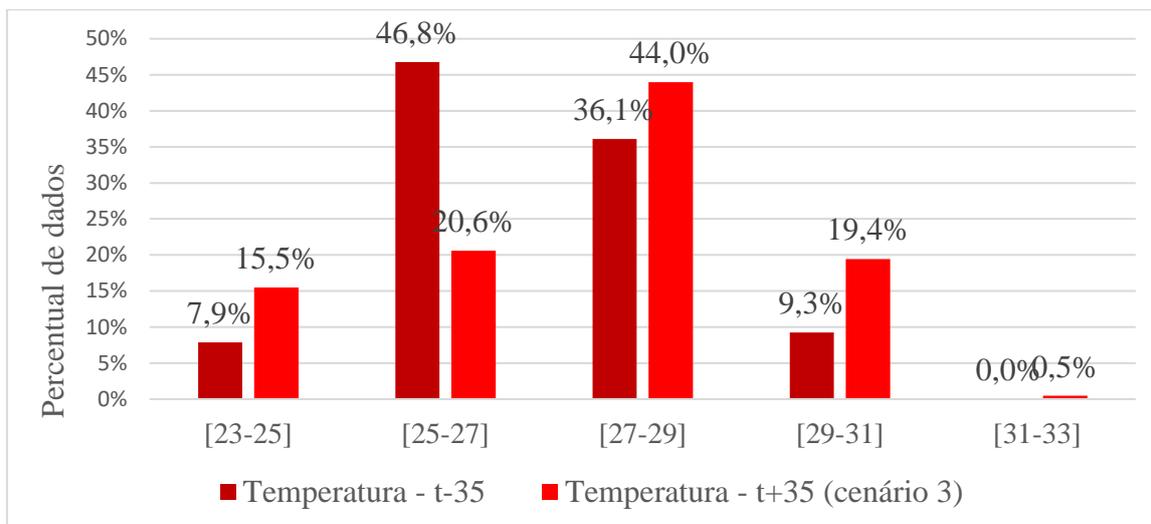
Fonte: a autora (2019)

Figura 82 – Estimativa de temperatura para Pernambuco no período t-35 (a) e período t+35(b)



Fonte: a autora (2019)

Figura 83 – Histograma de dispersão dos dados de temperatura em Pernambuco (período t-35 e t+35)



Fonte: a autora (2019)

APÊNDICE D– VALIDAÇÃO DOS DADOS DO RIO GRANDE DO NORTE

D.1 Validação do Downscaling para o Período t-35 – RN

Para validação do downscaling foram usados diferentes períodos de calibração de maneira a verificar os resultados obtidos. A Tabela 41 apresenta os períodos de calibração e validação para todas as variáveis estudadas.

Tabela 41 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para o Rio Grande do Norte para o período t-35

		Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento
Período 1	Calibração	<i>jan2007-dez2010</i>	<i>jan/2007 – ago/2010</i>	<i>jan 2002-out2007</i>
	Validação	<i>fev2011-dez2012</i>	<i>set/2010 – mai/2011</i>	<i>nov2007-ago2010</i>
Período 2	Calibração	<i>jan2009 – dez2012</i>	<i>jun/2008 -mai/2011</i>	<i>nov2004-ago2010</i>
	Validação	<i>jan2007- dez2008</i>	<i>jan/2007 - mai/2008</i>	<i>jan 2002-out2004</i>
Período 3	Calibração	<i>jan2007-dez2008 e jan2011-dez2012</i>	<i>jan/2007-mai/2011</i>	<i>jun/2003-mar/2009</i>
	Validação	<i>jan2009-dez2010</i>	<i>dez/2011-dez/2012</i>	<i>jan/2002-mai/2003 e abr/2009-ago/2010</i>

Fonte: a autora (2019)

A Tabela 42 apresenta os principais estatísticos para os três períodos de calibração/validação analisados de velocidade do vento. É possível observar que o Período 2 apresentou um coeficiente de correlação entre os dados estimados e os dados projetados maior que os outros períodos, o que representa uma similaridade maior entre as duas séries de dados e um RMSD menor. Considerando os resultados obtidos, o período 2 será usado para os estudos. A Figura 84 apresenta o período concomitante dos dados observacionais e estimados. A Figura 85 apresenta a diferença entre o valor estimado e o observado para a velocidade do vento. É possível observar desvios positivos e negativos, sendo a média de desvio percentual de 2%. A dispersão dos dados foi analisada através da

Fonte: a autora (2019)

Figura 86 onde é possível visualizar a equação da função linear obtida através dos pontos. A Figura 87 apresenta o histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento estimados e observacionais, é possível verificar uma pequena tendência de superestimar

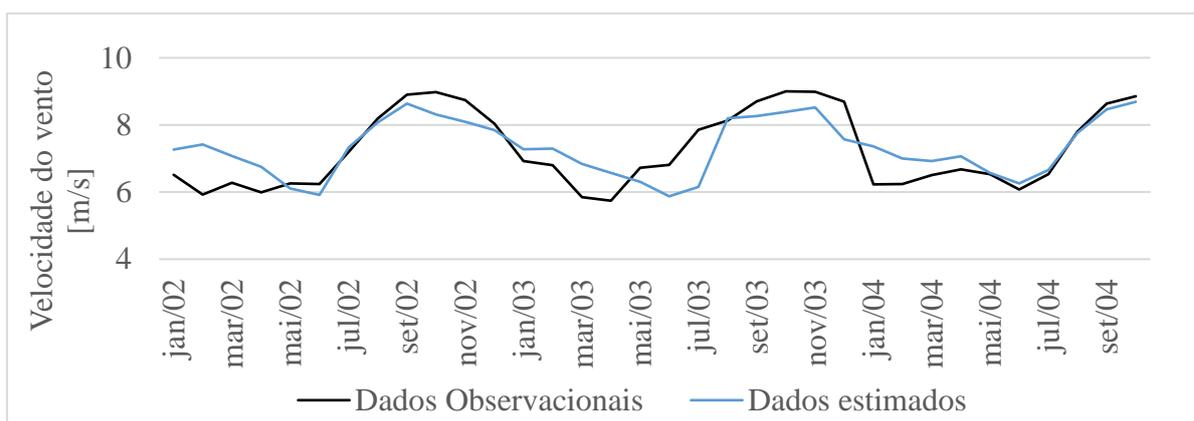
apresentada pelos dados estimados. As análises estatísticas efetuadas permitiram validar a estimativa de longo prazo para os dados de velocidade do vento.

Tabela 42 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [m/s]	0,92	0,61	0,90
Coeficiente de correlação	0,75	0,80	0,62
Desvio padrão [%]	56	75	68

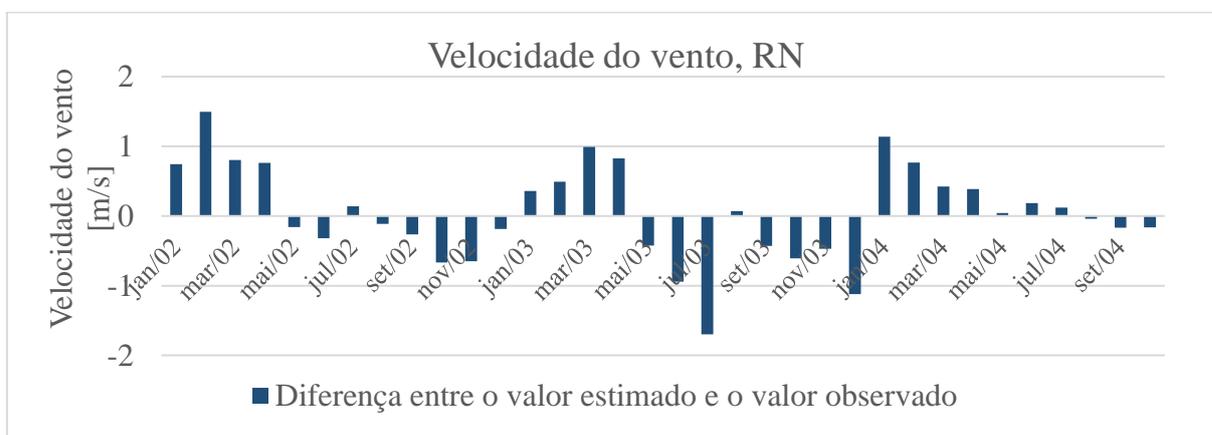
Fonte: a autora (2019)

Figura 84 – Período de validação entre dados medidos e estimados de velocidade do vento para o Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.



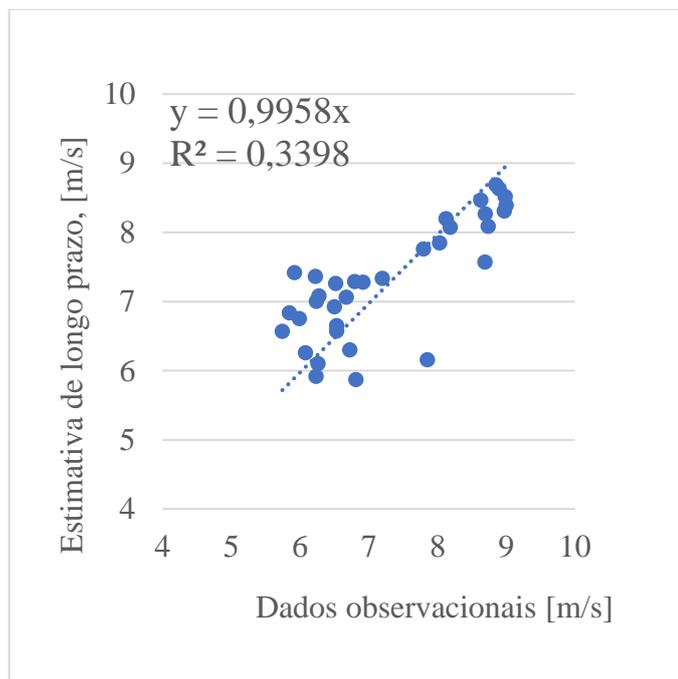
Fonte: a autora (2019)

Figura 85 – Diferença entre o valor estimado para a velocidade do vento no Rio Grande do Norte e os dados observados, empregando dados de reanálise.



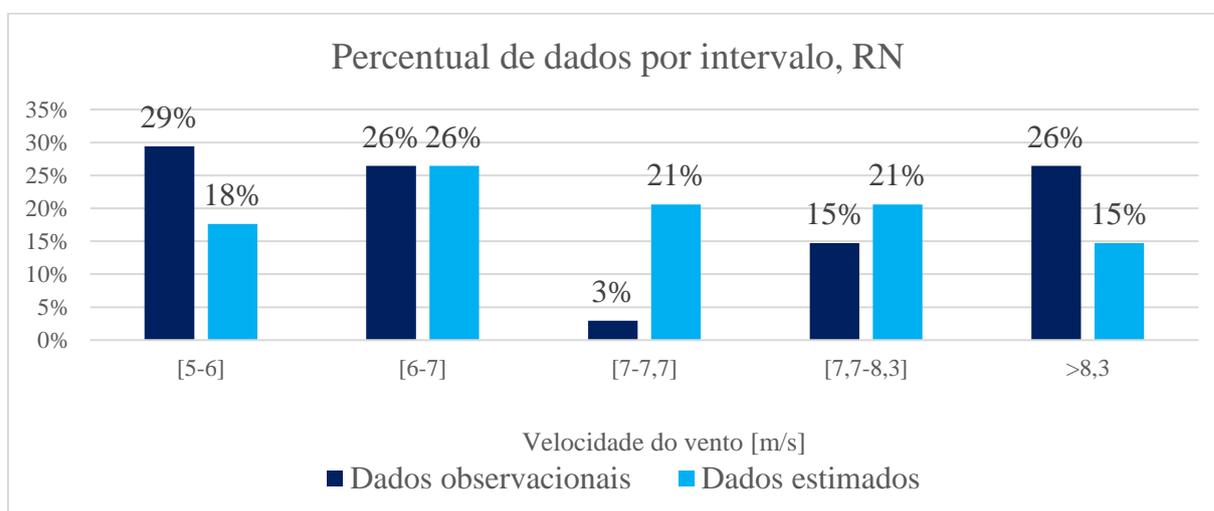
Fonte: a autora (2019)

Figura 86 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a velocidade do vento no Rio Grande do Norte e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 87 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de velocidade do vento no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Os dados de irradiação solar também foram submetidos a downscaling estatístico para diferentes períodos, os resultados obtidos são apresentados na Tabela 43. O período 1 apresentou os melhores dados estatísticos para o coeficiente de correlação e o RMSD, sendo avaliado detalhadamente. A Figura 88 apresenta os dados observados e estimados para o

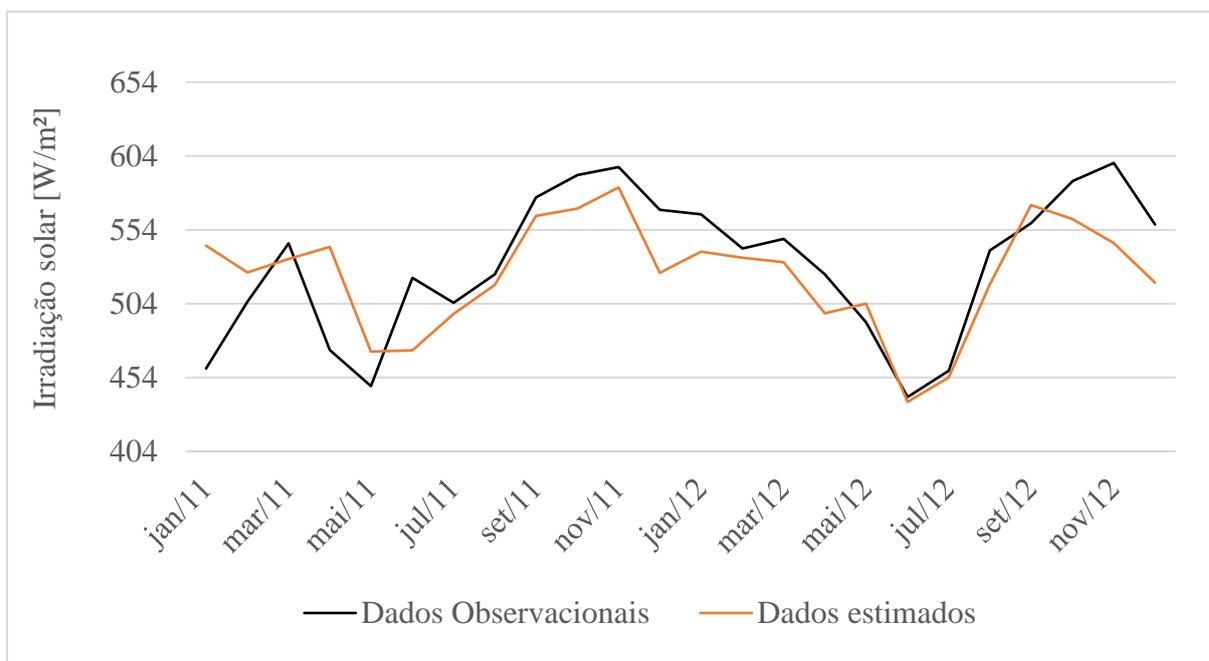
período de dados usado para a validação. A Figura 89 apresenta a diferença entre o valor estimado e o observado para a irradiação solar, é possível observar desvio positivos e negativos, sendo a média de desvio percentual de -1 %. Há uma predominância de desvios negativos, ou seja, o valor estimado é menor que o valor observado. A dispersão dos dados foi analisada através da Figura 90 onde é possível visualizar a equação da função linear obtida através dos pontos. A Figura 91 apresenta o histograma de dispersão dos dados de irradiação solar para os dados estimados e os dados observacionais. As análises estatísticas efetuadas permitiram validar a estimativa de longo prazo para os dados de irradiação solar.

Tabela 43 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para irradiação solar no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [W/m ²]	28	32	30
Coeficiente de correlação	0,82	0,78	0,72
Desvio padrão [%]	78	65	113

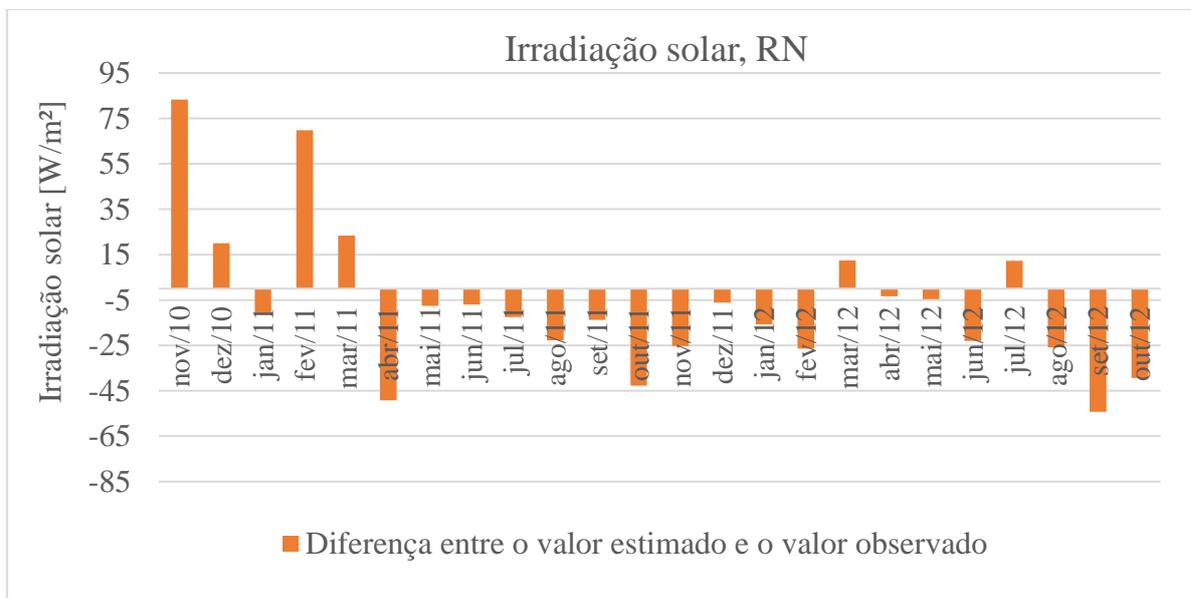
Fonte: a autora (2019)

Figura 88 – Período de validação entre dados medidos e estimados de irradiação solar para o Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.



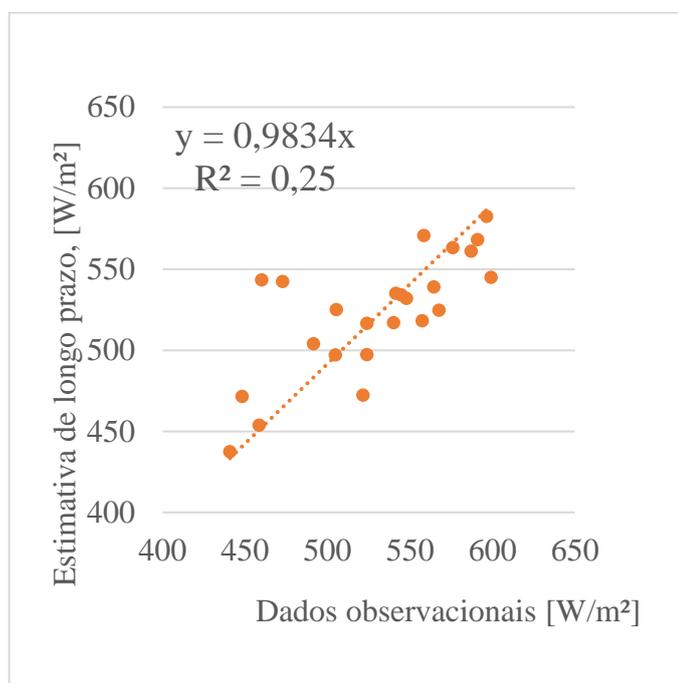
Fonte: a autora (2019)

Figura 89 – Diferença entre o valor estimado para a irradiação solar no Rio Grande do Norte e os dados observados, empregando dados de reanálise.



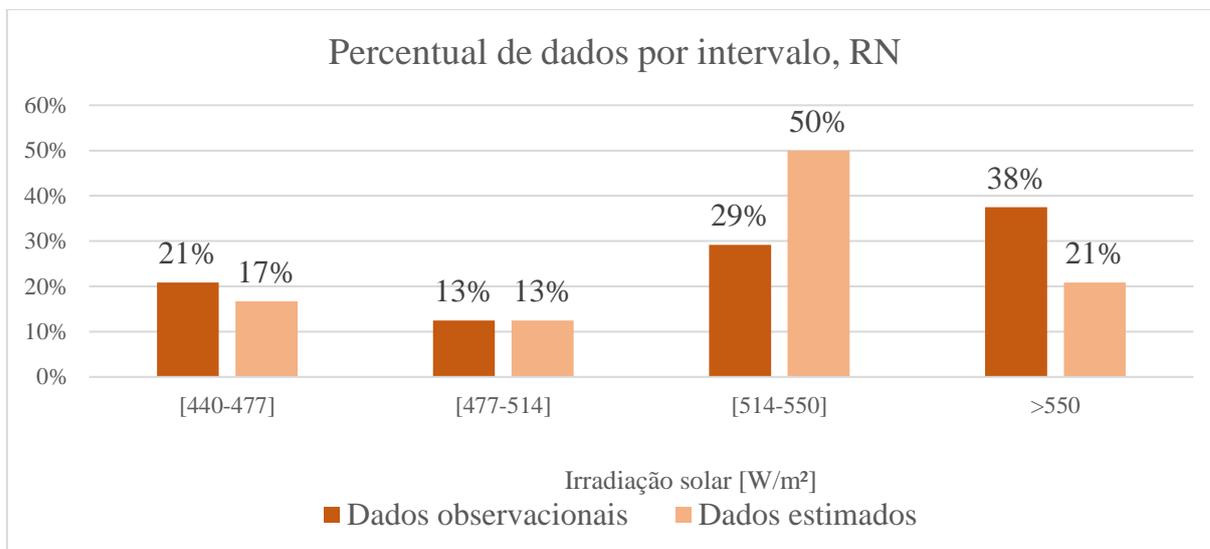
Fonte: a autora (2019)

Figura 90 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para a irradiação solar no Rio Grande do Norte e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 91 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de irradiação solar no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

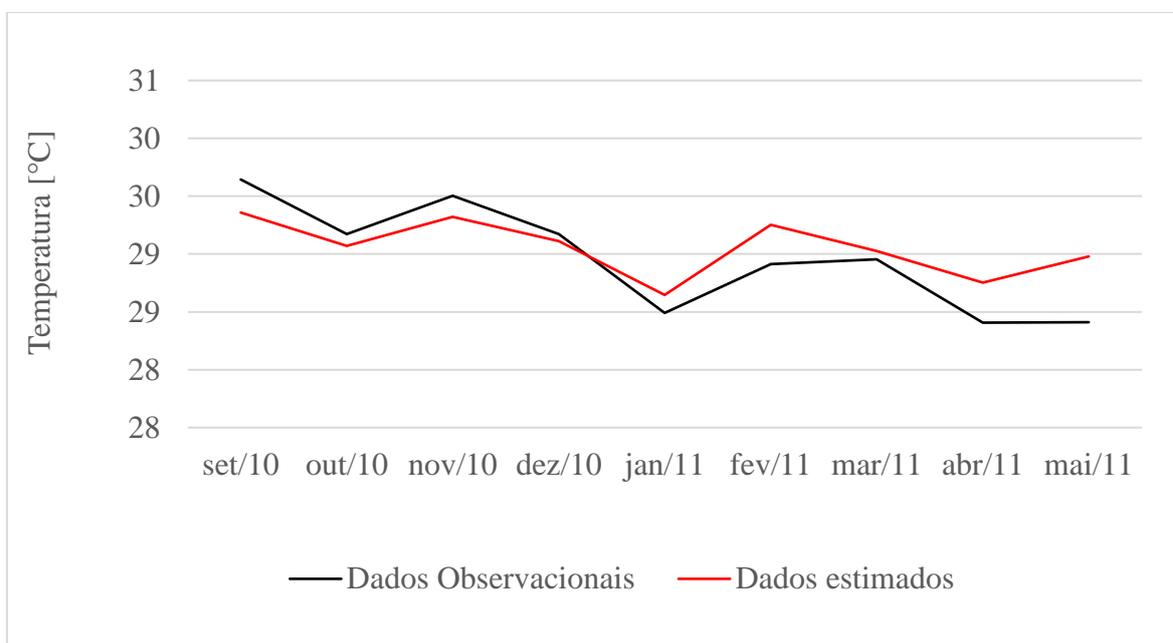
Para efetuar as estimativas de geração de energia, são necessários dados de temperatura. Como definido na Tabela 44 foram avaliados três períodos distintos de calibração/validação no downscaling estatístico realizado. Os resultados são apresentados na Tabela 44, sendo o período 1 o que apresentou melhores dados estatísticos em relação aos outros períodos. A Figura 92 apresenta os dados observados e estimados para o período de dados usado para a validação. A Figura 93 apresenta a diferença entre o valor estimado e o valor observado para temperatura no Rio Grande do Norte, a diferença observada é mínima, sendo a média percentual de desvio é de 0%. A dispersão dos dados foi analisada através da Figura 94 onde é possível visualizar a equação da função linear obtida através dos pontos. A Figura 95 apresenta o histograma de dispersão dos dados de irradiação solar para os dados estimados e os dados observacionais. As análises estatísticas efetuadas permitiram validar a estimativa de longo prazo para os dados de temperatura.

Tabela 44 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para temperatura no Rio Grande do Norte

	Período 1	Período 2	Período 3
RMSD [°C]	0,28	0,36	0,31
Coeficiente de correlação	0,85	0,69	0,50
Desvio padrão [%]	55	73	100

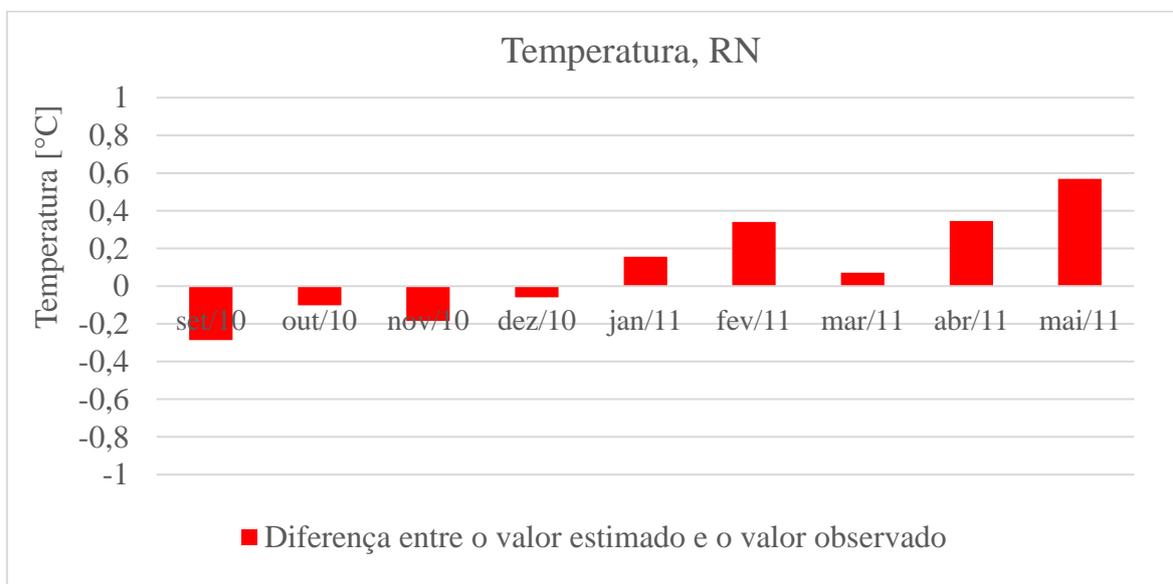
Fonte: a autora (2019)

Figura 92 – Período de validação entre dados medidos e estimados de temperatura para o Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.



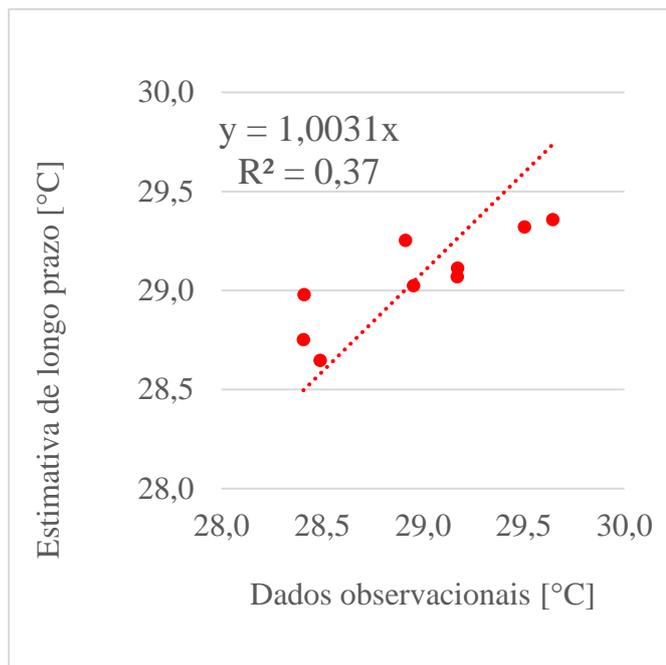
Fonte: a autora (2019)

Figura 93 – Diferença entre o valor estimado para temperatura no Rio Grande do Norte e os dados observados, empregando dados de reanálise.



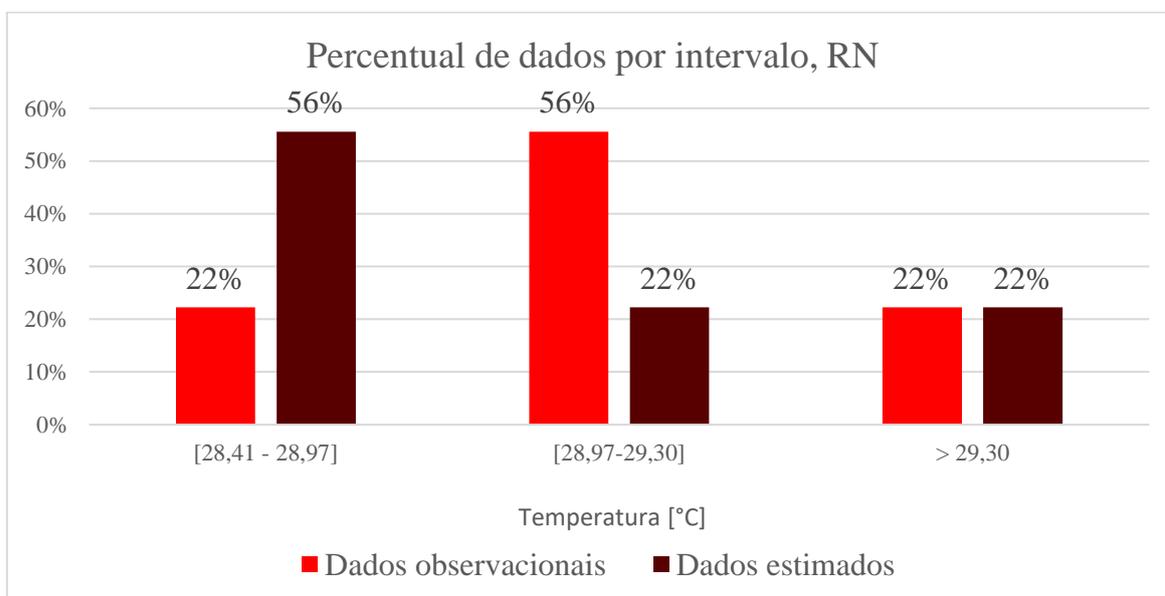
Fonte: a autora (2019)

Figura 94 – Gráfico da dispersão entre o valor estimado para temperatura no Rio Grande do Norte e os dados observados para o período de validação, empregando dados de reanálise.



Fonte: a autora (2019)

Figura 95 – Histograma da dispersão dos dados estimados e observados de temperatura no Rio Grande do Norte, empregando dados de reanálise.

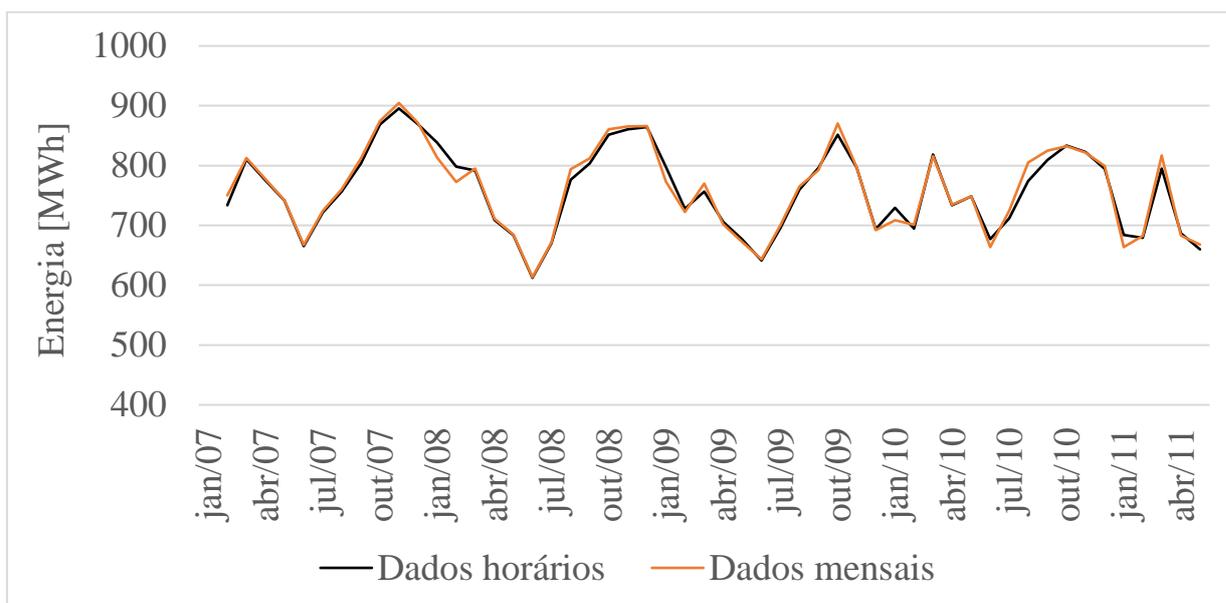


Fonte: a autora (2019)

D.2 Estimativa de Geração de Energia para o Período t-35 - RN

Com os dados de velocidade de vento para o período t-35 foram efetuadas as estimativas de geração de energia com o modelo proposto por Powell descrito na Metodologia. Foi considerada a potência instalada de 4,2 MW (uma turbina) como base para cálculo. A metodologia para estimativa da produção de energia solar foi aplicada para as médias mensais de irradiação e temperatura que englobam dados horários de 07:00 às 17:00 horas do dia. A mesma metodologia de cálculo foi aplicada aos dados horários, para certificação de que não haveriam discrepâncias nos dados de energia solar usando a resolução mensal. O resultado é apresentado na Figura 96, as diferenças apresentadas são mínimas e é possível usar a metodologia com dados médios mensais de irradiação e temperatura para estimar a potência solar.

Figura 96 – Estimativa da geração de energia da fonte solar para Rio Grande do Norte usando como base dados horários e mensais.



Fonte: a autora (2019)

Foram obtidas séries mensais de geração de energia elétrica das fontes eólica e solar para o período t-35 (janeiro de 1977 a dezembro de 2012), que será avaliado quanto a complementaridade das fontes.

D.3 Validação do Downscaling e Estimativa de Geração de Energia para o Período t+35

Foram executados o downscaling estatístico com dois períodos distintos de calibração e validação, estes períodos são apresentados na Tabela 45. A Tabela 46 apresenta os principais estatísticos de análise do downscaling dos três cenários para velocidade do vento, o desvio padrão apresentado é relativo à comparação com o desvio padrão dos dados observacionais. O período 2 foi o que apresentou os melhores estatísticos para velocidade do vento e irradiação, enquanto o período 1 foi o melhor para temperatura. Com as séries de longo prazo dos dados de irradiação solar, temperatura e velocidade estabelecidos, foi estimada a geração de energia das centrais solar e eólica.

Tabela 45 – Períodos de calibração e validação downscaling estatístico para o Rio Grande do Norte no período t+35 para os três cenários de mudanças climáticas

		Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento
Período 1	Calibração	jan/2007- nov2011	jan/2007 – ago/2010	jan/2002-out/2007
	Validação	dez/2011 – abr/2014	jan/2012 – out/2014	nov/2007 – ago/2010
Período 2	Calibração	jun/2009 – abr/2014	dez/2011-out/2014	nov/2004 – ago/2010
	Validação	jan/2007 – mai/2009	jan/2007 – dez/2008	jan/2002-out/2004

Fonte: a autora (2019)

Tabela 46 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura no Rio Grande do Norte no período t+35

	Período 1			Período 2		
	Velocidade do vento	Irradiação solar	Temperatura	Velocidade do vento	Irradiação solar	Temperatura
RMSD	1,10 m/s	47 W/m ²	0,42 °C	0,75 m/s	43 W/m ²	0,50 °C
Coeficiente de correlação	0,58	0,35	0,65	0,75	0,6	0,52
Desvio padrão [%]	63	84	43	70	74	72

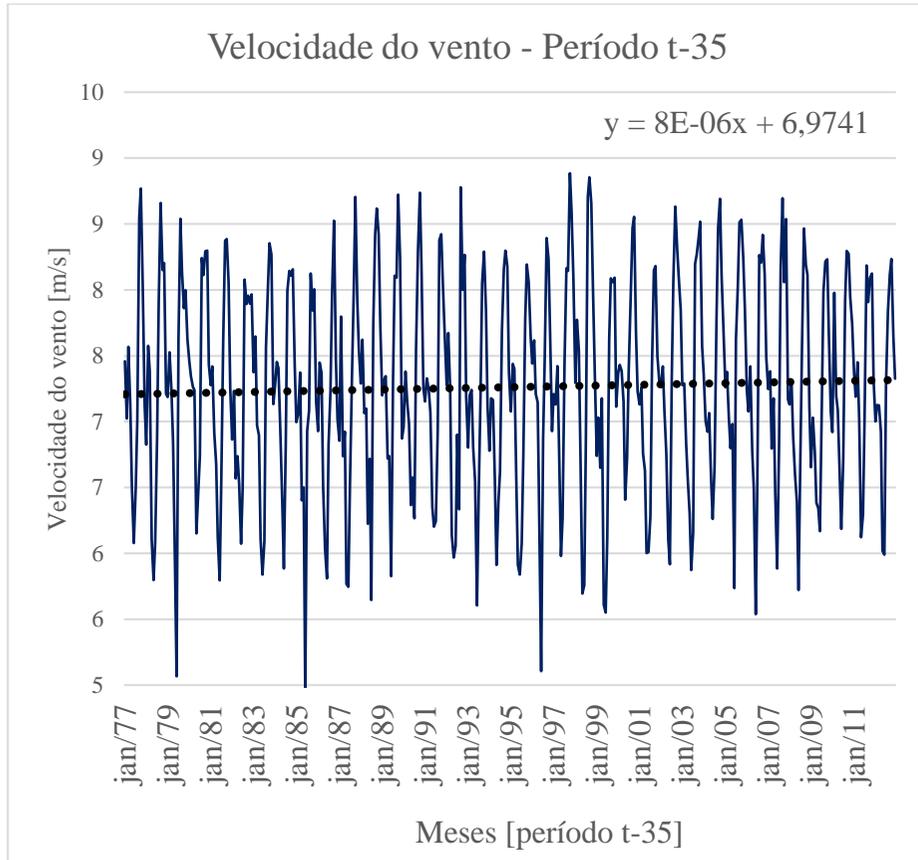
Fonte: a autora (2019)

APÊNDICE E– ANÁLISE DOS DADOS DE LONGO PRAZO DO RIO GRANDE DO NORTE

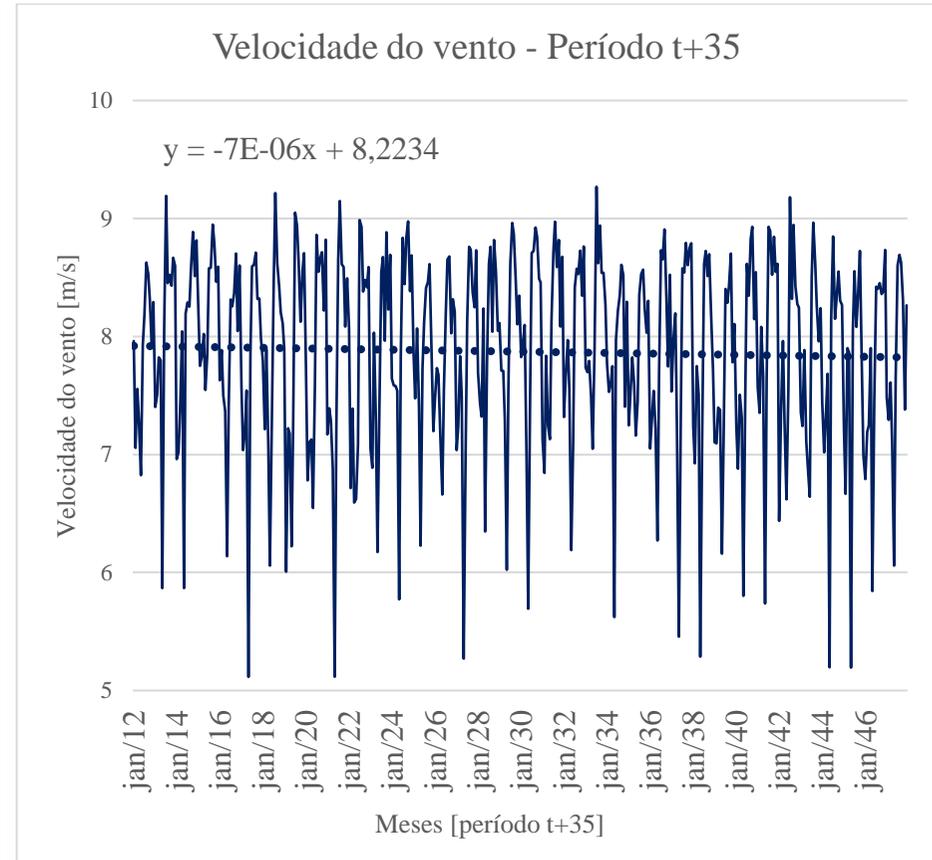
As séries de dados de longo prazo obtidas para o período t-35 e para o período t+35 foram analisadas para avaliar as principais diferenças entre as mesmas. A Figura 97 apresenta a estimativa de velocidade do vento para o Rio Grande do Norte, no período t-35 há uma tendência de a velocidade do vento aumentar ao longo dos anos, enquanto que no período t+35 essa tendência é de diminuição. Apesar desta mudança no comportamento do vento, a velocidade do vento no período t+35 é maior, como mostra o histograma na Figura 99. Nele é possível constatar um aumento na frequência de ocorrência nos dados de 8-9 m/s para o período t+35. Estas mudanças não são significativas a longo prazo, sendo que a média de velocidade do vento difere 0,89 % entre os dois períodos.

A irradiação solar também foi analisada e os dados são apresentados na Figura 98 e na Figura 100 como acontece na velocidade do vento, no período t-35 há um tendência de aumento da irradiação solar e decréscimo no período t+35. No histograma é possível verificar um aumento na frequência de ocorrência dos dados de irradiação de 580-630 W/m², a média de longo prazo do período t+35 é 1,62% maior que no período t-35.

Figura 97 - Estimativa de velocidade do vento para o Rio Grande do Norte no período t-35 (a) e período t+35 (b)



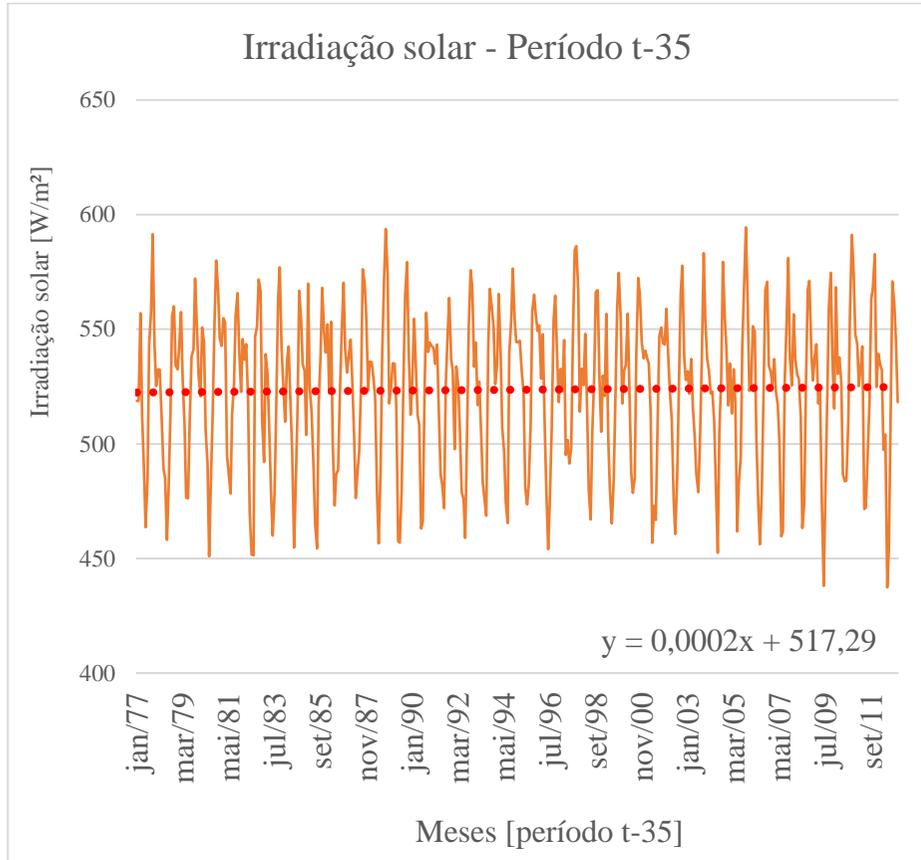
(a)



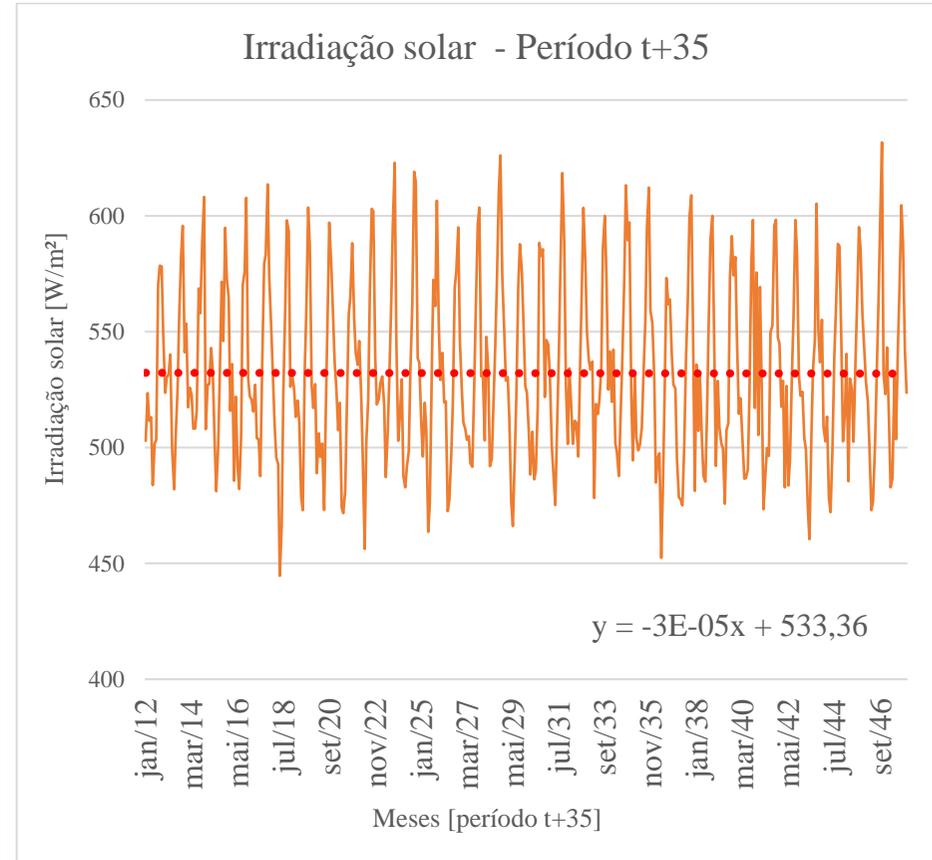
(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 98 – Estimativa de irradiação solar para o Rio Grande do Norte no período t-35 (a) e período t+35 (b)



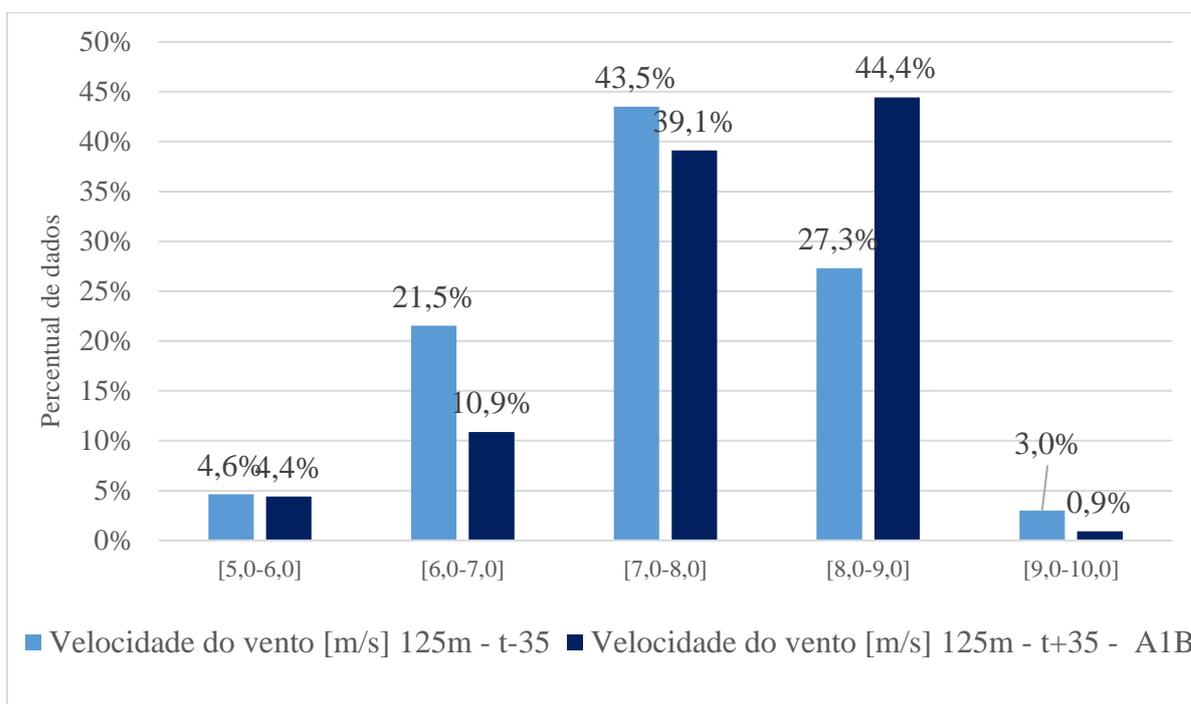
(a)



(b)

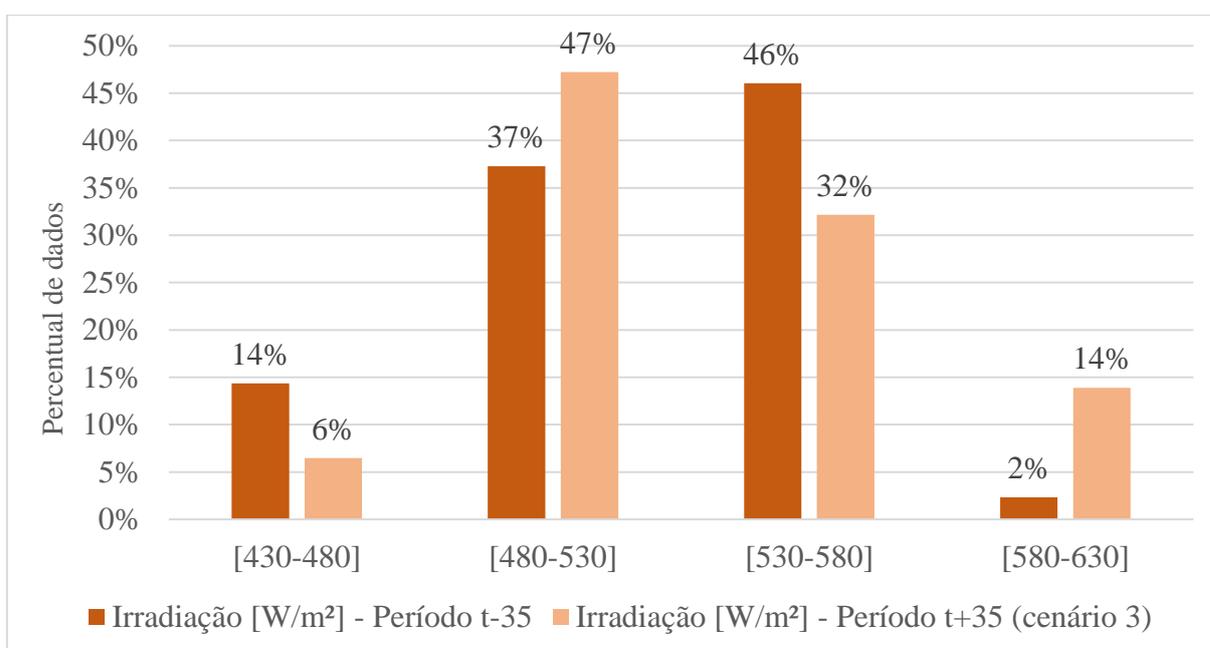
Fonte: a autora (2019)

Figura 99 – Histograma de dispersão dos dados de velocidade do vento no Rio Grande do Norte (período t-35 e t+35)



Fonte: a autora (2019)

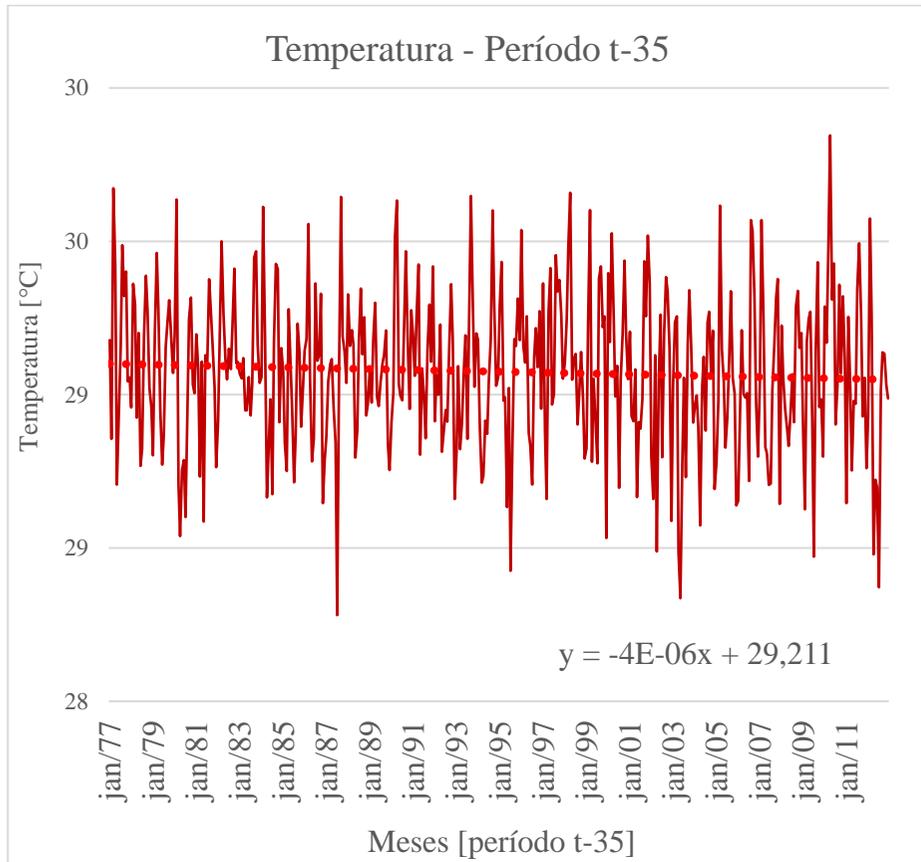
Figura 100 – Histograma de dispersão dos dados de irradiação solar no Rio Grande do Norte (período t-35 e t+35)



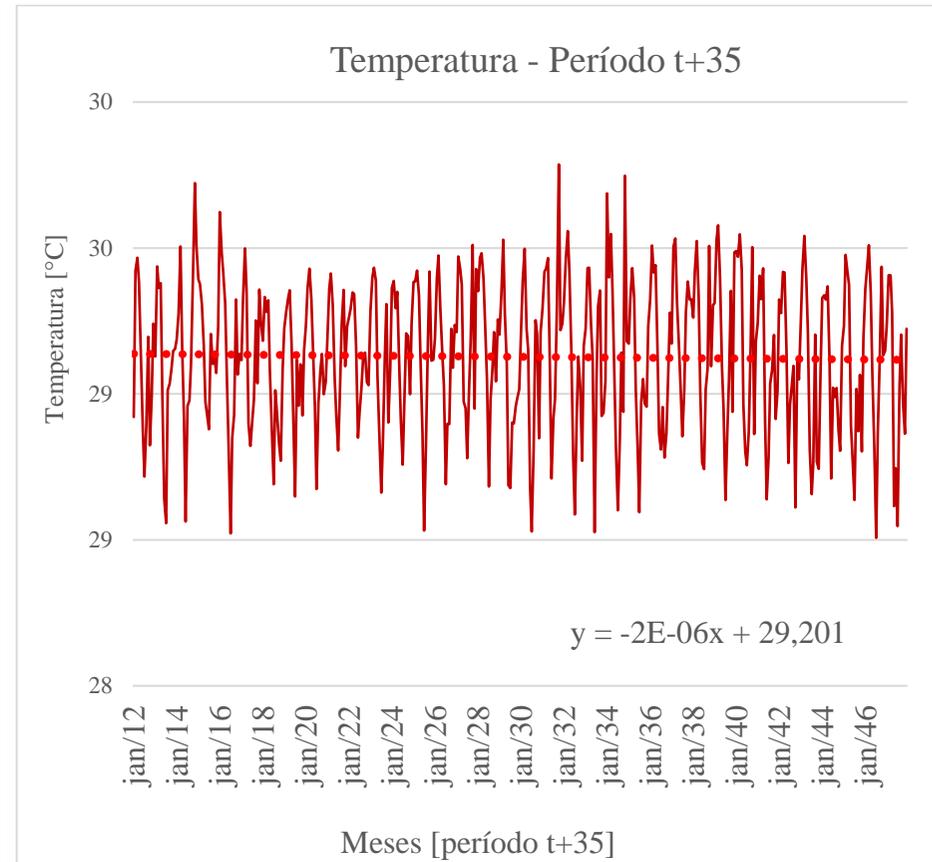
Fonte: a autora (2019)

A Figura 101 e a Figura 102 apresentam a análise da temperatura no período t-35 e t+35 para o Rio Grande do Norte, nos dois períodos há um tendência de diminuição da temperatura sendo a média de longo prazo do período t+35 0,10% maior que no período anterior.

Figura 101 – Estimativa de temperatura para o Rio Grande do Norte no período t-35 (a) e período t+35, (b)



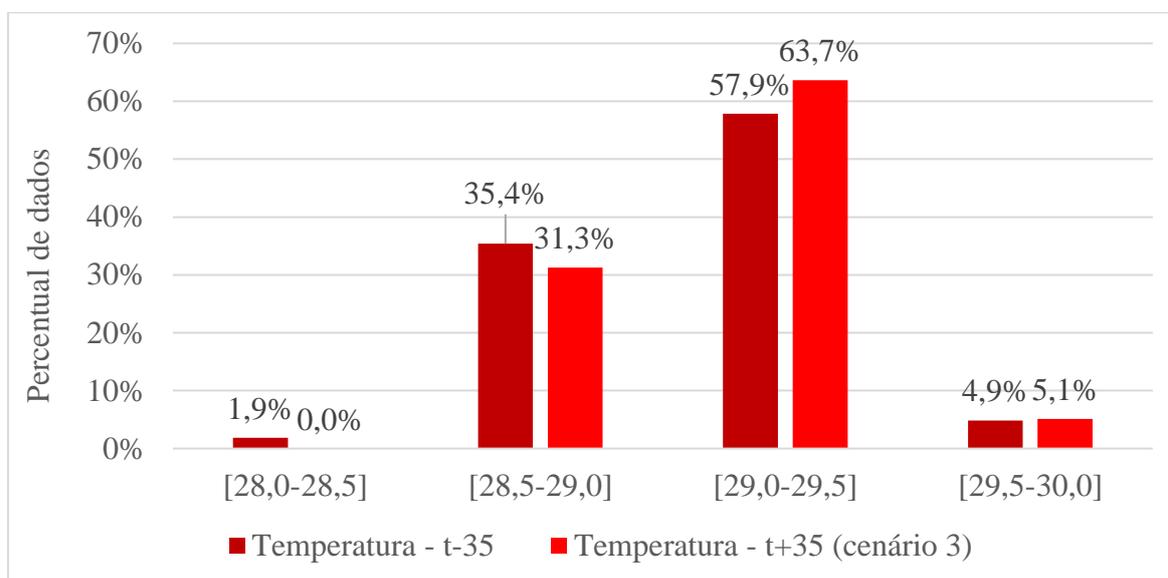
(a)



(b)

Fonte: a autora (2019)

Figura 102 – Histograma de dispersão dos dados de temperatura no Rio Grande do Norte (período t-35 e t+35)



Fonte: a autora (2019)

APÊNDICE F – CENÁRIOS PHICONTROL E 1%TO2X - BAHIA

Neste Apêndice serão apresentados os resultados da análise feita para a localização na Bahia considerando os Cenários do IPCC Phicontrol e 1%to2x.

F.1 Validação do Downscaling para o Período t+35

Para verificar a robustez do modelo, foram executados o downscaling estatístico com dois períodos distintos de calibração e validação, estes períodos são apresentados no capítulo 5.2. A Tabela 47 apresenta os principais estatísticos de análise do downscaling dos dois cenários para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura, sendo o desvio padrão um percentual em relação ao desvio padrão dos dados observacionais. Para velocidade do vento, o período 2 para todos os cenários foi o que apresentou os melhores estatísticos e será usado para os estudos e para temperatura e irradiação solar, o período 1.

Tabela 47 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura na Bahia no período t+35 – Cenários Phi control e 1%to2x

	Período 1		Período 2	
	Cenário Phi Control	Cenário 1%to2x	Cenário Phi Control	Cenário 1%to2x
	Velocidade do vento		Velocidade do vento	
RMSD [m/s]	0,70	0,59	0,80	0,70
Coefficiente de correlação	0,85	0,89	0,87	0,90
Desvio padrão [%]	118	118	59	71
	Irradiação solar		Irradiação solar	
RMSD [W/m ²]	27	30	36	43
Coefficiente de correlação	0,90	0,85	0,78	0,68
Desvio padrão [%]	94	69	93	87
	Temperatura		Temperatura	
RMSD [°C]	0,82	0,79	1,02	1,19

Coefficiente de correlação	0,70	0,75	0,65	0,52
Desvio padrão [%]	58	77	69	75

Fonte: a autora (2019)

F.2 Complementaridade na Bahia no Período t+35 - Cenários Phicontrol e 1%to2x

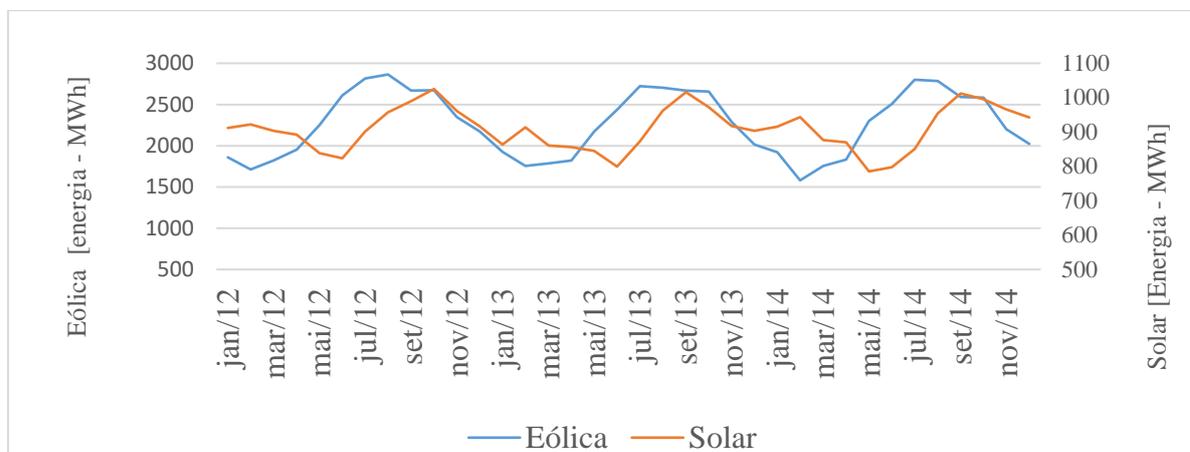
Cenário Phi control

Com respeito à abordagem 1, com foco na suavização da saída da central, a Figura 103 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados do período t+35 do cenário Phi control, o coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi 0,2732. Esse valor indica uma correlação desprezível, porém positiva, que representa que os dois recursos são similares e não complementares. O resultado obtido mostra que a utilização das duas fontes não contribui para uma geração mais estável quando considerado o Cenário Phi control. A Figura 104 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica no Cenário Phi control. O coeficiente CIWS calculado foi 1,27, que representa um valor baixo. A Tabela 48 apresenta o resultado da análise de percentil. A Central híbrida apresenta os melhores resultados, com menor valor do percentil 80 e maiores valores de percentil 20. O que representa que os dados estão mais concentrados próximos dos dados médios.

Sobre a abordagem 2, com foco no atendimento à demanda, os resultados obtidos são apresentados na Fonte: a autora (2019)

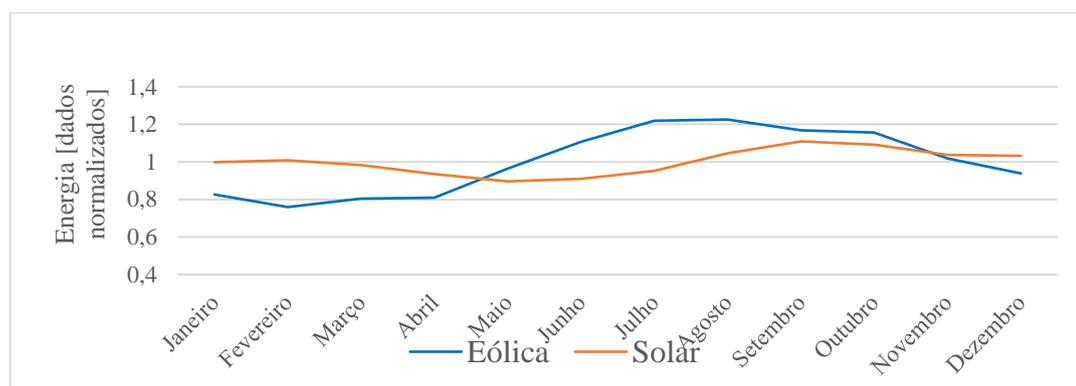
Tabela 49. É possível verificar que, mesmo ainda sendo uma correlação desprezível o perfil de geração da fonte solar é o que mais se aproxima do perfil da carga em comparação as outras composições avaliadas. Na análise do erro médio quadrático da geração das centrais em relação à carga do sistema elétrico (dados normalizados), é possível verificar que a central solar apresenta o menor valor, o que representa uma saída (geração) mais próxima da carga. Também é possível destacar que as centrais híbridas diminuem o erro médio quadrático em relação à central eólica isoladamente.

Figura 103 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Bahia – Cenário Phi control.



Fonte: a autora (2019)

Figura 104 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Bahia – Cenário Phi control.



Fonte: a autora (2019)

Tabela 48 – Análise de percentil - Bahia – período t+35 – Cenário Phi control

	Percentil 80	Percentil 50	Percentil 20
	(P80)	(P50)	(P20)
Central solar	1,06	1,00	0,93
Central eólica	1,18	1,00	0,81
Central híbrida 1	1,14	1,00	0,86
Central híbrida 2	1,15	1,00	0,85
Central híbrida 3	1,16	1,00	0,84
Central híbrida 4	1,17	1,00	0,82

Fonte: a autora (2019)

Tabela 49 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Bahia – período t+35 – Cenário Phi control

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,30	0,05
Carga x Central eólica	-0,07	0,16
Carga x Central híbrida 1	-0,02	0,12
Carga x Central híbrida 2	-0,04	0,13
Carga x Central híbrida 3	-0,05	0,13
Carga x Central híbrida 4	-0,06	0,14

Fonte: a autora (2019)

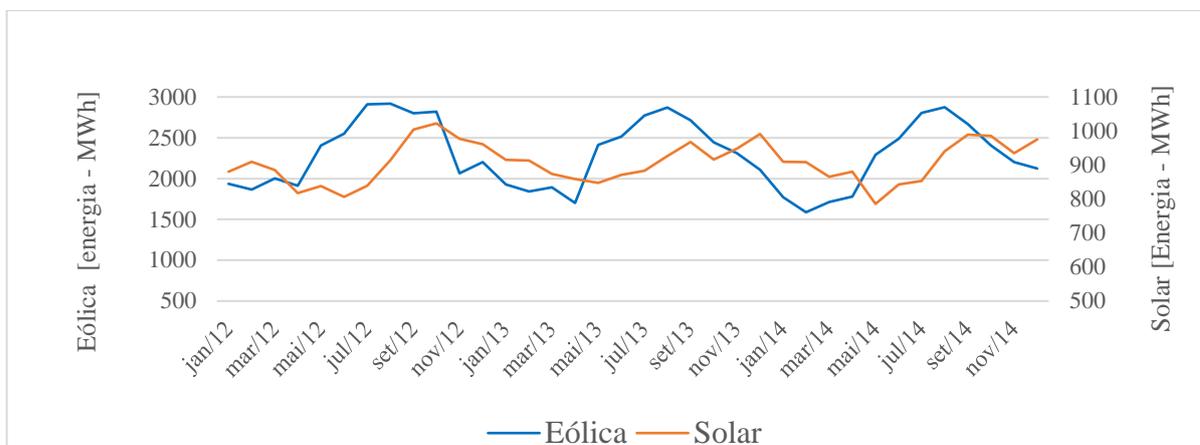
Cenário 1%to2x

Com respeito à abordagem 1, com foco na suavização da saída da central, a Figura 105 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliado do período t+35 do cenário 1%to2x, o coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi 0,19, que representa uma similaridade entre os dados (coeficiente positivo) e uma correlação desprezível. A Figura 106 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica. O coeficiente CIWS para este cenário é 1,31. A Tabela 50 apresenta o resultado da análise de percentil, a composição solar apresenta um percentil 80 menor e o percentil 20 maior, que representa os melhores resultados com dados mais próximos da média.

Sobre a abordagem 2, com foco no atendimento à demanda, os resultados obtidos são apresentados na Fonte: a autora (2019)

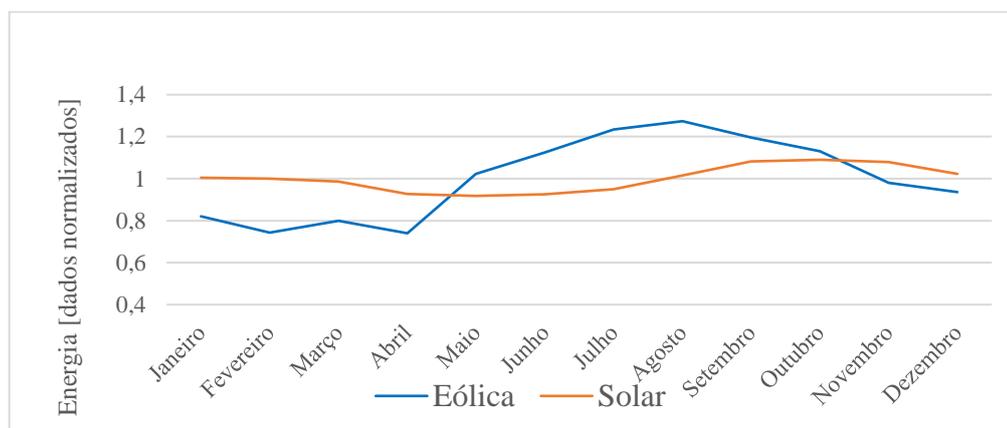
Tabela 51. A configuração que apresenta um coeficiente mais alto e um erro médio absoluto menor é a central solar.

Figura 105 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para a Bahia – Cenário 1%to2x



Fonte: a autora (2019)

Figura 106 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Bahia – Cenário 1%to2x.



Fonte: a autora (2019)

Tabela 50 – Análise de percentil - Bahia – período t+35 – Cenário 1%to2x

	Percentil 80	Percentil 50	Percentil 20
	(P80)	(P50)	(P20)
Central Solar	1,07	1,00	0,93
Central eólica	1,20	1,00	0,79
Central híbrida 1	1,15	1,00	0,85
Central híbrida 2	1,16	1,00	0,83
Central híbrida 3	1,17	1,00	0,82

Central híbrida 4	1,19	1,00	0,81
-------------------	------	------	------

Fonte: a autora (2019)

Tabela 51 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas na Bahia – período t+35 – Cenário 1%to2x

Carga x	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Central Solar	0,39	0,05
Central eólica	-0,10	0,17
Central híbrida 1	-0,05	0,13
Central híbrida 2	-0,06	0,13
Central híbrida 3	-0,07	0,14
Central híbrida 4	-0,08	0,16

Fonte: a autora (2019)

F.3 Comparativos Cenários Phicontrol e 1%to2x - Bahia

A Tabela 52 apresenta um resumo geral da complementaridade na localização avaliada na Bahia, considerando os dois cenários de mudanças climáticas, o Phicontrol e o 1%to2x. Em cada métrica de avaliação, foi acrescentado o valor que apresentou o melhor índice (mais complementar) em relação às outras configurações avaliadas. O comparativo entre os Cenários Phicontrol e 1%to2x mostra que coeficiente de correlação entre as fontes do Cenário 1%to2x é menor que no Cenário Phi control, o que representa fontes menos similares (coeficiente de correlação positivo), o que é bom para a complementaridade com foco na saída suavizada, o que é mostrado pela métrica do coeficiente CIWS, apresentando um valor maior para o cenário 1%to2x em relação ao cenário Phicontrol. Quando a métrica do percentil, a central híbrida 1 (mesma proporção de solar e eólica) apresentou os melhores resultados, quando avaliada a presença de eólica. Porém a central solar é a fonte que apresenta os dados mais estáveis, considerando a métrica do percentil. Em relação a abordagem com foco ao atendimento da demanda, a central solar foi a que apresentou os melhores resultados para as métricas estudadas, nos dois cenário de mudanças climáticas, o Phi control e o 1%to2x. É possível observar que no cenário 1%to2x a similaridade entre a central solar e a demanda é maior (0,39 no cenário 1%to2x e 0,30 no cenário Phicontrol)

Tabela 52 – Resumo Geral complementaridade na localização avaliada na Bahia - Cenário Phicontrol e 1%to2x

Abordagem	Métrica	Cenário Phi control	Cenário 1%to2x
	Coeficiente de correlação entre as fontes	0,27	0,19
Suavização da saída da central	Coeficiente CIWS	1,27	1,31
	Percentil	Central híbrida 1	Central híbrida 1
Atendimento à carga	Coeficiente de correlação entre carga e geração	0,30 (central solar)	0,39 (central solar)
	Erro médio absoluto	0,05 (central solar)	0,05 (central solar)

Fonte: a autora (2019)

APÊNDICE G – CENÁRIOS PHICONTROL E 1%TO2X - PERNAMBUCO

G.1 Validação do Downscaling para o Período t+35

Para verificar a robustez do modelo, foram executados o downscaling estatístico com dois períodos distintos de calibração e validação, apresentados no Apêndice A. A Tabela 53 apresenta os principais estatísticos de análise do downscaling dos cenários para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura. O período 1 foi o que apresentou os melhores estatísticos para velocidade do vento e temperatura, enquanto que para irradiação solar o período 2 foi o que apresentou os melhores resultados.

Tabela 53 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura em Pernambuco no período t+35 – Cenários Phi control e 1%to2x

	Período 1		Período 2	
	Cenário Phi Control	Cenário 1%to2x	Cenário Phi Control	Cenário 1%to2x
	Velocidade do vento		Velocidade do vento	
RMSD [m/s]	0,50	0,40	0,39	0,46
Coefficiente de correlação	0,89	0,95	0,88	0,83
Desvio padrão [%]	70	70	115	109
	Irradiação solar		Irradiação solar	
RMSD [W/m ²]	43	46	36	33
Coefficiente de correlação	0,72	0,65	0,80	0,89
Desvio padrão [%]	70	75	83	58
	Temperatura		Temperatura	
RMSD [°C]	1,00	0,76	1,18	0,80
Coefficiente de correlação	0,81	0,90	0,79	0,88
Desvio padrão [%]	100	106	88	100

Fonte: a autora (2019)

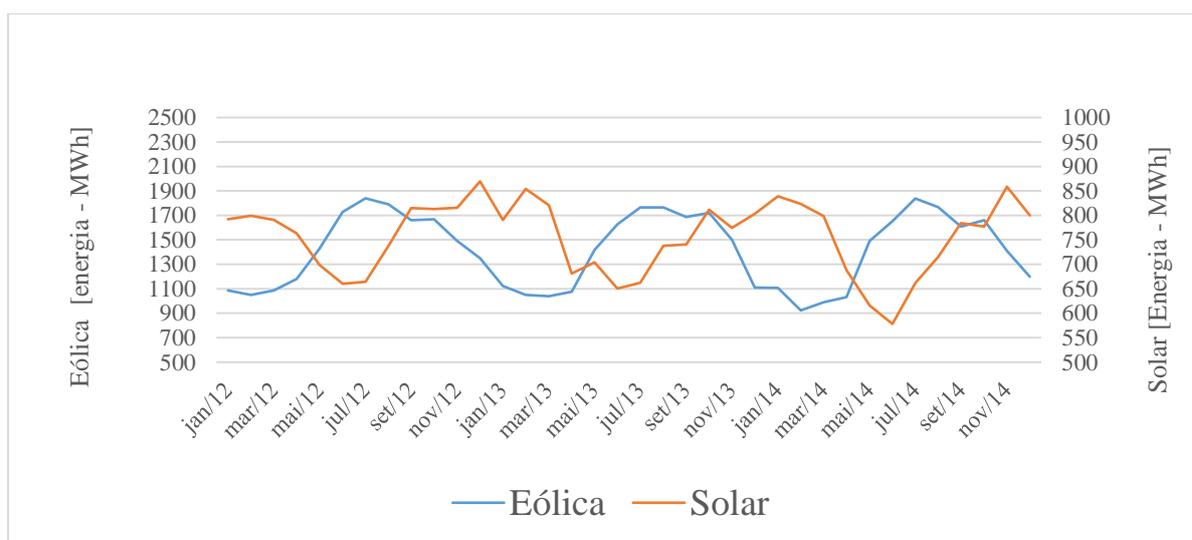
G.2 Complementaridade em Pernambuco no Período t+35 – Cenários Phicontrol e 1%to2x

Cenário Phi control

A Figura 107 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados do período t+35 do cenário 1. O coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi -0,34, que representa uma correlação fraca, porém negativa, o que é positivo para complementaridade visto há uma tendência da produção de uma fonte aumentar enquanto a outra diminui. A Figura 108 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica. O coeficiente CIWS calculado foi 2,28. A Tabela 54 apresenta o resultado da análise de percentil, neste caso a Central Eólica apresenta os melhores resultados, por apresentar um percentil 50 maior.

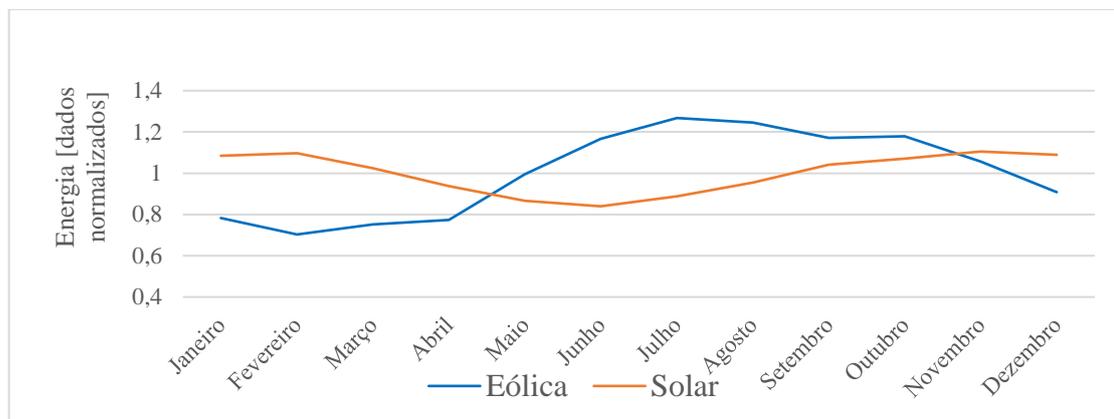
Na análise do coeficiente de correlação entre a saída das centrais eólica, solar e híbrida com a carga do sistema elétrico os resultados obtidos são apresentados na Tabela 55. A fonte solar é a que possui o maior coeficiente de correlação em relação à carga. Na mesma tabela é possível verificar os dados de erro médio quadrático da geração das centrais em relação à carga do sistema elétrico.

Figura 107 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para Pernambuco – Phi control



Fonte: a autora (2019)

Figura 108 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Pernambuco – Phi control.



Fonte: a autora (2019)

Tabela 54 – Análise de percentil - Pernambuco – período t+35 – Phi control

	Percentil 80 (P80)	Percentil 50 (P50)	Percentil 20 (P20)
Central solar	1,09	1,02	0,89
Central eólica	1,21	1,04	0,77
Central híbrida 1	1,13	1,02	0,86
Central híbrida 2	1,14	1,03	0,84
Central híbrida 3	1,16	1,03	0,82
Central híbrida 4	1,18	1,03	0,80

Fonte: a autora (2019)

Tabela 55 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas em Pernambuco – período t+35 – Phi control

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,39	0,07
Carga x Central eólica	-0,09	0,19
Carga x Central híbrida 1	0,01	0,12
Carga x Central híbrida 2	-0,02	0,13
Carga x Central híbrida 3	-0,04	0,15
Carga x Central híbrida 4	-0,07	0,16

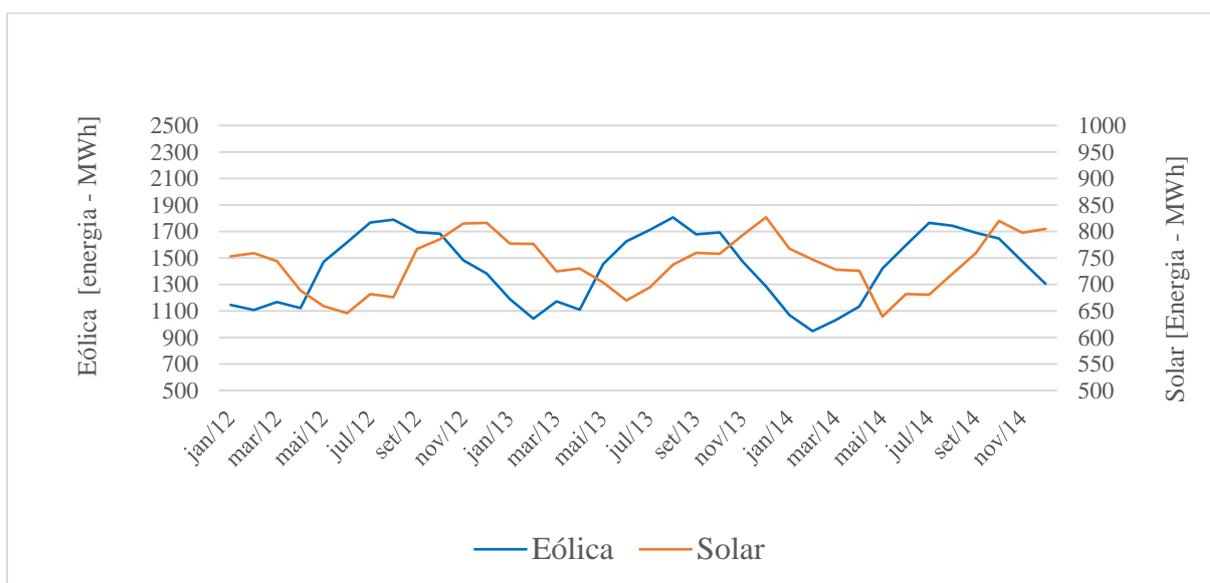
Fonte: a autora (2019)

A Figura 109 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliado do período t+35 do Cenário 1%to2x. O coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi -0,23, que representa uma correlação desprezível, porém o fato de ser negativa auxilia para uma saída mais suavizada de uma central híbrida. A Figura 110 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica. O coeficiente CIWS para este cenário é 1,67. A Fonte: a autora (2019)

Tabela 56 apresenta o resultado da análise de percentil. A composição eólica apresenta um percentil 50 maior, que representa os melhores resultados com dados mais próximos da média.

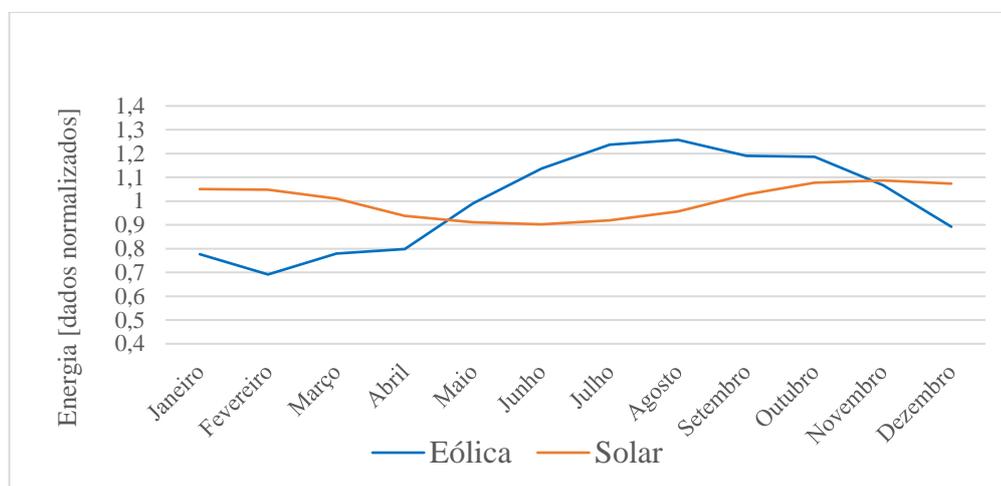
Foi realizada também análise do coeficiente de correlação entre a saída das centrais eólica, solar e híbrida com a carga do sistema elétrico. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 57. A central solar apresenta uma similaridade maior com a carga do sistema. As centrais híbridas 1 e 2 apresentam uma melhoria em relação aos dados obtidos para eólica. Os dados de erro médio quadrático também são melhores para a central solar. Todas composições de centrais híbridas melhoram os dados da central eólica.

Figura 109 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para Pernambuco – Cenário 1%to2x



Fonte: a autora (2019)

Figura 110 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para a Pernambuco – Cenário 1%to2x.



Fonte: a autora (2019)

Tabela 56 – Análise de percentil - Pernambuco – período t+35 – Cenário 1%to2x

Carga x	Percentil 80	Percentil 50	Percentil 20
	(P80)	(P50)	(P20)
Central Solar	1,07	1,00	0,92
Central eólica	1,20	1,04	0,77
Central híbrida 1	1,14	1,02	0,85
Central híbrida 2	1,15	1,02	0,84
Central híbrida 3	1,16	1,02	0,83
Central híbrida 4	1,18	1,03	0,80

Fonte: a autora (2019)

Tabela 57 – Coeficiente de correlação e Erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas em Pernambuco – período t+35 – Cenário 1%to2x

Carga x	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Central Solar	0,48	0,05
Central eólica	-0,05	0,18
Central híbrida 1	0,03	0,12
Central híbrida 2	0,01	0,13

Central híbrida 3	-0,01	0,15
Central híbrida 4	-0,03	0,16

Fonte: a autora (2019)

G.3 Comparativos Cenários Phicontrol e 1%to2x - Pernambuco

A Tabela 58 apresenta um resumo geral da complementaridade em Pernambuco, considerando dois cenários de mudanças climáticas, o Phi control e o 1%to2x . Em cada métrica de avaliação, foi acrescentado o valor que apresentou o melhor índice (mais complementar) em relação às outras configurações avaliadas. É possível observar, na abordagem com objetivo de suavização da carga, que o cenário 1%to2x diminui a complementaridade entre as fontes em relação ao cenário Phicontrol, com a redução do coeficiente de correlação (-0,34 para Phi control e -0,23 para 1%to2x) e a redução do CIWS (2,28 para Phi control e 1,67 para 1%to2x). A métrica percentil, indica a central eólica como sendo a mais complementar, nos dois cenários. Na abordagem com foco ao atendimento a demanda, o Cenário 1%to2x aumenta (0,39 para 0,48, o coeficiente de correlação) a similaridade encontrada entre a Central solar e a demanda.

Tabela 58 – Resumo Geral complementaridade em Pernambuco – Cenário Phicontrol e 1%to2x

Abordagem	Métrica	Cenário Phi control	Cenário 1%to2x
	Coefficiente de correlação entre as fontes	-0,34	-0,23
Suavização da saída da central	Coefficiente CIWS	2,28	1,67
	Percentil	Central eólica	Central eólica
Atendimento à carga	Coefficiente de correlação entre carga e geração	0,39 (Central solar)	0,48 (central solar)
	Erro médio absoluto	0,07 (central solar)	0,05 (central solar)

Fonte: a autora (2019)

APÊNDICE H – CENÁRIOS PHICONTROL E 1%TO2X – RIO GRANDE DO NORTE

H.1 Validação do Downscaling para o Período t+35

Para verificar a robustez do modelo, foram executados o downscaling estatístico com dois períodos distintos de calibração e validação, apresentados no Apêndice B. A Tabela 59 apresenta os principais estatísticos de análise do downscaling dos três cenários para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura. O desvio padrão apresentado é relativo à comparação com o desvio padrão dos dados observacionais. O período 2 foi o que apresentou os melhores estatísticos e será usado para os estudos para velocidade do vento e irradiação solar. Para temperatura o período 1 foi o que apresentou os melhores estatísticos para o Cenário Phicontrol e o período 2 para o Cenário 1%to2x

Tabela 59 – Estatísticos para comparação dos diferentes períodos de validação/calibração para velocidade do vento, irradiação solar e temperatura no Rio Grande do Norte no período t+35 – Cenários Phi control e 1%to2x

	Período 1		Período 2	
	Cenário Phi Control	Cenário 1%to2x	Cenário Phi Control	Cenário 1%to2x
	Velocidade do vento		Velocidade do vento	
RMSD [m/s]	1,00	1,15	0,88	0,88
Coefficiente de correlação	0,6	0,48	0,64	0,65
Desvio padrão [%]	56	66	64	70
	Irradiação solar		Irradiação solar	
RMSD [W/m ²]	48	43	43	42
Coefficiente de correlação	0,5	0,28	0,53	0,58
Desvio padrão [%]	77	77	60	60
	Temperatura		Temperatura	
RMSD [°C]	0,50	0,51	0,54	0,48

Coeficiente de correlação	0,40	0,48	0,38	0,50
Desvio padrão [%]	43	65	64	37

Fonte: a autora (2019)

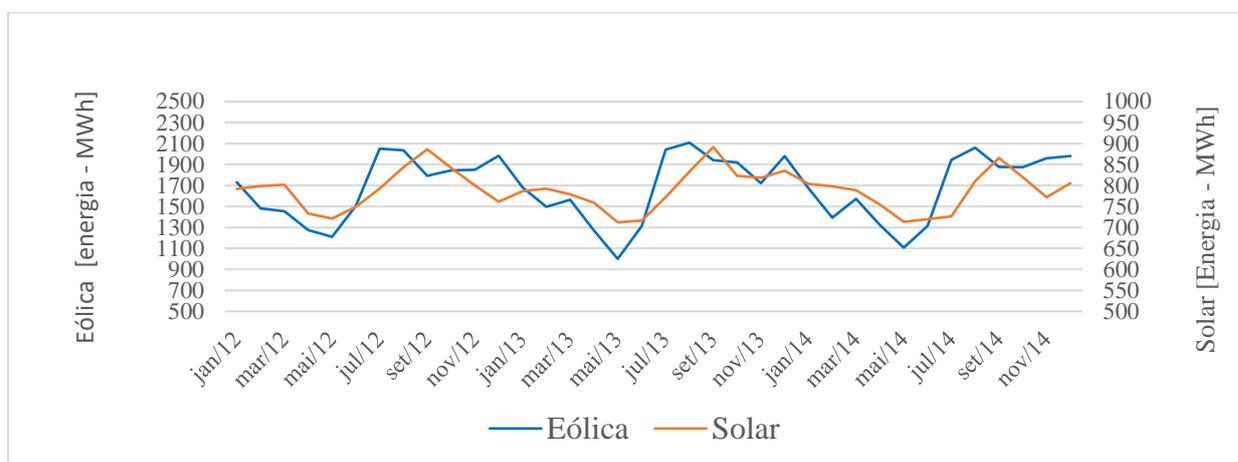
H.2 Complementaridade no Rio Grande do Norte no período t+35 - Cenários Phicontrol e 1%to2x

Cenário Phicontrol

A Figura 111 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliado do período t+35 do Cenário Phicontrol. O coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi 0,65, que representa uma correlação moderada, porém positiva, que representa que os dois recursos aumentam/diminuem produção ao mesmo tempo, o que não auxilia para uma geração mais estável. A Figura 112 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica. O coeficiente CIWS calculado foi 0,67. A Tabela 60 apresenta o resultado da análise de percentil, a composição híbrida 1 apresenta um percentil 80 menor e percentil 20 maior que os encontrados na configuração eólica. A composição eólica apresenta um percentil 50 maior, que representa mais dados próximos da média (saída mais constante). Os resultados para análise do coeficiente de correlação entre a saída das centrais eólica, solar e híbrida com a carga do sistema elétrico obtidos são apresentados na Fonte: a autora (2019)

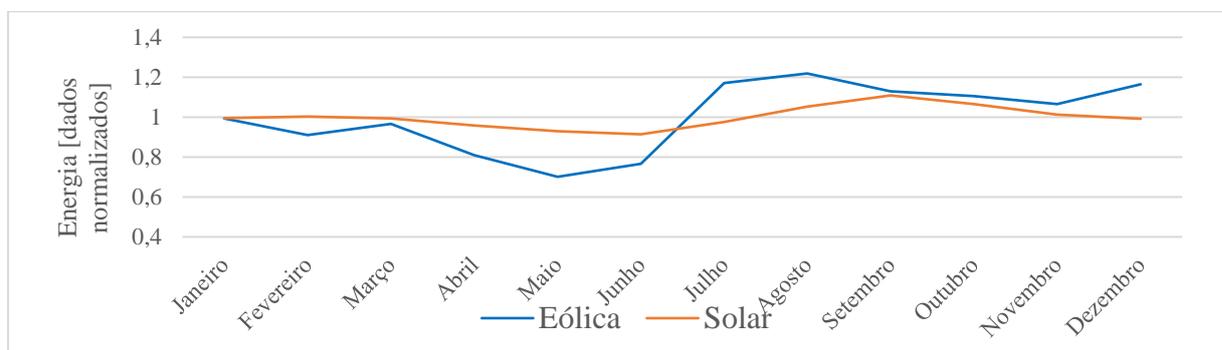
Tabela 61. É possível verificar que, mesmo ainda sendo uma correlação desprezível a o perfil de geração da fonte eólica é o que mais se aproxima do perfil da carga. Na análise do erro médio quadrático da geração das Centrais em relação à carga do sistema elétrico (dados normalizados), é possível verificar que a central solar apresenta o menor valor, o que representa uma saída (geração) mais próxima da carga.

Figura 111 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para o Rio Grande do Norte – Cenário Phicontrol.



Fonte: a autora (2019)

Figura 112 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para o Rio Grande do Norte – Cenário Phicontrol.



Fonte: a autora (2019)

Tabela 60 – Análise de percentil - Rio Grande do Norte – período t+35 – Cenário Phicontrol

	Percentil 80	Percentil 50	Percentil 20
	Percentil 80	Percentil 50	Percentil 20
	(P80)	(P50)	(P20)
Central Solar	1,05	0,99	0,95
Central eólica	1,16	1,03	0,83
Central híbrida 1	1,12	1,02	0,86
Central híbrida 2	1,13	1,02	0,86

Central híbrida 3	1,14	1,03	0,85
Central híbrida 4	1,15	1,03	0,84

Fonte: a autora (2019)

Tabela 61 - Coeficiente de correlação e erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas no Rio Grande do Norte – período t+35 – Cenário Phicontrol

	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Carga x Central solar	0,20	0,05
Carga x Central eólica	0,27	0,13
Carga x Central híbrida 1	0,27	0,10
Carga x Central híbrida 2	0,27	0,10
Carga x Central híbrida 3	0,27	0,11
Carga x Central híbrida 4	0,27	0,12

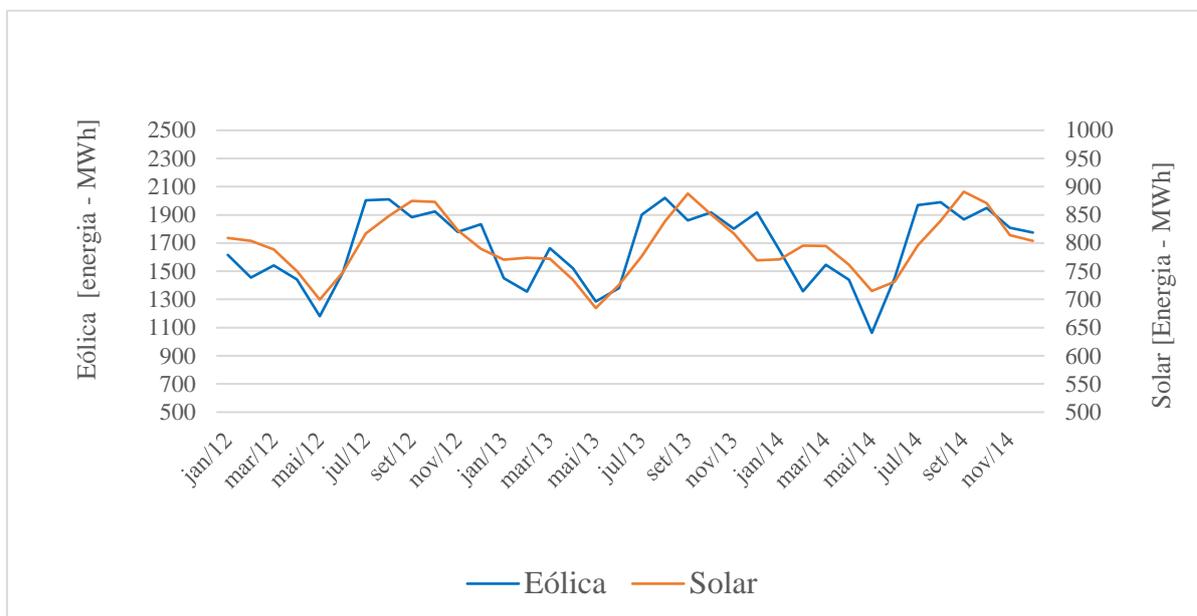
Fonte: a autora (2019)

Cenário 1%to2x

A Figura 113 apresenta o perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliado do período t+35 do Cenário 1%to2x. O coeficiente de correlação entre as duas séries de dados (35 anos) foi 0,71, que representa uma correlação forte e positiva. A Figura 114 apresenta os dados mensais médios normalizados de 35 anos de geração de energia das fontes solar e eólica. O coeficiente CIWS para este cenário é 0,37. A Tabela 62 apresenta o resultado da análise de percentil, a composição eólica apresenta um percentil 50 maior, que representa os melhores resultados com dados mais próximos da média.

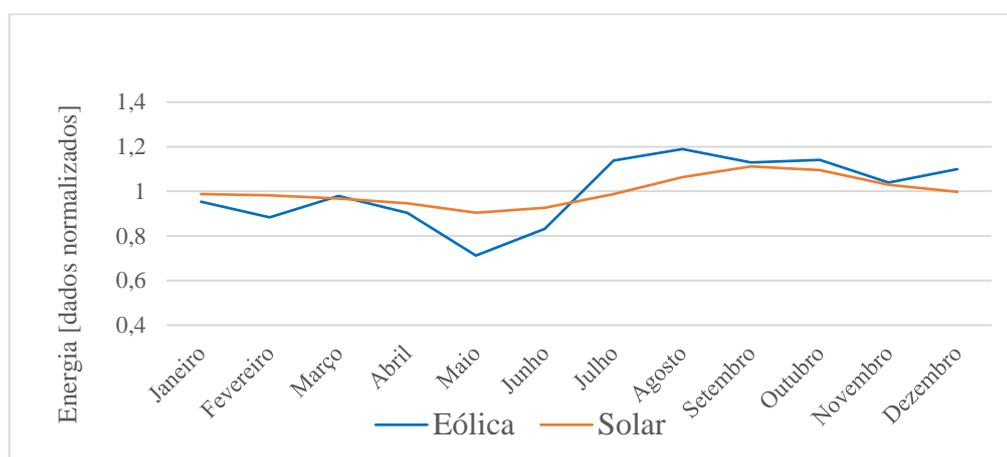
Os resultados obtidos para a análise do coeficiente de correlação entre a saída das centrais eólica, solar e híbrida com a carga do sistema elétrico são apresentados na Tabela 63. Observa-se que as composições híbridas diminuem o coeficiente de correlação entre a geração e a carga do sistema em relação a central eólica. A configuração que apresenta um coeficiente mais alto é a central eólica. Na análise do erro médio absoluto da geração das Centrais em relação a carga do sistema elétrico (dados normalizados), é possível observar que a central solar apresenta o menor valor, o que representa uma saída (geração) mais próxima da carga.

Figura 113 – Perfil mensal de geração de energia das fontes solar e eólica nos três primeiros anos avaliados para o Rio Grande do Norte – Cenário 1%to2x



Fonte: a autora (2019)

Figura 114 – Perfil anual de geração de energia normalizado de energia solar e eólica, média dos 35 anos (t+35), para o Rio Grande do Norte – Cenário 1%to2x.



Fonte: a autora (2019)

Tabela 62 – Análise de percentil - Rio Grande do Norte – período t+35 – Cenário 1%to2x

Carga x	Percentil 80 (P80)	Percentil 50 (P50)	Percentil 20 (P20)
Central Solar	1,07	0,99	0,94
Central eólica	1,14	1,02	0,87
Central híbrida 1	1,12	1,01	0,89
Central híbrida 2	1,12	1,01	0,89
Central híbrida 3	1,13	1,01	0,89
Central híbrida 4	1,13	1,01	0,88

Fonte: a autora (2019)

Tabela 63 – Coeficiente de correlação e erro médio absoluto entre a carga do sistema e as configurações avaliadas no Rio Grande do Norte – período t+35 – Cenário 1%to2x

Carga x	Coeficiente de correlação	Erro médio absoluto
Central Solar	0,21	0,05
Central eólica	0,28	0,11
Central híbrida 1	0,27	0,09
Central híbrida 2	0,27	0,09
Central híbrida 3	0,27	0,10
Central híbrida 4	0,27	0,10

Fonte: a autora (2019)

H.3 Comparativos Cenários Phicontrol e 1%to2x - Rio Grande do Norte

A Tabela 64 apresenta um resumo geral da complementaridade no Rio Grande do Norte, considerando os dois cenários de mudanças climáticas (Phi control e 1%to2x). Em cada métrica de avaliação, foi acrescentado o valor que apresentou o melhor índice (mais complementar) em relação às outras configurações avaliadas. O comparativo entre os resultados encontrados no Cenário Phicontrol e no Cenário 1%to2x é interessante por mostrar o impacto do aumento de CO₂ na complementaridade entre as fontes, considerando que no Cenário Phicontrol todas as variáveis são mantidas em níveis pré-industriais, enquanto que no Cenário 1%to2x o mesmo ocorre com a diferença do aumento da concentração de CO₂. Isso também

impacta na complementaridade dos recursos, o coeficiente de correlação entre as fontes do Cenário 1%to2x é maior que no Cenário Phicontrol, o que representa fontes mais similares, e consequentemente um coeficiente CIWS menor. A análise em comparação com a demanda foi pouco alterada nos dois Cenários.

Tabela 64 – Resumo Geral complementaridade no Rio Grande do Norte - Cenário Phicontrol e 1%to2x

Abordagem	Métrica	Cenário Phi control	Cenário 1%to2x
	Coeficiente de correlação entre as fontes	0,65	0,71
Suavização da saída da central	Coeficiente CIWS	0,67	0,37
	Percentil	Central eólica	Central eólica
Atendimento à carga	Coeficiente de correlação entre carga e geração	0,27 (Central eólica)	0,27 (central eólica)
	Erro médio absoluto	0,05 (Central solar)	0,05 (central solar)

Fonte: a autora (2019)