

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA
AVALIAÇÃO DE COMPLEMENTARIEDADE DE
GERAÇÃO HIDRÁULICA, SOLAR E EÓLICA EM
BACIAS HIDROGRÁFICAS BRASILEIRAS**

CAMILA DE OLIVEIRA DIAS

UBERLÂNDIA

2025

CAMILA DE OLIVEIRA DIAS

**PROPOSTA DE METODOLOGIA PARA
AVALIAÇÃO DE COMPLEMENTARIEDADE DE
GERAÇÃO HIDRÁULICA, SOLAR E EÓLICA EM
BACIAS HIDROGRÁFICAS BRASILEIRAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como requisito parcial para a obtenção do título de Doutora em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador: Dr. Ivan Nunes Santos

UBERLÂNDIA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

D541p
2025

Dias, Camila de Oliveira, 1993-
Proposta de metodologia para avaliação de complementariedade de
geração hidráulica, solar e eólica em bacias hidrográficas brasileiras
[recurso eletrônico] / Camila de Oliveira Dias. - 2025.

Orientador: Ivan Nunes Santos.
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de
Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Modo de acesso: Internet.
Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.te.2025.5528>
Inclui bibliografia.
Inclui ilustrações.

1. Engenharia Elétrica. 2. Energia - Fontes alternativas. 3.
Usinas hidrelétricas. 4. Bacias hidrográficas - Brasil. 5. Energia eólica. I.
Santos, Ivan Nunes, 1979-, (Orient.). II. Universidade Federal de
Uberlândia. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica. III.
Título.

CDU: 621.3

FOLHA DE APROVAÇÃO

Camila de Oliveira Dias

Proposta de metodologia para avaliação de complementariedade de geração hidráulica, solar e eólica nas bacias hidrográficas brasileiras

Presidente da banca (orientador): Prof. Dr. Ivan Nunes Santos

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para a obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Titular: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki

Instituição: Universidade Federal do Paraná

Titular: Prof. Dr. Elder Vicente de Paulo Sobrinho

Instituição: Universidade Federal do Triângulo Mineiro

Titular: Prof. Dr. Fabrício Augusto Matheus Moura

Instituição: Universidade Federal de Uberlândia

Titular: Prof. Dra. Jaqueline Oliveira Rezende

Instituição: Instituto Federal de Goiás



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Tese de Doutorado, 353, PPGEELT				
Data:	Cinco de setembro de dois mil e vinte e cinco	Hora de início:	14h10	Hora de encerramento:	17h30
Matrícula do Discente:	12013EEL007				
Nome do Discente:	Camila de Oliveira Dias				
Título do Trabalho:	Proposta de metodologia para avaliação de complementariedade de geração hidráulica, solar e eólica em bacias hidrográficas brasileiras				
Área de concentração:	Sistemas de Energia Elétrica				
Linha de pesquisa:	Sistemas Elétricos de Potência				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Ivan Nunes Santos. Título do projeto: Desenvolvimento de ferramentas para otimização do planejamento da operação no contexto da complementariedade de fontes renováveis, hibridização e emprego de SAEs. Vigência do projeto: 01/02/2020 - atual.				

Reuniu-se, através de videoconferência, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta:

Doutores: Fabrício Augusto Matheus Moura (UFU), Alexandre Rasi Aoki (UFPR), Elder Vicente de Paulo Sobrinho (UFTM), Jaqueline Oliveira Rezende (IFG) e Ivan Nunes Santos, orientador da discente.

Iniciando os trabalhos, o presidente da mesa, Dr. Ivan Nunes Santos, apresentou a Comissão Examinadora e a candidata, agradeceu a presença do público, e concedeu à discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação da discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir, o senhor presidente concedeu a palavra, sucessivamente, aos examinadores, que passaram a arguir a candidata. Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando a candidata:

APROVADA.

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor. O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar, foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que, após lida e achada conforme, foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Aoki, Usuário Externo**, em 05/09/2025, às 17:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Elder Vicente de Paulo Sobrinho, Usuário Externo**, em 05/09/2025, às 17:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 05/09/2025, às 17:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fabricio Augusto Matheus Moura, Professor(a) do Magistério Superior**, em 05/09/2025, às 17:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Jaqueline Oliveira Rezende, Usuário Externo**, em 05/09/2025, às 17:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **6658398** e o código CRC **65113710**.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em primeiro lugar, a Deus, a Nossa Senhora e a Jesus, por me abençoarem e protegerem sempre, como faço todos os dias em minhas orações.

Aos meus pais, Aralice e Francisco, pelos valores que me ensinaram e pelo apoio em cada fase da minha vida. À minha irmã, Laura, pela parceria e carinho ao longo dessa caminhada.

Ao meu esposo, Mateus, por estar ao meu lado em todos os momentos, compartilhando alegrias e desafios, sendo meu apoio, suporte e incentivo constante.

Ao meu filho, Bento, por me dar o prazer de gestá-lo na reta final deste trabalho e por me dar forças para seguir em frente simplesmente pelo fato de existir e me fazer sentir um amor inexplicável.

Ao meu orientador, Professor Ivan Nunes Santos, por sua amizade, dedicação, compreensão e pelos ensinamentos que foram fundamentais para a realização deste trabalho. E aos demais professores, cujas contribuições enriqueceram significativamente o conteúdo da pesquisa ao longo dessa jornada.

Aos colegas do Laboratório de Qualidade da Energia Elétrica da UFU (LabQEE) e da MAB Engenharia pela companhia, empatia e torcida.

Ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEELT) e à Universidade Federal de Uberlândia (UFU) pela oportunidade.

Ao CNPq pelo financiamento que possibilitou a realização deste trabalho.

A todos que, de alguma forma, contribuíram para a concretização deste trabalho, meu sincero agradecimento.

*“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu,
mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê. ”*
(Arthur Schopenhauer)

RESUMO

A hibridização de usinas é uma estratégia eficaz para mitigar a variação característica de fontes renováveis, como eólica e fotovoltaica, otimizando o uso dos recursos naturais por meio da complementariedade entre elas. O conhecimento das características regionais facilita a escolha de locais com maior potencial, viabilizando instalações estratégicas e investimentos direcionados. A literatura sobre complementariedade no Brasil, embora extensa, frequentemente se restringe à análise de duas fontes e carece de justificativas robustas e análises estatísticas que sustentem as metodologias empregadas. Nesse contexto, este trabalho propõe uma metodologia para quantificar a complementariedade natural em bacias hidrográficas brasileiras, considerando as combinações hidráulica–eólica, hidráulica–fotovoltaica e fotovoltaica–eólica. A abordagem utiliza coeficientes de correlação consolidados, com testes estatísticos para avaliar a distribuição dos dados e selecionar o coeficiente adequado, além da Análise de Tendências Inovadora, um método moderno comumente aplicado à investigação de questões meteorológicas, o que enriquece a análise dos resultados ao identificar a existência de tendências de crescimento ou decréscimo. Dados de radiação solar e velocidade do vento, obtidos de estações meteorológicas, são processados em Python para estimar a energia gerada e calcular sua correlação com a Energia Natural Afluente, após testes de consistência, distribuição e detecção de outliers. A principal limitação foi a baixa qualidade dos dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), que reforçou a necessidade de tratamento rigoroso dos dados. O coeficiente de Pearson não foi aplicado, pois nenhuma bacia atendeu aos pressupostos exigidos, evidenciando a relevância de uma metodologia que contemple tais critérios e utilize alternativas, como os coeficientes de Kendall e Spearman. A aplicação em seis bacias hidrográficas brasileiras, considerando intervalos mensais entre 2015 e 2024, evidenciou a utilidade da metodologia. A bacia do Tietê apresentou a maior complementariedade entre hidráulica e fotovoltaica, enquanto a do Jacuí foi a única a mostrar complementariedade entre as três combinações em diversos meses; nas demais, predominou a correlação positiva em pelo menos uma delas.

Palavras-chave: Coeficientes de correlação; Complementariedade; Fontes Renováveis; Hibridização.

ABSTRACT

The hybridization of power plants constitutes an effective strategy to mitigate the variability of renewable sources such as wind and photovoltaic, thereby optimizing the utilization of natural resources through their complementarity. A thorough understanding of regional characteristics facilitates the identification of areas with greater potential, enabling strategic deployment and more efficient allocation of investments. Although the literature on complementarity in Brazil is relatively extensive, it remains predominantly limited to the assessment of two sources and often lacks robust justifications and statistical analyses to substantiate the methodologies adopted. Within this context, the present study proposes a comprehensive methodology to quantify natural complementarity in Brazilian river basins, considering the combinations of hydro–wind, hydro–photovoltaic, and photovoltaic–wind. The approach employs correlation coefficients well established in the literature, complemented by statistical tests to evaluate data distribution and select the most appropriate measure, in addition to the Innovative Trend Analysis with significance testing, a modern technique widely applied in meteorological studies that enhances the results by detecting growth or decline trends. Solar radiation and wind speed data, obtained from meteorological stations, were processed in Python to estimate energy generation and to calculate its correlation with Natural Energy Inflow, following consistency verification, distributional analysis, and outlier detection. The principal limitation encountered concerned the low quality of data provided by the Brazilian National Institute of Meteorology (INMET), which underscored the importance of rigorous preprocessing. The Pearson coefficient was not employed, as none of the basins satisfied the required assumptions, thereby reinforcing the relevance of a methodology that verifies such criteria and adopts alternatives such as the Kendall and Spearman coefficients. The application to six Brazilian river basins, considering monthly intervals between 2015 and 2024, demonstrated the effectiveness of the proposed methodology. The Tietê basin exhibited the highest complementarity between hydro and photovoltaic, whereas the Jacuí basin was the only one to present complementarity among all three source combinations in several months; in the remaining basins, positive correlation predominated in at least one of the combinations.

Keywords: Complementarity; Correlation Coefficients; Hybridization; Renewable Energy Sources.

SUMÁRIO

1. Introdução	20
1.1. Evolução do Tópico de complementariedade de fontes	23
1.2. Contextualização e Revisão bibliográfica.....	25
1.3. Objetivos da pesquisa	34
1.4. Estrutura do documento	35
2. Fundamentação teórica acerca da complementariedade de fontes e conceitos correlatos.....	37
2.1. Complementariedade de fontes.....	37
2.1.1. Coeficiente de Pearson (ρ)	42
2.1.2. Coeficiente de Spearman (ρ_s)	43
2.1.3. Coeficiente de Kendall (τ)	44
2.1.4. Índice de complementariedade temporal	45
2.1.5. Outras metodologias	47
2.1.6. Análise de tendência inovadora (ITA).....	48
2.2. Divisão do sistema elétrico brasileiro	50
2.3. Planejamento do sistema elétrico brasileiro.....	53
2.1. Considerações finais	56
3. Metodologia desenvolvida para avaliação de complementariedade de gerações hidráulica, solar e eólica.....	58
3.1. Aquisição dos dados	58
3.1.1. Dados das bacias hidrográficas	59
3.1.2. Dados meteorológicos.....	61
3.2. Adequação e tratamento dos dados.....	62
3.2.1. Número de medições e dados horários	63
3.2.2. Consistência dos dados	64
3.3. Estimativa de geração eólica.....	72
3.4. Estimativa de geração solar fotovoltaica	74
3.5. Estratégia para avaliação da complementariedade	74
3.6. Considerações finais	78
4. Avaliação da complementariedade em distintas bacias hidrográficas brasileiras.....	79

4.1.	Bacia hidrográfica Tietê.....	79
4.2.	Bacia hidrográfica Capivari	87
4.3.	Bacia hidrográfica Jacuí.....	92
4.4.	Bacia hidrográfica Mucuri	99
4.5.	Bacia hidrográfica Parnaíba.....	105
4.6.	Bacia hidrográfica Paraguai	112
4.7.	Discussões.....	119
5.	Conclusões	121
	Referências.....	123
	Apêndice A – Informações das bacias hidrográficas	142
	Apêndice B – Código implementado no Python.....	173

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localidades analisadas pela EPE	29
Figura 2 - Médias horárias dos recursos eólico e solar para os locais estudados	30
Figura 3 – Gráficos de dispersão	41
Figura 4 – Mapas de correlação hidráulica-eólica.....	44
Figura 5 – Exemplo de visualização do método ITA	49
Figura 6 – Mapa das UHEs no Brasil	54
Figura 7 – Fluxograma de tratamento dos dados.....	63
Figura 8 – Representação do ângulo zenital.....	67
Figura 9 – Processo de cálculo de correlação e aplicação da ITA	75
Figura 10 – Boxplot dos dados de irradiância por hora em 2020.....	80
Figura 11 – Boxplot dos dados de velocidade do vento por hora em 2020.....	81
Figura 12 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.....	81
Figura 13 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.....	82
Figura 14 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.....	82
Figura 15 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.....	83
Figura 16 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.....	83
Figura 17 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	84
Figura 18 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	84
Figura 19 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	85
Figura 20 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	85
Figura 21 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	86

Figura 22 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	88
Figura 23 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	88
Figura 24 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	89
Figura 25 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	89
Figura 26 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	90
Figura 27 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	90
Figura 28 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	91
Figura 29 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	91
Figura 30 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	93
Figura 31 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	93
Figura 32 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	94
Figura 33 – Média mensal normalizada dos recursos hidráulico e solar na bacia Jacuí em 2019.	95
Figura 34 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	95
Figura 35 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	96
Figura 36 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	96
Figura 37 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	97
Figura 38 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	97

Figura 39 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	98
Figura 40 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	98
Figura 41 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	100
Figura 42 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	100
Figura 43 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	101
Figura 44 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	101
Figura 45 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	102
Figura 46 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	102
Figura 47 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	103
Figura 48 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	103
Figura 49 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	104
Figura 50 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	104
Figura 51 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	106
Figura 52 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	107
Figura 53 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	107
Figura 54 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	108
Figura 55 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	108

Figura 56 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	109
Figura 57 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	109
Figura 58 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	110
Figura 59 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	110
Figura 60 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	111
Figura 61 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	113
Figura 62 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	113
Figura 63 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	114
Figura 64 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	114
Figura 65 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.	115
Figura 66 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	115
Figura 67 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	116
Figura 68 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	116
Figura 69 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	117
Figura 70 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.	117

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Análises de complementariedade realizadas em diversas localidades no mundo ...	25
Tabela 2 – Interpretação dos valores do coeficiente de correlação linear	40
Tabela 3 – Bacias Hidrográficas.....	51
Tabela 4 – Parâmetros utilizados na estimativa da potência eólica gerada	73
Tabela 5 - Interpretação dos valores dos coeficientes de correlação.....	77
Tabela 6 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Tietê.	86
Tabela 7 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Capivari.....	92
Tabela 8 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Jacuí.	99
Tabela 9 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Mucuri.....	105
Tabela 10 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Parnaíba.	111
Tabela 11 – Média mensal dos coeficientes calculados para a bacia Paraguaçu	118
Tabela 12 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Paraguaçu.....	118

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACC	Análise de Correlação Canônica
ANA	Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BSRN	<i>Baseline Surface Radiation Network</i>
CGH	Central Geradora Híbrida
CNRH	Conselho Nacional de Recursos Hídricos
CO	Centro-Oeste
CSV	Valores Separados por Vírgulas
DCCA	<i>Detrended cross-correlation analysis</i>
DHN	Divisão Hidrográfica Nacional
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DPG	<i>Daily Physical Guarantee</i>
EC	Energia Controlável
EFIO	Energia Fio d'água
EMA	Estação Meteorológica Automática
ENA	Energia Natural Afluenta
EOL	Geração Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Geração Fotovoltaica
HIDR	Geração Hidráulica
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INDE	Infraestrutura Nacional de Dados Espaciais
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
ITA	<i>Innovative Trend Analysis</i>
K-S	Kolmogorov-Smirnov
N	Norte
NaN	<i>Not a Number</i>
NE	Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
RECAI	<i>Renewable Energy Country Attractiveness Index</i>

REE	Reservatório Equivalente de Energia
S	Sul
SE	Sudeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNIRH	Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos
UHE	Usina Hidrelétrica
UTC	Tempo Universal Coordenado
VRES	Fontes de Energia Renováveis Variáveis

1. INTRODUÇÃO

Diante da crescente adoção de fontes renováveis para geração de energia, impulsionada pela necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, destacam-se desafios e limitações inerentes a esses processos. Alguns exemplos incluem o alto custo de implementação do empreendimento, a reduzida eficiência [1] e a variação natural em casos como solar, eólica e ondas do mar devido à dependência de condições meteorológicas [2]. A fim de mitigar essa variação natural e superar tal desafio, verificam-se algumas alternativas que podem ser aplicadas, tais como: a utilização de armazenadores de energia, a interconexão de geradores geograficamente distribuídos, o gerenciamento estratégico do despacho de carga, a conexão de veículos elétricos como fontes distribuídas, especialmente, em micro redes, o emprego de fontes com alto nível de complementariedade, bem como, processos de hibridização de usinas [3]–[5].

Uma Central Geradora Híbrida (CGH), de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pode ser conceituada como “instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, com medições distintas por tecnologia de geração ou não, objeto de outorga única” [6]. E sua operação está fundamentada na complementariedade natural existente entre fontes renováveis [2]. Ao combinar diferentes fontes de energia renováveis, os benefícios não se restringem aos grandes sistemas interconectados. Em alguns cenários, é possível, além de minimizar a flutuação na geração de energia, reduzir capacidade de armazenadores de energia [7].

No âmbito da hibridização, a complementariedade, ou complementaridade, pode ser compreendida como a capacidade de uma ou mais fontes apresentarem disponibilidades energéticas que se complementam, seja no tempo, seja no espaço ou em ambos. De forma que a potência gerada por uma fonte complementa a de outra e a soma das duas é capaz de suprir a demanda da carga conectada. A complementariedade temporal é característica de dois ou mais tipos de fontes que se complementam ao longo do tempo em uma mesma região. Ou seja, no caso de duas fontes, a disponibilidade mínima de uma coincide com a disponibilidade máxima da outra, o que complementa a oferta global de energia e pode ser melhor aproveitado com o uso de sistemas híbridos [2], [8]–[10]. Já a complementariedade espacial se refere à complementariedade entre gerações localizadas em regiões distintas. Essa característica pode ser utilizada para melhor gestão de sistemas interconectados e também considerada no planejamento elétrico [9].

Nos casos em que estudos indiquem a existência de complementariedade temporal entre gerações solar e hidráulica para determinada região, por exemplo, existe a possibilidade de instalação de sistemas fotovoltaicos flutuantes sobre os reservatórios de usinas hidrelétricas. Dessa forma, além de aumentar a produção de energia e a controlabilidade, tendo em vista que a geração hidrelétrica é capaz de responder à flutuação natural da fotovoltaica [11], podem ser elencados diversos outros benefícios. Entre eles, podem ser citados o aumento da eficiência do sistema devido ao resfriamento evaporativo dos painéis e dos cabos causado pelo corpo d'água, a redução na evaporação da superfície livre da água capaz de preservar o volume de água armazenado, a redução na formação de ondas e consequentemente na erosão nas margens dos reservatórios, o compartilhamento da infraestrutura de transmissão que dispensa maiores investimentos e também o aproveitamento do reservatório sem a necessidade de ocupar novas áreas, o compartilhamento de mão de obra de manutenção e operação (O&M) [12].

Em 2024, aproximadamente 70% da matriz elétrica brasileira encontra-se composta por fontes hidráulica, eólica e solar. Ao incluir a contribuição da micro e minigeração distribuída, esse percentual alcançaria valores superiores a 80% [13]. Nesse mesmo ano, foi registrada pela ANEEL a maior expansão anual na matriz de geração de energia elétrica desde o início do monitoramento em 1997, com um incremento de 10.853,35 MW, dos quais 91,13% foram provenientes das fontes eólica e solar fotovoltaica [14].

Ademais, projeta-se uma expansão ainda mais significativa no setor, abrangendo tanto a geração quanto a transmissão de energia elétrica. Essa perspectiva é reforçada pelo crescente interesse no Brasil como mercado promissor para a instalação de projetos eletrointensivos, tais como data centers e a indústria de hidrogênio de baixo carbono. Paralelamente, o aumento na adoção de veículos elétricos também sinaliza uma elevação na demanda energética no médio e longo prazo [15].

Os benefícios significativos e o abundante potencial renovável do território brasileiro justificam o crescente interesse na complementariedade entre fontes de energia. Estudos voltados para regiões específicas do Brasil têm sido publicados com o objetivo de avaliar essa complementariedade [8], [9], [16]–[23]. Embora esses estudos apresentem contribuições relevantes, muitos limitam-se a analisar a interação entre duas fontes de energia em regiões específicas, sem fornecer critérios claros que permitam a replicação das metodologias em outras áreas. Essa limitação destaca uma lacuna significativa na literatura, que carece de estudos detalhados capazes de avaliar de forma sistemática a complementariedade entre fontes

hidráulica e fotovoltaica, bem como entre fontes hidráulica e eólica, considerando a dinâmica de uma única bacia hidrográfica.

Em termos numéricos, a complementariedade entre duas fontes de energia renovável pode ser quantificada por meio de coeficientes de correlação ou índices de complementariedade, os quais consideram as variações típicas e a disponibilidade dessas fontes ao longo de um período pré-definido. De forma simplificada, um coeficiente de correlação mede o grau de relação entre duas variáveis, indicando a intensidade e a direção de sua associação. No campo da pesquisa em energia renovável, os coeficientes mais frequentemente utilizados para avaliar a correlação entre recursos renováveis são os de Pearson, Kendall e Spearman.

A maioria significativa dos pesquisadores utiliza o coeficiente de Pearson como métrica para quantificar a complementariedade entre fontes renováveis em seus estudos, como observado em [16], [22], [24]–[32]. Comparado aos coeficientes de Kendall e Spearman, o coeficiente de Pearson apresenta maior eficiência em situações em que os dados seguem uma distribuição normal, visto que pressupõe normalidade, linearidade e homocedasticidade do conjunto de dados. Entretanto, grande parte dos pesquisadores não incluem ou não mencionam explicitamente a verificação de todas essas condições antes de aplicar o coeficiente de correlação de Pearson [16], [22], [24], [26]–[33].

Sendo uma medida paramétrica, o coeficiente de Pearson é particularmente apropriado para avaliar relações lineares entre duas variáveis [34]. No entanto, sua aplicação pode ser limitada quando os dados não apresentam distribuição normal. Portanto, o método proposto nessa tese se diferencia da literatura existente ao incorporar testes estatísticos que fornecem informações sobre a distribuição dos dados. Com base nessas informações, é possível determinar qual coeficiente deve ser utilizado em cada caso. A avaliação também considera eventuais discrepâncias entre os resultados obtidos com diferentes coeficientes aplicados. Quando as premissas para a aplicação do coeficiente de Pearson não são atendidas, outras alternativas são utilizadas, como o coeficiente de correlação de Spearman, também conhecido como Rho de Spearman (ρ_S), e o Tau de Kendall (τ) [34].

Esses são métodos não paramétricos não exigem conhecimento prévio sobre a distribuição dos dados. Na prática, muitos conjuntos de dados do mundo real não seguem um modelo de distribuição específico. Em consequência, abordagens não paramétricas são flexíveis e adequadas para tais dados. Além disso, as medidas de correlação não paramétricas são robustas a outliers, o que aumenta sua utilidade prática [35].

Além dos métodos tradicionais, a metodologia de Análise de Tendência Inovadora (ITA) com teste de significância é introduzida como uma abordagem moderna e complementar para avaliar a complementariedade energética. Este método destaca-se entre as técnicas contemporâneas de análise de tendências e é amplamente aplicado na investigação de questões relacionadas a dados meteorológicos, como a análise de tendências de precipitação em condições variadas [36]–[39]. No entanto, até o momento, essa metodologia específica ainda não havia sido empregada como métrica para avaliar a complementariedade energética [2], [7].

A metodologia ITA possibilita uma análise mais abrangente visto que identifica e analisa tendências e padrões nos dados que podem não ser captados pelos coeficientes de correlação convencionais. A ITA considera tanto relações lineares quanto não lineares e incorpora mecanismos adaptativos capazes de lidar com variações temporais e fatores externos influentes. Sua aplicação em estudos de energia renovável estabelece uma estrutura robusta para compreender as dinâmicas complexas entre diferentes fontes de energia. Ela proporciona entendimentos mais profundos e pode aumentar a precisão das avaliações de complementariedade. Essa abordagem inovadora supera as limitações dos métodos convencionais, oferecendo uma análise mais detalhada e flexível, adequada à natureza intrincada dos dados de energia renovável [40]. Por exemplo, estudos indicam que séries temporais hidrometeorológicas podem apresentar características de mudanças passadas relacionadas à variabilidade climática, como alterações, flutuações cíclicas e, mais significativamente, tendências. A metodologia ITA baseia-se em métodos não paramétricos, livres de pressupostos atrelados à determinada distribuição, permitindo uma identificação objetiva e quantitativa de tendências, aplicável a diferentes tipos de séries temporais [38]–[41].

1.1. EVOLUÇÃO DO TÓPICO DE COMPLEMENTARIEDADE DE FONTES

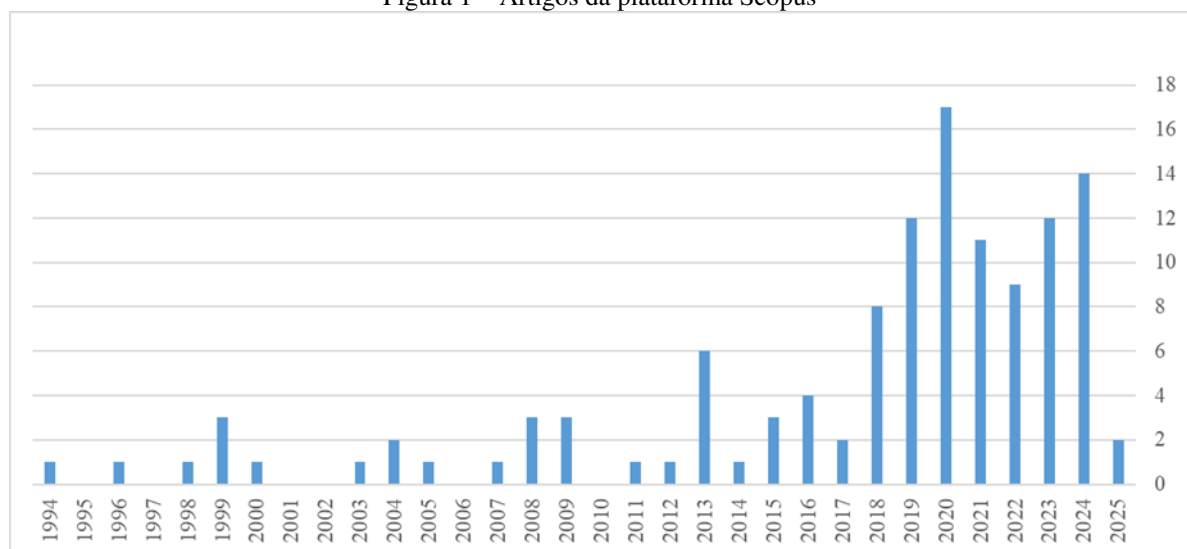
O conceito de complementariedade começou a ser explorado no fim da década de 1970 [2], como parte do assunto relacionado à integração de tecnologias de recursos intermitentes no sistema de energia elétrica, por meio de pesquisas que tinham como foco determinar se parques eólicos instalados de forma dispersa geograficamente seriam capazes de fornecer energia de forma confiável. É válido ressaltar que, mesmo com a escassez de conhecimentos disponíveis na época, os pesquisadores chegaram à conclusão de que a geração eólica é uma possibilidade para a substituição de geradores à combustível tradicionais [42], [43]. Já no início dos anos 80, a hibridização, cuja operação é baseada na complementariedade natural entre as fontes

renováveis [2], foi mais difundida, especialmente, no que se refere à combinação de eólica e solar e em lugares remotos, conforme os exemplos disponíveis em [44]–[47]. Já a avaliação da sinergia entre fontes de energia renováveis variáveis, em inglês *variable renewable energy sources* (VRES), se tornou foco de pesquisa científica há cerca de 15 anos [48].

Em janeiro de 2025, foi realizado um levantamento na plataforma *IEEE Xplore*, uma das principais bases de dados na área de Engenharia Elétrica, com o objetivo de identificar a produção científica relacionada ao tema de complementariedade energética. Para abranger de forma representativa as pesquisas relevantes realizadas globalmente sobre o assunto, foram inseridas no campo de busca de títulos, resumos e palavras-chave três expressões: *energetic complementarity*, *complementarity index* e *complementary renewable energy sources*. O período analisado abrangeu de 1884 a 2025. A busca resultou em 944 documentos, dos quais 720 foram publicados em conferências.

Utilizando as mesmas três expressões, foi realizada também a pesquisa na plataforma Scopus da Elsevier, na qual são indexados mais de 21.500 periódicos [49], excluindo os resultados das áreas de agricultura e ciências sociais e biológicas, o que retornou um total de 121 artigos publicados entre os anos 1994 e 2025s. Sendo somente cerca de 16% deles publicados até o ano de 2012, o que denota o crescimento no interesse pelo assunto nos últimos anos, como pode ser conferido no gráfico da Figura 1. Por meio da plataforma, também é possível observar que o Brasil, com 17 artigos, é o segundo país com maior número de publicações nesse grupo, atrás somente da China que tem 48 artigos publicados.

Figura 1 – Artigos da plataforma Scopus



Fonte: Elaborada pela autora.

É evidente que a gama de artigos apontada nas duas plataformas não expressa a totalidade da pesquisa realizada mundialmente. Inclusive, ao longo da execução deste trabalho, foram utilizadas diversas outras referências não contempladas nessas bases de dados. Entretanto, o levantamento é válido no sentido de demonstrar o crescimento do interesse pelo assunto nos últimos anos. Bem como, o destaque do Brasil entre os países que mais publica na área, especialmente, devido ao grande potencial em energias renováveis. Inclusive, o país ocupa a vigésima posição entre os 40 maiores mercados mundiais em termos de atratividade de investimentos em energia renovável e oportunidades de implantação, de acordo com o 63º *Renewable Energy Country Attractiveness Index* (RECAI) publicado em junho de 2024 [50].

1.2. CONTEXTUALIZAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Dentre a gama de publicações relacionadas ao âmbito da complementariedade, diversas apresentam aplicações que contemplam uma localidade específica, seja em países, regiões menores ou até em continentes como um todo. Na Tabela 1 são indicadas publicações com essa abordagem. Em várias delas, são analisadas a complementariedade espacial ou temporal entre diferentes tipos de geração, incluindo usinas híbridas. Em outras, são incluídos estudos de correlação da geração com a demanda de energia da localidade. Também existem pesquisas dedicadas a modelos de otimização [51]–[56].

Tabela 1 - Análises de complementariedade realizadas em diversas localidades no mundo

Referência	Local do Estudo	Fontes Contempladas	Métodos/Coefficientes Utilizados
[57]	México	Solar e eólica	Pearson, Kendall, Spearman, análise de correlação canônica e correlação cruzada
[58]	Sul da Península Ibérica	Solar e eólica	Análise de correlação canônica
[59]	México	Solar e eólica	Pearson
[60]	China	Solar e eólica	Pearson
[61]	Marrocos	Solar e eólica	<i>Median Standard Deviation Index (MSDI)</i> – proposto no artigo

Referência	Local do Estudo	Fontes Contempladas	Métodos/Coefficientes Utilizados
[62]	Colômbia	Hidráulica, solar e eólica	Pearson
[63]	Itália	Solar e eólica	Pearson
[64]	Colômbia	Hidráulica, solar e eólica	Pearson e Beluco
[65]	América do Norte	Solar e eólica	Índices de similaridade e simultaneidade
[66]	Buenos Aires (Argentina)	Energia das ondas, solar e eólica	Pearson
[67]	Portugal	Solar e eólica	Não especificado
[68]	Região de Andaluzia na Espanha	Solar e eólica	Análise de correlação canônica
[69]	Argélia	Solar e eólica	Análise de tendências
[70]	Mar Báltico	Energia das ondas, solar e eólica	Coefficiente de variação
[71]	Polônia	Solar e eólica	Spearman
[72]	Província de Shandong (China)	Solar e eólica	Coefficiente C_C não referenciado
[73]	Alemanha, Espanha, França, Itália e Reino Unido	Solar e eólica	Pearson
[74]	Brasil	Hidráulica, solar e eólica	Pearson

Referência	Local do Estudo	Fontes Contempladas	Métodos/Coefficientes Utilizados
[75]	Nordeste da Itália	Solar e hidráulica (a fio d'água)	Pearson
[28]	Benin	Solar e eólica	Pearson
[76]	Colômbia	Hidráulica, solar e eólica	Índices de complementariedade da variação total e da variância
[77]	Quebec (Canadá)	Hidráulica e eólica	Kendall
[78]	América Latina	Solar e eólica	Pearson
[79]	Suécia	Solar e eólica	Pearson
[80]	Lesoto	Solar e eólica	Não especificado
[33]	Lages (Santa Catarina, Brasil)	Eólica, solar e hidráulica	Pearson
[81]	Mundo	Solar e eólica	Pearson, Kendall e Spearman
[82]	China	Eólica (diferentes localidades)	Pearson
[83]	Europa	Solar e eólica	Variação do coeficiente de Pearson
[84]	América Latina	Hidráulica, solar e eólica	Spearman
[85]	Irlanda	Solar e eólica	Pearson
[86]	Espanha	Solar e eólica	Algoritmo de agrupamento
[87]	Mares gregos	Energia das ondas e eólica	Pearson
[88]	Alemanha	Solar e eólica	Pearson
[89]	Polônia	solar e eólica	Não mencionado
[90]	China	Solar e eólica	Kendall
[91]	Península Ibérica	Solar e eólica	Algoritmo de realocação ótima de plantas

Referência	Local do Estudo	Fontes Contempladas	Métodos/Coefficientes Utilizados
[92]	Arquipélago de Guadalupe (território francês)	Solar e eólica	Correlação multi-escala baseada na decomposição de modo empírico (EMD) e Correlação Intrínseca Dependente do Tempo (TDIC)
[93]	Voivodia da Baixa Silésia (Polônia)	Solar e eólica	Coefficiente de correlação não especificado
[74]	Chile	Solar e eólica	Spearman
[24]	Polônia	Solar e eólica	Pearson e regressão múltipla linear
[94]	China	Solar e eólica	Kendall
[95]	Portugal	Hidráulica (pequenas centrais hidrelétricas), solar e eólica	Coefficiente de correlação não mencionado
[29]	Colômbia	Hidráulica, solar e eólica	Pearson

Fonte: Elaborada pela autora.

Diversas publicações contemplam o território brasileiro ou parte dele, especialmente a região Nordeste devido à alta concentração de plantas eólicas e fotovoltaicas. Em um estudo realizado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) [21], foram escolhidos cinco locais no Brasil para análise de complementariedade. Os mesmos foram definidos com base na disponibilidade de dados ao longo de pelo menos doze meses e com discretização temporal de dez minutos, e no critério de distância máxima entre estações solarimétricas e torres anemométricas, tendo em vista que se considerou a premissa de que o ponto de conexão o mesmo para as duas usinas, eólica e fotovoltaica. São indicadas, no mapa da Figura 1, as regiões, de forma aproximada, dos locais estudados.

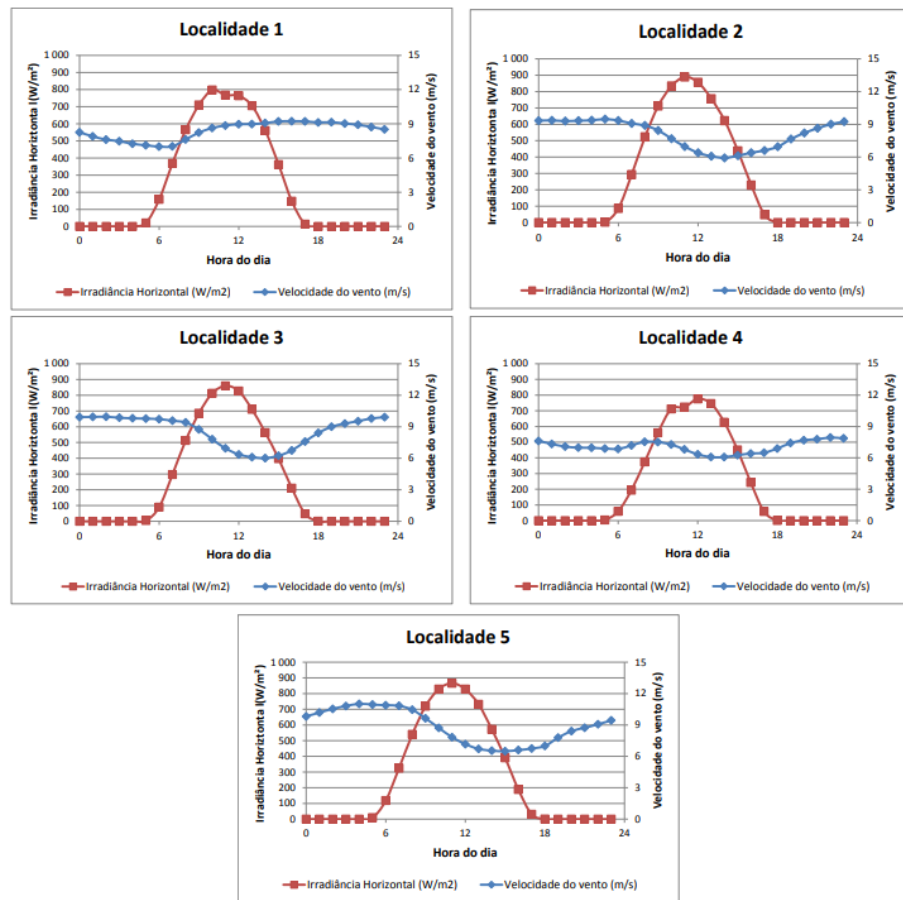
Figura 1 – Localidades analisadas pela EPE



Fonte: Disponível em [21].

A partir da obtenção dos dados, foram construídos gráficos com as médias horárias dos recursos eólico e solar para as cinco localidades mostrados na Figura 2 [21].

Figura 2 - Médias horárias dos recursos eólico e solar para os locais estudados



Fonte: Disponível em [21].

Ao analisar os gráficos, é possível perceber que há predominância noturna na geração eólica. O que demonstra uma boa complementariedade com a geração fotovoltaica que, evidentemente, só produz energia durante o dia, quando há incidência de luz solar.

A localidade 3, em Brotas de Macaúbas, foi objeto de estudo de outro trabalho [25] que indicou complementariedade temporal relevante entre as gerações solar e eólica no local e sugeriu montantes de sistemas armazenadores de energia que otimizassem a combinação entre geração e demanda.

O Nordeste brasileiro também foi escolhido em [18], no qual foi simulada a complementariedade entre recursos eólicos e hídricos entre os anos 1948 e 2010. E, posteriormente, foram comparados os custos entre geração de energia térmica e geração eólica indicando, já em 2013, vantagens na geração eólica.

Em [9], a metodologia de representação de complementariedade espacial por rosas de complementariedade proposta em [96] foi aplicada na avaliação da complementariedade espacial entre gerações eólica e solar ao longo da costa nordestina brasileira. A

complementariedade temporal para a mesma região foi expressa por meio do índice proposto por Beluco [1]. Os principais resultados indicaram que as melhores complementariedades temporais são encontradas nos litorais dos estados de Pernambuco e Sergipe e também no sul da Bahia que ainda apresenta a melhor complementariedade espacial associada com toda a geração fotovoltaica da região analisada.

A Bahia também foi o foco em [16], em que foi analisado o potencial de hibridização eólico-solar, interessando a complementariedade entre as fontes e a margem para escoamento da geração pelo sistema de transmissão. Foram consideradas três estações meteorológicas: Irecê, Caetitê e Paulo Afonso, cada uma com três barramentos candidatos. E, dentre elas, a que apresentou maior incidência de insolação e de ventos e, também, boa complementariedade entre as fontes, foi a de Irecê. Apesar de ser aplicado a uma região específica, o artigo apresenta uma metodologia que contempla a geração e também o escoamento, o diferenciando da maioria dos estudos realizados até o momento.

Para análise da correlação entre velocidade do vento e radiação solar na Ilha de Fernando de Noronha ao longo de um ano, em Pernambuco, foi utilizada em [97] a DCCA (*Detrended cross-correlation analysis*) que pode ser entendida como uma ferramenta de análise de correlações cruzadas sem tendências, no caso, entre duas séries temporais não estacionárias registradas simultaneamente. Percebeu-se que os valores de velocidade do vento estavam correlacionados com velocidade do vento e radiação solar registrados em períodos anteriores e, da mesma forma, a radiação solar também se correlacionava com dados anteriores de velocidade do vento e de radiação, indicando um ciclo de relacionamento complexo que precisa ser levado em consideração no planejamento de geração de energia a longo prazo na ilha.

Outro estudo realizado também na região Nordeste mostrou que as fontes de energia solar e eólica, especialmente quando combinadas, tem correlação com a curva de demanda. Também foi observado que a produção de energia eólica é maior nos períodos de seca da região, o que pode contribuir com a economia de água e destiná-la para outras finalidades, tendo em vista que o déficit desse recurso é um problema que aflige grande parte da população local. Além disso, a energia solar é mais abundante entre os meses de outubro a março, período em que se registra a maior demanda, podendo contribuir, especialmente nos horários de pico causados pelo uso de aparelhos de ar condicionado [98].

O subsistema nordestino, que inclui todos os estados da região com exceção do Maranhão que integra o subsistema Norte, foi analisado em [19]. O artigo apresenta uma metodologia de avaliação da complementariedade, baseada na técnica de *downscaling* entre as

gerações eólica e solar com dois focos distintos: suavizar a saída de uma planta híbrida e atender a uma demanda específica. Foram analisados dados passados entre os anos de 2006 e 2014 e também cenários futuros de variações climáticas com dados provenientes da NASA.

Já o artigo [20] contempla os efeitos da complementariedade entre energias eólica, solar e das marés em microrredes isoladas. Foi realizado um estudo de caso na microrrede de Ilha Grande, no estado do Maranhão, composta por painéis fotovoltaicos, gerador a diesel e sistema de baterias. O mesmo demonstrou que a combinação de diferentes tipos de geração tem efeitos benéficos que podem ser quantificados por meio do índice DPG (*Daily Physical Guarantee*), definido para avaliar o grau de complementariedade entre fontes e baseado no conceito de energia firme, incorpora as características operacionais de micro redes isoladas. Além disso, a combinação pode acarretar aumento da vida útil das baterias e também na redução da dependência de combustíveis fósseis.

Em 1997, foi observada complementariedade hidrológica sazonal entre dois grupos, norte e sul, formados por dez bacias importantes da América do Sul que contemplam parte do território brasileiro (*Magdalena-Cauca*, *Orinoco-Caroni*, *Marañon-Solimões*, *Xingu*, *Trombetas*, *Tocantins-Araguaia*, *São Francisco*, *Paraná-Paraguai*, *Uruguai* e *Negro*), especialmente, devido ao fenômeno *El Niño*. Nos anos de *La Niña*, segundo o estudo realizado, as bacias do grupo sul apresentaram vazões baixas. Já as do Norte, altas disponibilidades hídricas, em consonância com o esperado [99]. Enquanto, nos anos *El Niño*, houve maior disponibilidade nas bacias do grupo sul e seca no grupo norte. Essa observação foi um dos argumentos congruentes com o interligamento dos sistemas sul-sudeste e norte-Nordeste brasileiros [8], [100]. Nesse caso, é observada a complementariedade no tempo e no espaço de um único tipo de fonte de geração. Pois a disponibilidade da mesma é avaliada ao longo de uma região extensa e ao longo de um tempo determinado.

Em 2016, a complementariedade no território brasileiro foi avaliada por meio de mapas de correlação, elaborados mediante cálculos dos coeficientes de Pearson e Spearman e realizados com dados de velocidade do vento de estações meteorológicas convencionais do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e vazões registradas historicamente. No trabalho publicado por Cantão et. al, foi feita a correlação entre a vazão das hidrelétricas estabelecidas como representativas de cada uma das doze bacias e a velocidade do vento observada nas estações meteorológicas dentro da mesma bacia. E também houve a observação da correlação entre os dados das usinas representativas e a velocidade do vento observada em cada bacia para locais distantes. Além da correlação de cada uma das fontes com outras localidades. Dessa

forma, foram elaborados mapas que possibilitam a análise do comportamento da correlação, local e não-local, hidráulica, eólica e hidráulica-eólica ao longo de todo o território brasileiro tanto para a operação como para estratégias de expansão. Observou-se similaridade do regime do vento em todo o país e maior complementariedade hidráulica-eólica entre as bacias do Nordeste (São Francisco, Parnaíba, Atlântico Nordeste Oriental e Ocidental) e estações meteorológicas próximas às UHEs (Usinas Hidrelétricas) do Rio São Francisco. E também entre as vazões à margem esquerda do rio Amazonas e os ventos do Nordeste e das regiões mais ao Sul [27].

A combinação entre gerações hidráulica e eólica também foi explorada em [101]. Nesse estudo, foi avaliada a integração da geração eólica produzida na região Nordeste ao sistema elétrico brasileiro baseada no critério de complementariedade. Concluiu-se que se o objetivo da integração fosse a redução da variabilidade sazonal, seria preferível integrar a geração eólica da região Nordeste em detrimento da gerada na região Sul, por apresentar melhor complementariedade com os recursos hídricos.

Em [102], o principal objetivo era avaliar a consequência da integração entre geração eólica e PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) na confiabilidade do sistema. Para tanto, também foram estudadas as existências de complementariedade entre gerações eólica-hidráulica e também somente de eólica em diferentes localidades. Naquele momento, em 2014, o estudo concluiu que se fazia necessário conhecer melhor as curvas de geração e de demanda e de representar fielmente o sistema de transmissão para estimar mais precisamente a oferta de energia, o risco de corte e, assim, determinar se a integração de diferentes tipos de geração melhoraria a confiabilidade do sistema.

O estado do Rio Grande do Sul foi analisado em [17] devido ao seu grande potencial de geração eólica e fotovoltaica. O estudo contemplou avaliações hidráulica-eólica, hidráulica-fotovoltaica e eólica-fotovoltaica. De acordo com os resultados, cerca de 45% da região estudada apresentou, para as avaliações em pares, complementariedade temporal acima de 0,5. E, aproximadamente, 65% apresentaram índice de complementariedade temporal acima de 0,8 ao analisar as três fontes juntas. É válido ressaltar que o índice utilizado avalia o tempo entre os valores mínimos das disponibilidades entre fontes e varia de 0 a 1, sendo zero quando os valores mínimos coincidem.

O Rio Grande do Sul também foi contemplado em um estudo de complementariedade espacial entre gerações hidráulica e eólica [96]. Nesse caso, o objetivo principal do artigo era propor um método para quantificar a complementariedade espacial ao longo do tempo e

expressá-la por meio de mapas. O método sugere o estabelecimento de uma rede com células hexagonais e a determinação de rosas complementares para cada célula onde está localizada uma planta de geração de energia. Assim sendo, o método foi aplicado a algumas usinas hidrelétricas e parques eólicos do estado.

Um estudo realizado no estado do Rio de Janeiro, analisou a complementariedade entre a energia gerada por PCHs, parques eólicos e fazendas fotovoltaicas, em pares, com o intuito de fundamentar o processo de crescimento no uso de energia limpa e redução da emissão de carbono [22]. Foram utilizados dados de velocidade do vento, radiação solar e vazão de algumas cidades do estado, os resultados foram calculados pelo coeficiente de Pearson e sugeriram que investimentos em geração fotovoltaica seriam bem-vindos.

Mais recentemente, em 2023, o estudo publicado em [30] avaliou a complementariedade entre gerações hidráulica, eólica e fotovoltaica no Brasil. Para isso, o dividiu em regiões de acordo com o comportamento anual de cada tipo de recurso, assim como feito anteriormente em [103] e [104]. Assim sendo, foram verificadas complementariedades entre uma mesma fonte em diferentes regiões, entre diferentes fontes em uma região e entre diferentes fontes em regiões diferentes. Além disso, foi proposta uma metodologia que possibilita melhoria na complementariedade ao reduzir a distância entre os perfis de fluxo natural e de geração hidráulica. Por fim, devido à característica de baixa variação na radiação solar próximo à linha do Equador, foi proposto um cenário em que a demanda de 2050 é atendida exclusivamente por geração renovável, incluindo biomassa além das três já citadas, sem que haja aumento na capacidade dos reservatórios.

1.3. OBJETIVOS DA PESQUISA

Com o intuito de contribuir com a redução da carência de estudos capazes de avaliar de forma sistemática a complementariedade entre fontes, especialmente devido ao interesse despertado após a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 954, de 30 de novembro de 2021, que estabelece o arcabouço regulatório para a implantação de Centrais Geradoras Híbridas e Centrais Geradoras Associadas [6], é proposta uma metodologia para avaliar a complementariedade temporal em bacias hidrográficas brasileiras delimitadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Em seguida, são conduzidos estudos de caso em seis bacias hidrográficas: Tietê, Capivari, Jacuí, Mucuri, Parnaíba e Paraguaçu. Esses estudos constituem aplicações diretas da metodologia apresentada e incluem uma comparação dos

resultados obtidos com diferentes métricas, fornecendo, assim, uma compreensão detalhada da complementariedade energética em cada localidade.

Esta pesquisa, desenvolvida no âmbito do Doutorado, tem como objetivo contribuir para o avanço do planejamento de sistemas híbridos formados por pares de fontes renováveis, tais como hidráulica e eólica, hidráulica e fotovoltaica ou eólica e fotovoltaica. Para isso, propõe-se o desenvolvimento de uma metodologia para a avaliação da complementariedade temporal entre essas fontes em bacias hidrográficas brasileiras delimitadas pelos critérios do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). De forma que os objetivos específicos, que compõem a metodologia desenvolvida, são:

1. Adquirir e tratar dados meteorológicos e hidrológicos em bacias hidrográficas brasileiras delimitadas pelo ONS, para garantir a consistência e qualidade dos dados analisados.
2. Estimar a energia gerada pelas fontes eólica e fotovoltaica a partir dos dados meteorológicos processados.
3. Realizar testes estatísticos a fim de selecionar o coeficiente de correlação mais adequado para os dados analisados.
4. Aplicar o coeficiente de correlação selecionado para quantificar a complementariedade temporal entre as fontes renováveis.
5. Incorporar a Análise de Tendências Inovadora com testes de significância para identificar padrões de crescimento ou decréscimo dos dados analisados.
6. Aplicar a metodologia desenvolvida a estudos de caso envolvendo bacias hidrográficas brasileiras, avaliando a complementariedade existente entre as fontes em períodos mensais.

1.4. ESTRUTURA DO DOCUMENTO

A fim de contemplar os propósitos estabelecidos por este trabalho, o presente documento está apoiado, a partir desse ponto, na estrutura apresentada a seguir:

- Capítulo 1 – introdução ao tema que inclui contextualização e revisão bibliográfica e apresentação dos objetivos do trabalho;
- Capítulo 2 – fundamentação teórica acerca da complementariedade de fontes e de conceitos relacionados ao sistema elétrico brasileiro. Este capítulo é focado na abordagem matemática do conceito de correlação por meio dos coeficientes. Além disso, apresenta conceitos relevantes sobre o sistema elétrico que são necessários para a compreensão de alguns

aspectos pertinentes ao trabalho. Tendo em vista que a pesquisa possui características multidisciplinares e a metodologia adotada é fundamentada por esses conceitos;

- Capítulo 3 – metodologia proposta para avaliação de complementariedade de gerações hidráulica, solar e eólica em que é detalhado todo o procedimento realizado para a consecução dos resultados desde a etapa de obtenção dos dados até a estratégia de avaliação da complementariedade propriamente dita;
- Capítulo 4 – aplicação da metodologia proposta com avaliação da complementariedade em seis bacias hidrográficas brasileiras;
- Capítulo 5 – apresenta as principais conclusões decorrentes da pesquisa realizada;
- Apêndice A – informações compiladas relativas às bacias hidrográficas;
- Apêndice B – apresenta o link com o código, em linguagem Python, utilizado para a execução deste trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA ACERCA DA COMPLEMENTARIEDADE DE FONTES E CONCEITOS CORRELATOS

Tendo em vista o objetivo desta pesquisa, faz-se necessária a fundamentação acerca da complementariedade e dos meios apropriados para avaliá-la. Além disso, é cabível, neste momento, explorar algumas noções relacionadas ao sistema elétrico brasileiro, considerando que o mesmo apresenta características singulares e pode, inclusive, ser julgado como complexo. Essas informações são fundamentais, pois norteiam a metodologia adotada e descrita posteriormente.

2.1. COMPLEMENTARIEDADE DE FONTES

Complementariedade, no contexto energético, pode ser compreendida como a capacidade que fontes têm de trabalhar de forma complementar, melhorando a qualidade do resultado final [2]. De forma que pode ser aplicada tanto no planejamento, inclusive como uma ferramenta auxiliar na decisão de investimentos de recursos financeiros, como na fase de operação dos sistemas de energia abastecidos por recursos renováveis [105], [106].

É possível realizar a análise da complementariedade energética entre fontes de energias renováveis em três contextos: temporal, espacial ou em ambos. A complementariedade temporal se refere à complementariedade existente entre duas fontes de energia localizadas no mesmo lugar. Logo, é avaliada a suplementação natural entre VRES (*variable renewable energy sources*) em um mesmo local. E é considerada perfeita quando, em um período determinado, a disponibilidade máxima de uma coincide com a mínima de outro [9], [107].

Para análise de complementariedade espacial, é observada a correlação entre uma ou mais fontes em regiões distintas. Isso significa que pode envolver uma ou mais VRES, mas o número de localidades é necessariamente maior que um. De forma que a disponibilidade em uma determinada região pode equilibrar a escassez em outra ao mesmo tempo, o que representa uma vantagem no gerenciamento de sistemas interconectados [9], [107].

Existem situações em que são consideradas as correlações temporais e espaciais de forma simultânea. Nessas circunstâncias, o número de VRES deve ser igual ou maior que 1 e o número de regiões deve ser igual ou maior a 2. Esse tipo de análise é indicado para investigar a complementariedade em áreas extensas [107]. Um exemplo da existência desse tipo de análise de complementariedade ocorre no Brasil, devido à característica da disponibilidade hidráulica

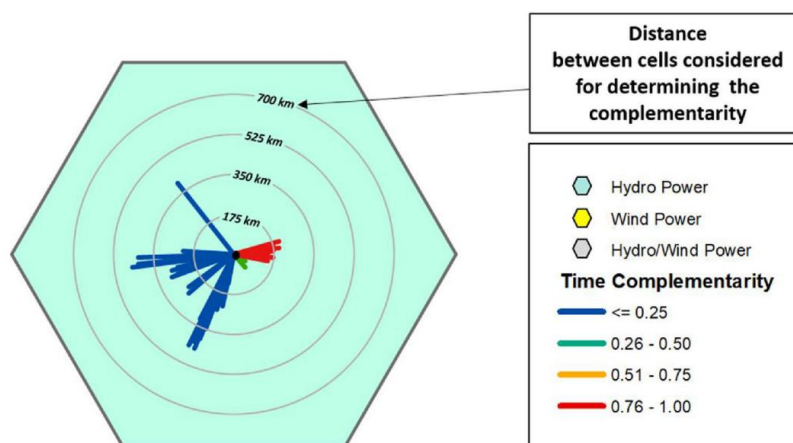
ao longo do território, que varia entre as regiões sazonalmente. Fato que corrobora, sobremaneira, para a existência do SIN.

A complementariedade entre duas VRES, quantitativamente, ou seja, em termos numéricos, é normalmente expressa em métricas estatísticas por meio de coeficientes de correlação ou de índices de complementariedade [88], [108]. Esses coeficientes, por vezes, são utilizados na elaboração de mapas que facilitam a interpretação dos resultados, como feito em [9], [17], [57], por exemplo.

Em [96], foi proposto um método qualitativo para avaliação de complementariedade espacial entre energias renováveis que utiliza rosas de complementariedade. Essas rosas são atribuídas a células hexagonais que fazem parte de uma rede de hexágonos. Em cada célula dessa rede, os recursos são comparados com os recursos de outras células. As rosas de complementariedade consistem em linhas direcionadas a outras células com as quais a complementariedade foi determinada e sua aparência se assemelha a uma rosa dos ventos. Sendo que o comprimento de cada pétala indica a distância com a qual a célula está relacionada e a cor com a escala de valores determinada para a complementariedade [9], [109].

A Figura 4 mostra um exemplo de uma célula referente a complementariedade de um recurso, no caso hidráulico, como indica a cor da própria célula, com relação aos recursos das células vizinhas. As cores das linhas da rosa indicam a intensidade da complementariedade para cada direção conforme a legenda tipificada. E as distâncias são descritas nos círculos.

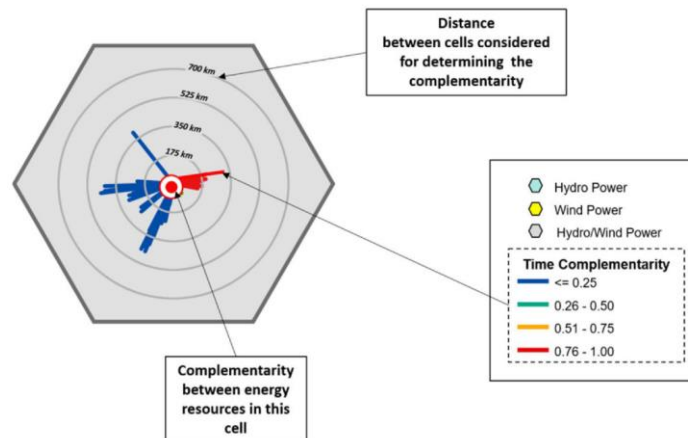
Figura 4 – Modelo de uma célula hexagonal com a rosa de complementariedade para uma única fonte de recurso renovável



Fonte: Disponível em [109].

Na Figura 5, é apresentado um exemplo de uma célula de complementariedade entre hidráulica e eólica. A única diferença está na presença do ponto central, que indica a intensidade da complementariedade entre as duas fontes incluídas na célula.

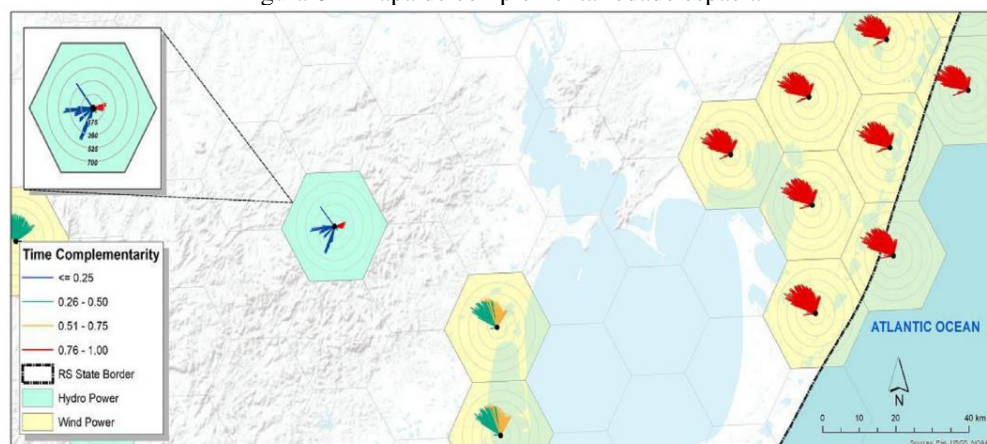
Figura 5 – Modelo de uma célula hexagonal com a rosa de complementariedade para mais de uma fonte de recurso renovável



Fonte: Disponível em [109].

Um exemplo de mapa de complementariedade espacial é exibido na Figura 6. Nesse caso, a rede hexagonal com as rosas complementares foi sobreposta ao mapa da região que foi analisada.

Figura 6 – Mapa de complementariedade espacial



Fonte: Disponível em [109].

Quanto à análise quantitativa, de modo simplificado e como citado anteriormente, é baseada em um coeficiente de correlação que expressa a medida do grau de relação entre duas variáveis [110], ou ainda, a força de associação entre as mesmas [111]. Essas podem ser

aleatórias e distribuídas conjuntamente ou pode-se supor que, no caso de X e Y, X seja uma variável matemática medida com erro desprezível e Y, uma variável aleatória [112]. Ao avaliar esse grau de relacionamento, é possível precisar o quanto uma variável influi no resultado da outra [113]. É válido ressaltar que essa relação que pode ser observada entre duas variáveis não indica necessariamente uma relação de causa e efeito entre as mesmas [114].

Em termos numéricos, a complementariedade entre duas fontes de energia renováveis pode ser computada por meio de coeficientes de correlação ou de índices de complementariedade, os quais consideram suas típicas variações e disponibilidades ao longo de um período pré-definido. De modo simplificado, um coeficiente de correlação traduz a medida do grau de relação entre duas variáveis, ou ainda, a força da associação entre elas. Na bibliografia, os coeficientes amplamente citados para a avaliação da correlação entre recursos renováveis são: Pearson, Kendall e Spearman [57].

A resposta obtida por meio da aplicação dessas métricas é adimensional e varia de -1 a +1. Valores negativos indicam que a relação entre as variáveis observadas é inversamente proporcional, à medida que uma aumenta, a outra diminui. Se o coeficiente é nulo, não há correlação linear. Nesse caso, pode ser que não exista nenhum tipo de correlação ou que haja correlação não linear. Já os valores positivos denotam a presença de correlação diretamente proporcional, o que indica que os comportamentos das variáveis são semelhantes, podendo também ser denominada similaridade. Quanto mais próximo o módulo do coeficiente é de um, maior é a força de correlação. E quanto mais próximo de zero, mais fraca [115]. Não existe um consenso na literatura sobre os limites que classificam correlações como fracas e moderadas, como pode ser observado na Tabela 2, em que r é o coeficiente de correlação.

Tabela 2 – Interpretação dos valores do coeficiente de correlação linear

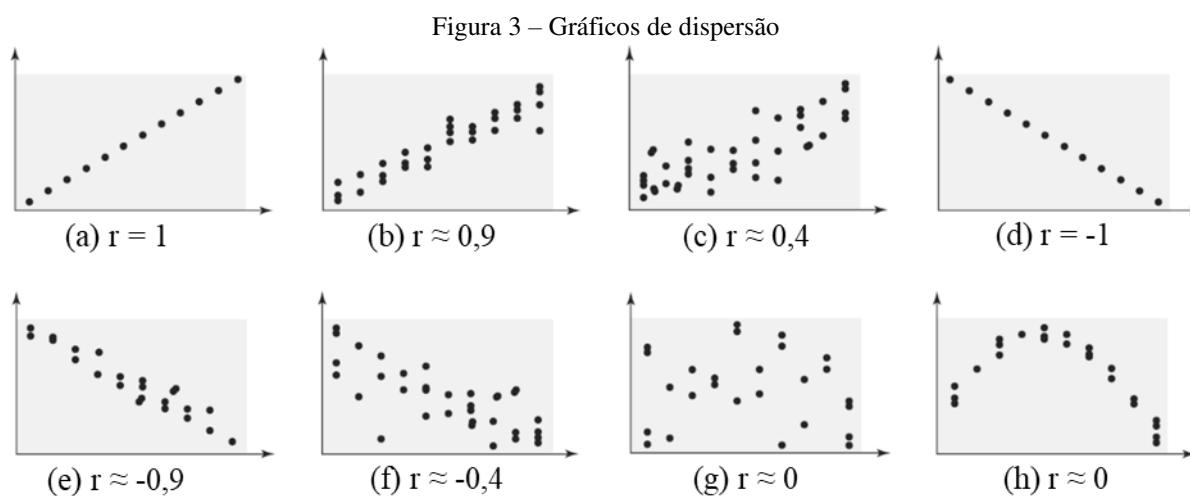
$ r $	Cohen [116]	Dancey e Reidy [117]	Cantão et. al [27]	Widén [19]
[0;0,1[Pequena	Fraca	Fraca	Desprezível
[0,1;0,2[Pequena	Fraca	Fraca	Desprezível
[0,2;0,3[Pequena	Fraca	Fraca	Desprezível
[0,3;0,4[Média	Fraca	Moderada	Fraca
[0,4;0,5[Média	Moderada	Moderada	Fraca
[0,5;0,6[Grande	Moderada	Moderada	Moderada

$ r $	Cohen [116]	Dancey e Reidy [117]	Cantão et. al [27]	Widén [19]
[0,6;0,7[Grande	Moderada	Forte	Moderada
[0,7;0,8[Grande	Forte	Forte	Forte
[0,8;0,9[Grande	Forte	Forte	Forte
[0,9;1,0]	Grande	Forte	Muito Forte	Muito forte

Fonte: Elaborada pela autora.

Ao representar os dados das variáveis como pontos em um plano cartesiano, o que configura um gráfico de dispersão, caso a configuração da dispersão se dê em torno de uma linha reta imaginária, pode-se inferir que os dados apresentam correlação linear [118]. Na Figura 3 são apresentados oito exemplos de gráficos de dispersão e indicam:

- (a) Correlação linear perfeita e positiva, com $r = 1$;
- (b) Forte correlação linear positiva, com $r \approx 0,9$;
- (c) Fraca correlação linear positiva, com $r \approx 0,4$;
- (d) Correlação linear perfeita e negativa, com $r = -1$;
- (e) Forte correlação linear negativa, com $r \approx -0,9$;
- (f) Fraca correlação linear positiva, com $r \approx -0,4$;
- (g) Ausência de correlação linear, com $r \approx 0$;
- (h) Correlação não linear, com $r \approx 0$.



Fonte: Disponível em [119].

2.1.1. Coeficiente de Pearson (ρ)

Na literatura, o coeficiente de Pearson é a métrica estatística mais utilizada [57], [108], sendo este empregado em diversas publicações que incluem [16], [22], [27]–[32]. Estima-se que a metodologia original e suas derivações, que adaptam o coeficiente para diferentes contextos e tipos de dados, são aplicados em 95% das situações em que se necessita descrever a correlação ou produzir inferências para a população a partir de dados amostrais [117]. A sua notoriedade é resultante da facilidade na aplicação e também na avaliação dos resultados [84]. O que também justifica sua utilização na avaliação realizada neste trabalho.

O coeficiente de correlação de Pearson, ρ , equivale à razão entre a covariância das duas variáveis analisadas e o produto de seus desvios padrão. Sendo X e Y as duas variáveis analisadas, pode ser calculado conforme a Equação (1) [23].

$$\rho = \frac{Cov(X, Y)}{S_x S_y} \quad (1)$$

Na qual:

$Cov(X, Y)$ é a covariância entre as variáveis X e Y;

S_x é o desvio padrão da variável X;

S_y é o desvio padrão da variável Y.

A covariância é calculada por meio da Equação (2):

$$Cov(X, Y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n - 1} \quad (2)$$

Em que:

x_i e y_i são as observações da primeira e segunda amostras respectivamente;

\bar{x} e \bar{y} são as médias das observações da primeira e segunda amostras respectivamente;

n é o número de observações nas duas amostras.

E o desvio padrão é calculado conforme a Equação (3)

$$S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (3)$$

Substituindo as equações (2) e (3) na Equação (1), tem-se que:

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (4)$$

Além da propriedade relacionada ao intervalo de variação do coeficiente de Pearson, de -1 a 1, existem outras consideradas importantes em análises estatísticas [116], [118]:

- O valor de ρ não se altera caso todos os valores de qualquer uma das variáveis sejam convertidos para uma escala diferente, como acontece nos casos de conversão de unidade, por exemplo;
- Ao analisar conjuntos de dados denominados x e y , não importa qual grupo é intitulado como x ou como y . Desde que todos os pares (x_i, y_i) sejam permutados, não há variação no ρ . Isso porque não há diferenciação entre variáveis dependentes e independentes;
- Os valores observados precisam estar normalmente distribuídos, especialmente em amostras pequenas;
- É necessária uma análise de *outliers*, tendo em vista que ρ é fortemente afetado na presença deles;
- ρ não é adequado para medir a intensidade de relacionamentos não lineares, somente lineares.
- Para que o coeficiente não seja influenciado de forma distorcida, a relação entre duas variáveis (x e y) deve ser consistente em termos de variação para todos os valores de x e y , o que é denominado homocedasticidade.

2.1.2. Coeficiente de Spearman (ρ_s)

O coeficiente de Spearman é o menos usual na literatura. Sua definição é semelhante à da correlação de Person, exceto pelo fato de que não são utilizados os valores reais e sim, os postos, que são atribuídos aos valores das variáveis com base em sua ordem de magnitude. Dessa forma, é possível avaliar relações monotônicas entre variáveis mesmo que não sejam lineares. A Equação (5) é utilizada para o cálculo de ρ_s [7], [76].

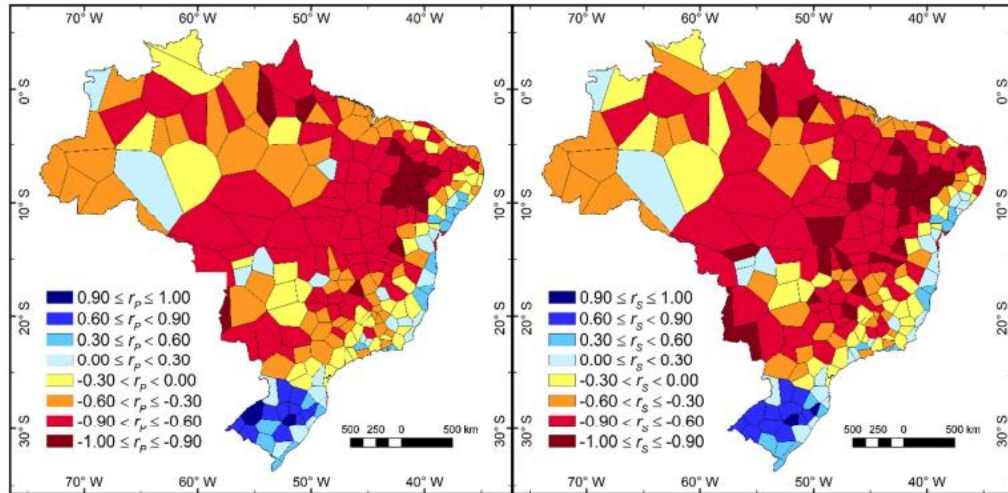
$$\rho_s = 1 - \frac{6 \sum d_i^2}{n(n^2 - 1)} \quad (5)$$

Na qual n é o número de pares (x_i, y_i) e d_i é a diferença mostrada na Equação (6).

$$d_i = (\text{posto de } x_i \text{ nos valores de } x) - (\text{posto de } y_i \text{ nos valores de } y) \quad (6)$$

O artigo [27] compara os resultados obtidos na análise de correlação entre fontes eólica e hidráulica utilizando os coeficientes de Spearman e Pearson. As respostas apresentaram similaridade conforme pode ser observado na Figura 4, replicada do artigo, ilustra bem a comparação. O primeiro mapa, à esquerda, representa os resultados obtidos com a metodologia de Pearson. Enquanto o segundo, à direita, é resultante da aplicação de Spearman. Pode ser observada muito pouca discrepância entre os resultados aferidos.

Figura 4 – Mapas de correlação hidráulica-eólica



Fonte: Disponível em [27].

2.1.3. Coeficiente de Kendall (τ)

O tau de Kendall, ou coeficiente de concordância de Kendall, utilizado em [81], [94], [120], é indicado em casos que a relação entre as variáveis não é linear e quando os dados não seguem uma distribuição normal [81]. Sendo (X, Y) um vetor aleatório contínuo, τ expressa a monotonicidade entre X e Y . Considerando vetores aleatórios (X_1, Y_1) e (X_2, Y_2) independentes com a mesma distribuição de (X, Y) , são considerados concordantes se valores maiores de X_1 estão associados a valores maiores de X_2 e se valores maiores de Y_1 estão associados a valores maiores de Y_2 . O mesmo vale para valores menores. Ou seja, dois vetores são concordantes quando valores maiores (ou menores) em uma variável estão associados a valores maiores (ou

menores) na outra variável. Assim sendo, pares concordantes são indicativos de monotonicidade crescente entre X e Y, enquanto pares discordantes indicam monotonicidade decrescente [121].

Nesse trabalho, foi utilizado o Tau-b, por considerar dados com empates em X e/ou Y, equação padrão da biblioteca utilizada no Python. De forma que τ é calculado a partir da equação (7) [122], baseada em [123].

$$\tau = \frac{P - Q}{\sqrt{((P + Q + T) \times (P + Q + U))}} \quad (7)$$

Em que P é o número de pares concordantes, Q é o número de pares discordantes, T representa o número de empates apenas em X e U, o número de empates apenas em Y. É válido ressaltar que caso ocorra um empate para o mesmo par em X e Y, ele não é contabilizado em T nem em U.

2.1.4. Índice de complementariedade temporal

Destaca-se também a metodologia proposta por Beluco et.al [1] para expressar complementariedade temporal, que foi utilizada em [9], [17], [124]. A complementariedade (K), calculada na Equação (9) é definida por três componentes, que são índices parciais. A primeira é a complementariedade temporal (K_t), apresentada na Equação (10). K_e é a componente de energia, calculada conforme a Equação (11) e descreve a complementariedade entre a média de valores disponíveis de energia. E, por último, tem-se a componente de amplitude (K_a) que denota a relação entre as amplitudes de variação da disponibilidade de energia das fontes e é definida segundo a Equação (12).

$$K = K_t K_e K_a \quad (8)$$

$$K_t = \frac{|d_h - d_s|}{\sqrt{|D_h - d_h| |D_s - d_s|}} \quad (9)$$

Em que D_h representa o número do dia com maior disponibilidade hidráulica e d_h , o dia com menor disponibilidade hidráulica. Assim como D_s e d_s têm o mesmo significado para a energia solar.

$$K_e = 1 - \sqrt{\left(\frac{E_h - E_s}{E_h + E_s}\right)^2} \quad (10)$$

E_h é a energia eólica total anual e E_s é a energia solar total anual.

$$K_a = \begin{cases} 1 - \frac{(\delta_h - \delta_s)^2}{(1 - \delta_s)^2} & \text{para } \delta_h \leq \delta_s \\ \frac{(1 - \delta_s)^2}{(1 - \delta_s)^2 + (\delta_h - \delta_s)^2} & \text{para } \delta_h > \delta_s \end{cases} \quad (11)$$

δ_h é a diferença entre os valores máximo e mínimo de disponibilidade de energia hidráulica. Assim como δ_s tem o mesmo significado para a energia solar. Ambos podem ser calculados a partir da Equação (13), em que E_{dmax} equivale ao valor máximo de disponibilidade diária de energia naquele ano, E_{dmin} , ao valor mínimo e E_{dc} é o consumo médio diário de energia no mesmo ano.

$$\delta = 1 + \frac{E_{dmax} - E_{dmin}}{E_{dc}} \quad (12)$$

O resultado de K varia de 0 a 1 e é unitário quando as fontes são perfeitamente complementares. Qualquer valor entre 0 e 1 indica que a complementariedade é menor que a ideal.

As equações foram relacionadas a gerações eólica e solar, mas podem ser aplicadas para outras duas fontes quaisquer. O método pode ser utilizado entre dois tipos de fontes de energia, em locais diferentes ou no mesmo, ou entre duas fontes do mesmo tipo com localizações distintas [1].

Em 2019, Beluco et.al propuseram um método simplificado de determinação da complementariedade energética a partir dos dados médios mensais, com poucas diferenças no equacionamento e baseado nos mesmos princípios do desenvolvimento anterior [105].

Um estudo realizado na Colômbia quantificou a complementariedade entre fontes utilizando o coeficiente de Pearson e a metodologia proposta por Beluco. Os autores consideraram que a de Beluco fornece uma visão mais holística do conceito de

complementariedade e é mais eficiente por oferecer dois aspectos adicionais, de energia e de amplitude, além do temporal. Inclusive, possibilitando a detecção de complementariedades temporais parciais, além de oferecer resultados semelhantes quando comparado ao coeficiente de Pearson [64].

2.1.5. Outras metodologias

A literatura relacionada ao tema dispõe de outras metodologias empregues com a mesma finalidade dos coeficientes citados. A análise de correlação canônica (ACC), utilizada em [58] e [68], segue um processo semelhante à regressão múltipla e tem como objetivo quantificar a validade da relação entre dois conjuntos de variáveis. De forma simplificada, a ACC foca na correlação entre combinações lineares de cada um dos conjuntos de variáveis, buscando caracterizar melhor o conjunto de dados e, assim, entender melhor o comportamento entre as variáveis [57], [125]. Diferente dos coeficientes comumente utilizados, a ACC não produz como resultado um valor dentro do intervalo $[-1,1]$ e é uma técnica de difícil interpretação. O esforço computacional exigido também fez que, por bastante tempo, fosse preterida em detrimento de outras metodologias. Entretanto, é considerada uma ferramenta poderosa nas situações em que existem múltiplas variáveis dependentes e independentes [126].

Os trabalhos [97] e [72] aplicaram a correlação cruzada. Esse tipo de estudo é necessário nos casos em que uma série de dados sofre interferência dela mesma e de outras séries [115]. A correlação cruzada mede a similaridade entre dois conjuntos de dados e seus resultados são expressos entre -1 e $+1$. Ao analisarmos sob uma ótica um pouco diferente, pensando em processamento de sinais, a correlação cruzada mede a similaridade de dois sinais em função do atraso de um deles. Sendo útil, por exemplo, para procurar sinais de curta duração intrínsecos a sinais de duração maior. Na perspectiva de complementariedade energética entre fontes, a metodologia é aplicada para analisar as relações a longo prazo entre as mesmas quando são influenciadas por um fator comum e tem um atraso entre elas [57].

Outras métricas para avaliação de complementariedade com base em efeitos de suavização estáticos, com os quais a aleatoriedade tende a ser reduzida, são citados em [127]. São elas: complementariedades de flutuação, de rampa, de desvio e de amplitude máxima. O mesmo artigo ainda menciona avaliação de complementariedade baseada nos efeitos de flutuação em tempo real e também no deslocamento de tempo.

Ademais existem publicações que se referem a índices de complementariedade que contemplam mais de dois recursos energéticos. Entre os quais estão a ampliação da metodologia de Beluco et al, desenvolvida por Borba e Brito [106] e a metodologia de avaliação da variabilidade e complementariedade de um sistema composto fontes eólica, fotovoltaica e hidráulica proposta por Han et. al [120]. O artigo [128] ainda propõe outra metodologia e, ao compará-la em um estudo de caso com os coeficientes de correlação mais utilizados, a considera melhor, tendo em vista que a mesma considera a escala, sendo sensível às dimensões físicas e também pode ser aplicada a mais de dois recursos.

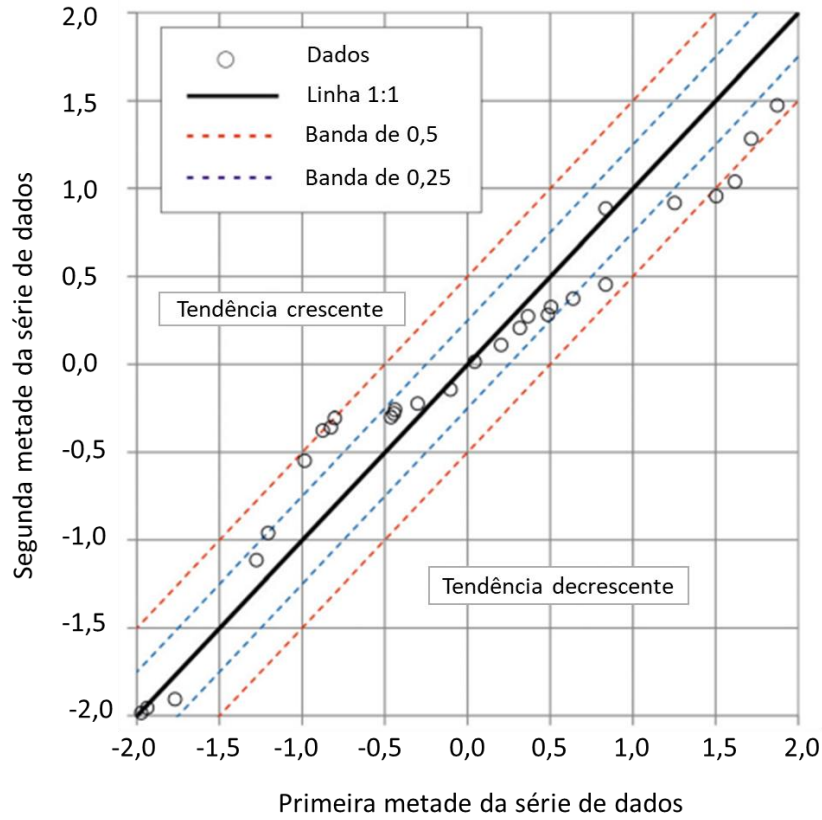
2.1.6. Análise de tendência inovadora (ITA)

A metodologia ITA, até a finalização do processo de pesquisa deste trabalho não havia sido aplicada por outros autores para a avaliação de complementariedade, sendo sua aplicação pioneira para essa finalidade.

Como mencionado anteriormente, o método é capaz de identificar e analisar tendências e padrões nos dados que podem não ser captados pelos coeficientes de correlação convencionais, por isso foi escolhido como um método complementar para avaliação dos resultados.

Para aplicação da metodologia, divide-se a série temporal em duas metades que são plotadas nos eixos X e Y, conforme ilustrado na Figura 5. A linha contínua preta, denominada linha 1:1 representa a situação em que não existe tendência, há equivalência entre os valores da primeira e da segunda metades [129]. As bandas de 0,25 e 0,5 são faixas de tolerância pré-definidas usadas como critério visual para separar pequenas variações com relação à linha 1:1, que podem ser consideradas ruídos, de tendências consistentes. Quando é observada uma tendência crescente para uma fonte de energia e decrescente para outra, pode-se inferir a existência de complementariedade entre elas.

Figura 5 – Exemplo de visualização do método ITA



Fonte: Adaptada de [130].

Esse método também pode ser aplicado com teste de significância estatística, para quantificação matemática e associação de nível de confiança, como feito nesse trabalho. Nesse caso, os resultados são considerados estatisticamente significativos somente se o *trend slope* (s), em português, inclinação da tendência, ultrapassar os limites do intervalo de confiança. A inclinação é determinada pela equação (13) [39].

$$s = \frac{2(\bar{y}_2 - \bar{y}_1)}{n} \quad (13)$$

Na qual \bar{y}_1 é a média aritmética da primeira subsérie, \bar{y}_2 da segunda subsérie e n a quantidade de dados.

Quando o valor de s é positivo, indica que a série temporal apresenta tendência crescente. Nos casos em que é negativo, há tendência decrescente. Esse valor é considerado significativo somente se ultrapassar os limites do intervalo de confiança (I.C.):

$$I. C_{(1-\alpha)} = 0 \pm s_{cri} \cdot \sigma_S \quad (14)$$

Em que α é o nível de significância, s_{cri} é o intervalo de confiança de uma Função de Densidade de Probabilidade normal padrão com média zero e desvio padrão e σ_S é calculado pela equação (13).

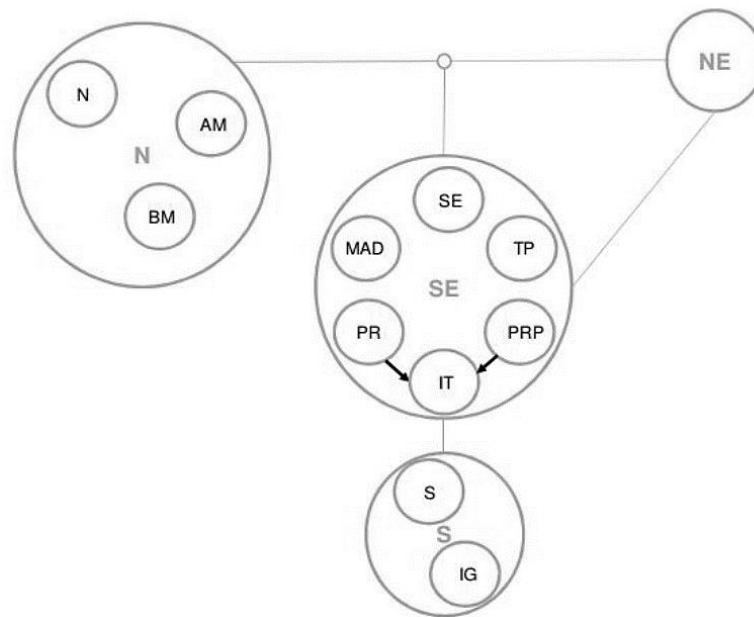
$$\sigma_S = \frac{2\sqrt{2}}{n\sqrt{n}} \sigma \sqrt{1 - \rho_{\bar{y}_1\bar{y}_2}} \quad (15)$$

Em que $\rho_{\bar{y}_1\bar{y}_2}$ é o coeficiente de correlação entre os dois valores médios em processos estocásticos [39].

2.2. DIVISÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

A operação do sistema elétrico brasileiro, em termos de carga, é baseada na divisão do território em quatro submercados ou subsistemas: Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste/Centro Oeste (SE/CO) e Sul (S). De forma que o consumo de cada uma dessas regiões é, via de regra, representado em um único barramento. No que tange à discretização topológica das usinas hidrelétricas conectadas ao SIN (Sistema Interligado Nacional), a representação é feita por meio de doze reservatórios equivalentes (REEs), mostrada na Figura 9. De modo que cada reservatório represente um conjunto de usinas que pertencem a uma região com características hidrológicas similares. Até o fim do ano de 2015, quatro REEs englobavam todas as usinas hidrelétricas (UHEs) dos quatro submercados e, portanto, essa representação era denominada 4x4. Em 2016, esse número aumentou para nove e, em 2018, a configuração passou a ter doze REEs, ainda que associados aos quatro subsistemas elétricos, configurando a representação 4x12 [131].

Figura 9 – Representação dos REEs



Fonte: Disponível em [132].

O fato de as regiões serem interligadas permite que haja transferência de montantes de energia entre os subsistemas, explorando, especialmente, a heterogeneidade da disponibilidade hídrica ao longo do território brasileiro. Assim sendo, o ONS, ao operar o SIN, dispõe da complementariedade energética natural e é capaz de expandir a oferta de energia ao mesmo tempo em que otimiza recursos [133].

A Tabela 3 indica, além dos subsistemas e dos REEs, as bacias que compõem cada reservatório [134]. Ressalta-se que uma mesma bacia pode ter usinas que pertencem a reservatórios distintos, como ocorre com a bacia Amazonas, por exemplo.

Tabela 3 – Bacias Hidrográficas

Subsistema	REE	Bacias
SE/CO	Sudeste (SE)	Paraíba do Sul, Itabapoana, Mucuri, Doce, Paraguai, São Francisco, Jequitinhonha e Tocantins
SE/CO	Itaipu (IT)	Paraná
SE/CO	Madeira (MAD)	Amazonas
SE/CO	Teles Pires (TP)	Amazonas

Subsistema	REE	Bacias
SE/CO	Paraná (PR)	Grande, Paranaíba, Tietê, Alto Paraná e Baixo Paraná
SE/CO	Paranapanema (PRP)	Paranapanema
S	Sul (S)	Paranapanema, Jacuí, Uruguai, Capivari e Itajaí- Açu
S	Iguaçu (IG)	Iguaçu
NE	Nordeste (NE)	São Francisco, Parnaíba, Paraguaçu e Jequitinhonha
N	Norte (N)	Amazonas e Tocantins
N	Belo Monte (BM)	Amazonas e Xingu
N	Manaus-Amapá (AM)	Amazonas e Araguari

Fonte: Adaptada de [135].

Ainda na Figura 9, é possível observar duas setas apontadas para IT. Isso ocorre porque existe acoplamento hidráulico entre os reservatórios ligados.

A divisão do território em bacias hidrográficas permite que seja caracterizado o comportamento hidrológico de regiões, o que colabora com o planejamento e o gerenciamento dos recursos hídricos. Nesse âmbito, é incluída a verificação da disponibilidade nos reservatórios, aspecto fundamental no planejamento da geração de energia [136].

É válido salientar que os recortes hidrográficos do território brasileiro feitos pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) não são exatamente os mesmos adotados pelo ONS, tendo em vista a diferença no nível de detalhamento. A Base da Divisão Hidrográfica Nacional (DHN250), em escala 1:250.000 apresentada em 2021, contempla três níveis distintos hierarquicamente dependentes [137]. O nível 1 é composto por 12 macrorregiões, como anteriormente determinado pela Resolução n. 32, de 15 de outubro de 2003 do CNRH (Conselho Nacional de Recursos Hídricos). 54 mesorregiões formam o nível 2 e, por fim, 302 microrregiões constituem o nível 3. Tal divisão garante que uma microrregião hidrográfica pertença a uma única mesorregião que, por sua vez, pertence exclusivamente a uma macrorregião hidrográfica [138].

As informações sobre a divisão das bacias de acordo com o critério do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) apresentam inconsistências. Para compreender melhor essa

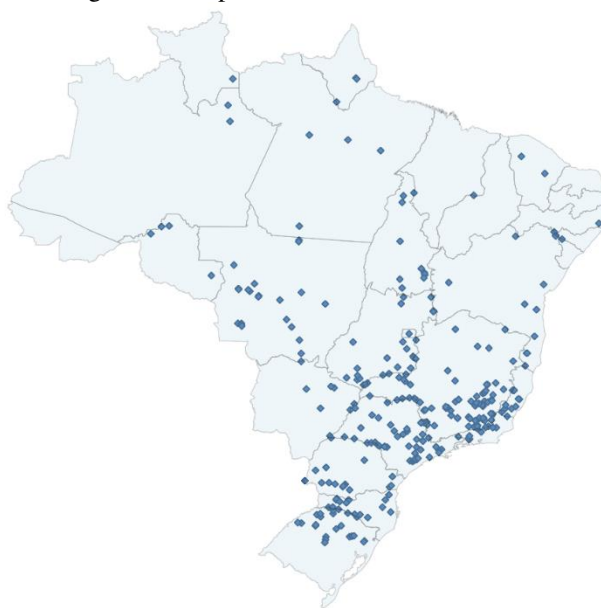
classificação, foram coletadas e cruzadas diversas informações dos bancos de dados e das publicações disponíveis no site do ONS. Durante a pesquisa, observou-se que a divisão das bacias está em constante atualização, possivelmente para acompanhar as mudanças no Sistema Interligado Nacional (SIN). Um exemplo notável é a inclusão de uma categoria identificada como “outras-Sudeste” no banco de dados históricos da operação em 2023. Essa categoria, tratada como uma bacia, apresenta registros de dados hidrológicos apenas a partir de setembro de 2022.

Segundo o Relatório Anual de 2022, publicado em março de 2023, após o início dessa pesquisa de Doutorado, o SIN é composto por 16 bacias [139]. Entretanto, ao buscar os dados de ENA (Energia Natural Afluente) por bacia no próprio site [140], existe o histórico das 22 bacias indicadas na Tabela 3. Ao mesmo tempo em que uma própria publicação do ONS feita em maio de 2022 menciona 22 bacias [141]. Dessa forma, tendo em vista que serão utilizados os dados de ENA do histórico da operação disponibilizado pelo ONS, será considerada nesse trabalho a divisão em 22 bacias hidrográficas.

2.3. PLANEJAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o responsável por coordenar e controlar todas as operações de geração e transmissão de energia elétrica conectadas ao SIN e também planejar a operação dos sistemas isolados. Nesse arcabouço, encontram-se 161 UHEs, indicadas na Figura 6, localizadas nas 22 bacias hidrográficas relacionadas na Tabela 3.

Figura 6 – Mapa das UHEs no Brasil



Fonte: Disponível em [142].

O planejamento da operação energética tem como objetivo determinar metas de geração para usinas hidrelétricas e termoeletricas definindo a alocação ótima de recursos hídricos e térmicos. É uma tarefa bastante complexa por envolver diversos requisitos como a demanda de energia e as restrições operativas das usinas e elétricas do sistema, além das questões econômicas que acarretam em consequências tanto no presente como no futuro e dependem de previsões hidrológicas que podem ou não se concretizar [143].

Devido à alta complexidade do sistema, o problema do planejamento é dividido em três estágios de tempo: médio prazo, curto prazo e programação diária. Na análise de médio prazo, o sistema equivalente é composto pelos REEs e os indicadores relacionados ao atendimento futuro estão em um horizonte plurianual. Dessa forma, o planejamento é realizado para o horizonte de cinco anos futuros com discretização mensal. Na etapa de curto prazo, são consideradas as definições do planejamento e as condições de operação de cada usina, sendo realizada com horizonte de dois meses e discretizando a programação em etapas semanais durante o primeiro mês. A fase de programação diária estabelece, para cada usina, o seu programa de despacho de geração a cada meia hora para o próximo dia. Considerando diversos fatores como previsões de carga, de afluência e de geração eólica, disponibilidades de equipamentos e desligamentos de partes do sistema de transmissão [143].

Como ferramenta para resolução do problema de planejamento, o ONS utiliza uma cadeia de modelos computacionais desenvolvidos pelo Cepel (Centro de Pesquisas de Energia

Elétrica). Para as etapas de médio e curto prazo, utiliza-se os programas NEWAVE e DECOMP, ambos baseados em Programação Dinâmica Dual Estocástica [144], na qual não é necessário discretizar o espaço de estados do sistema. Tendo em vista que o problema de operação hidrotérmica é considerado estocástico pois as afluências futuras ao sistema de reservatórios são desconhecidas no instante da tomada de decisão operativa. E assim, a quantidade futura de disponibilidade de água nas usinas hidráulicas não pode ser precisada [145], [146]. Já para a programação diária, é utilizado o DESSEM, que trata o problema de modo determinístico [143].

No processo de planejamento da operação do setor elétrico brasileiro no horizonte de médio prazo, é utilizada a série histórica de energias afluentes. De modo que são calculados os parâmetros do modelo estocástico de energias afluentes e então são geradas séries de energias afluentes sintéticas [144],[147].

Energia Natural Afluente (ENA), é definida, de acordo com o ONS, como a energia afluente a um sistema de aproveitamentos hidrelétricos [148]. De forma mais didática, tem-se, hipoteticamente, que para um determinado mês, a água estocada nos reservatórios das usinas não é turbinada, mantendo o nível constante. Ao mesmo tempo em que toda a água proveniente da vazão natural afluente é turbinada. Dessa forma, a energia produzida por esse turbinamento refere-se à Energia Natural Afluente. Ou seja, em termos práticos, a ENA seria toda a energia que poderia ser produzida a partir do regime de chuvas em um local específico.

No caso dos aproveitamentos com reservatórios de regularização, as vazões afluentes mensais da série história são transformadas em energias afluentes. Ao somar as energias disponíveis para todos os reservatórios do sistema, são obtidas as séries de energias controláveis ao sistema equivalente. Do mesmo modo, tem-se as séries de energias a fio d'água para as usinas a fio d'água. Somando as séries de energias controláveis e a fio d'água, é obtida a série de energias afluentes ao sistema equivalente [144].

O cálculo da ENA pode ser feito com base nas vazões naturais afluentes e nas produtibilidades de usinas calculadas considerando o armazenamento de 65% do volume útil dos seus reservatórios [149]. A produtividade das usinas hidrelétricas com reservatório varia conforme a altura da queda, dessa forma, entende-se que o valor empírico de 65% seria o mais próximo obtido no caso de uma representação não linear da produtividade [147].

É possível calcular a ENA em períodos diários, semanais, mensais ou anuais para bacias e subsistemas, de acordo com os sistemas de aproveitamentos hidrelétricos existentes nas configurações dos mesmos, conforme as equações (16) e (17) respectivamente [149].

$$ENA_{Bacia}(t) = \sum_{i=1}^n (Qnat(i, t).p(i)) \quad (16)$$

$$ENA_{Subsistema}(t) = \sum_{j=1}^m (Qnat(j, t).p(j)) \quad (17)$$

Nas quais:

t é o intervalo de tempo de cálculo da ENA;

i é o aproveitamento pertencente ao sistema de aproveitamentos da bacia considerada;

n é o número de aproveitamentos existentes no sistema de aproveitamentos da bacia considerada;

Qnat é a vazão natural do aproveitamento no intervalo de tempo considerado;

p é a produtibilidade média do conjunto turbina-gerador do aproveitamento hidrelétrico, referente à queda obtida pela diferença entre o nível de montante, correspondente a um armazenamento de 65% do volume útil, e o nível médio do canal de fuga;

j é o aproveitamento pertencente ao sistema de aproveitamentos do subsistema considerado;

m é o número de aproveitamentos existentes no sistema de aproveitamentos do subsistema considerado.

Em posse das informações apresentadas, que ratificam a importância da ENA no planejamento elétrico, e pela disponibilidade de dados definiu-se que sua série histórica como a base de informações de geração hidráulica a ser utilizada na análise de complementariedade. Tendo em vista, ao mesmo tempo, que ao analisar a ENA é possível compreender o comportamento hidráulico de uma bacia, o que é de extrema importância para a realização deste trabalho.

2.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

No Capítulo 2, abordou-se a fundamentação teórica relacionada à complementariedade de fontes no contexto do sistema elétrico brasileiro. Iniciou-se com uma discussão sobre o conceito de complementariedade de fontes, detalhando métodos de quantificação dessa interação, como os coeficientes de Pearson, Spearman e Kendall, além de outros índices

utilizados na análise da complementariedade temporal. Também foram exploradas metodologias alternativas que complementam essas abordagens. O capítulo seguiu com uma explicação sobre a divisão do sistema elétrico brasileiro, com ênfase na sua estrutura e funcionamento, e a importância do planejamento no contexto da operação e expansão desse sistema.

3. METODOLOGIA DESENVOLVIDA PARA AVALIAÇÃO DE COMPLEMENTARIEDADE DE GERAÇÕES HIDRÁULICA, SOLAR E EÓLICA

A linguagem de programação Python foi utilizada na aplicação de toda a metodologia desenvolvida. Além de ser uma ferramenta muito útil na análise de dados, é uma linguagem simples e intuitiva, o que facilita a escrita e o entendimento de códigos. Outra vantagem é a ampla gama de recursos como bibliotecas disponíveis gratuitamente. Todos esses benefícios corroboram para que o Python seja uma das linguagens mais populares na atualidade, segundo o *ranking* da TIOBE [150], que analisa dados de pesquisas em ferramentas de buscas online e postagens feitas por desenvolvedores em fóruns especializados [151].

3.1. AQUISIÇÃO DOS DADOS

Para realizar a análise de complementariedade entre os anos de 2015 e 2024, foram utilizados os dados, cujo detalhamento é apresentado na seção seguinte, coletados da estação meteorológica mais próxima do barramento de cada UHE localizada na bacia. Para cada bacia de interesse, foi selecionada uma UHE específica com base na relevância dos dados. A escolha da UHE mais adequada foi feita a partir do cálculo da correlação entre os dados da ENA de cada reservatório e os da bacia. A estação meteorológica mais próxima do reservatório, que também apresentava o maior coeficiente de correlação com seus dados, foi definida como a estação representativa daquela bacia. Como ferramenta para determinar a EMA mais próxima, foi utilizado o Sistema de Coordenadas Geográficas, baseado em latitude e longitude, por ser amplamente empregado e permitir a localização precisa de qualquer ponto na superfície terrestre.

Como a geometria terrestre é representada didaticamente de forma esférica, visto que o achatamento dos polos é pouco significativo, tem-se que o vetor raio é constante para qualquer ponto da superfície, logo a localização por meio de dois ângulos vetoriais, denominados latitude e longitude, é precisa. Como origem para medição desses ângulos, foram definidos dois planos ortogonais que se interceptam no centro da esfera. O Equador divide a superfície terrestre em hemisférios Norte e Sul e é usado como referência para as medições de latitude. Enquanto o Meridiano de Greenwich, linha imaginária que passa no Observatório Real nas proximidades de Londres, divide o planeta em Ocidente (a oeste do meridiano) e Oriente (a leste do mesmo), e serve como origem para as medidas de longitude [152], [153].

Com as coordenadas geográficas definidas para cada ponto de interesse, é possível determinar a distância entre dois locais na superfície terrestre utilizando a fórmula de Haversine. Amplamente empregada em cálculos geodésicos, essa equação se baseia nas relações geométricas características da esfera.

Dessa forma, para selecionar a EMA mais próxima ao ponto de interesse, foi utilizado o catálogo fornecido pelo INMET, no formato CSV (*Valores Separados por Vírgulas*), que reúne informações de 567 estações, incluindo suas latitudes e longitudes. Com base nesses dados, foi empregada a função Haversine para calcular as distâncias entre as estações e as UHEs.

3.1.1. Dados das bacias hidrográficas

No que se refere às bacias hidrográficas, as principais informações foram retiradas dos sites da ANA¹ e do ONS², compiladas e são apresentadas no Apêndice A. Para cada bacia do SIN, são disponibilizados, pela ANA, o mapa com indicação da hidrologia e das usinas a fio d'água e com reservatório e um diagrama que contempla as usinas e o rio de sua localização. Nos diagramas, usinas com reservatório são representadas por triângulo e usinas a fio d'água, por círculos [154].

Arquivos do tipo *shapefile*, que incluem as informações de coordenadas geográficas da delimitação de contorno das bacias, são fornecidos pelo ONS [155]. Por meio desses documentos, foi possível, utilizando o *software* QGIS, visualizar os mapas das bacias com a sua devida localização em termos de latitude e longitude. Dessa forma, ao pesquisar a localização das barragens de cada UHE, era possível constatar se o local apontado estava realmente dentro dos limites das bacias. Visto que, para várias usinas, não há informações suficientes no Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos (SNIRH). Entretanto, é importante ressaltar que a base de dados, no momento da consulta em setembro de 2022, só contemplava o contorno de 9 bacias. Os demais dados foram enviados após solicitação na Central de Atendimento. Ainda assim, algumas dificuldades foram encontradas e precisaram ser contornadas conforme as observações a seguir:

¹ <https://www.ana.gov.br/sar/sin>

² https://dados.ons.org.br/dataset/bacia_contorno

- Os dados fornecidos pelo ONS não contemplam todas as usinas pertencentes à Bacia Amazônica, limitando-se a Madeira, Teles Pires, Curuá-Una, Balbina e Santo Antônio Jari. Dessa forma, para visualização das coordenadas geográficas de toda a extensão da bacia, foi utilizado o arquivo das sub-bacias do extinto DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) disponibilizado no Catálogo de Metadados da INDE (Infraestrutura Nacional de Dados Espaciais) [142].
- O ONS não forneceu o contorno da bacia Paraíba do Sul, somente os *shapefiles* das usinas Santa Branca, Ilha dos Pombos e Funil. Como alternativa, foi utilizado o arquivo de sub-bacias disponibilizado pela INDE [142].
- O *shapefile* disponibilizado pelo ONS referente à bacia Jacuí, destacado em azul escuro no contorno disponibilizado, na Figura A-9 no Apêndice A, não contempla toda a região da bacia. Entretanto, foi fornecido o arquivo da bacia Guaíba, o qual foi utilizado. A bacia hidrográfica do rio Jacuí tem área de 71.600 km², o que corresponde a 83,5% da área da região hidrográfica do Guaíba e contempla o trecho superior no qual é realizado o aproveitamento energético [156].
- O arquivo da bacia Itabapoana disponibilizado pelo ONS não apresenta toda a extensão da mesma conforme feito pela ANA, se limitando à localização da barragem de Rosal, única UHE instalada na bacia, conforme indicado por ponto no mapa da Figura A-7.
- Foram disponibilizados pelo ONS dois arquivos idênticos de *shapefile* que fazem referência à bacia Araguari e à UHE Ferreira Gomes. Entretanto, os dois divergem do fornecido pela ANA.

Outra possibilidade de obtenção dos arquivos no formato *shapefile* dos reservatórios das usinas hidrelétricas seria por meio do conjunto de dados abertos do Governo Federal. No entanto, apesar de constar na base de dados, no momento, os arquivos não estavam disponíveis para download.

No Apêndice A, também são apresentadas tabelas, para todas as UHEs das bacias, que contêm a área do reservatório, a potência instalada, a localização da barragem e suas coordenadas geográficas. A fonte preferencialmente usada para obtenção das informações foi o SNIRH. Quando não havia disponibilidade, foram buscadas em outros meios como nos sites das concessionárias ou das usinas, por exemplo. Observações relacionadas à coleta de dados e composição das tabelas são descritas a seguir:

- Para a UHE Boa Esperança, na Bacia Parnaíba, foram utilizados os dados fornecidos pela Chesf [157], devido a uma grande discrepância nos dados do SNIRH, que apresentavam uma potência instalada inferior à potência real da usina, considerando somente uma unidade geradora.
- No SNIRH, as coordenadas geográficas da UHE Três Irmãos (15 S 14'10,3 "58 W 43 ' 39,2") não condizem com o local real da Usina, portanto foram substituídas pelas coordenadas disponíveis no Google Maps.
- Quanto à Usina de Salto Grande, foram consideradas as coordenadas da barragem Guanhães, pois o reservatório da mesma abriga a tomada d'água da usina, que é responsável por mover as turbinas e gerar energia, enquanto a Barragem Santo Antônio, no curso do Rio Santo Antônio, tem a função de levar água para o reservatório da Barragem Guanhães [158].
- Em alguns casos, havia divergência nos dados de área do reservatório, como no caso da UHE Retiro Baixo, que, segundo o site da usina, apresenta área de 22,58 km² [159] enquanto no SNIRH, o dado disponível é de 11,60 km². Optou-se por considerar os dados da fonte oficial. Em outros vários, os dados de área do reservatório disponíveis nos sites das usinas equivaliam aos de área inundada original do SNIRH. No entanto, na planilha foi colocada a área atualizada disponível.

O ONS disponibiliza ainda, para as 22 bacias, os valores diários, semanais, mensais e anuais de ENA, desde o ano 2000, de quatro formas distintas: ENA Bruta em MWmed e %MLT e ENA armazenável também em MWmed e %MLT [140], [160]. Para a realização deste trabalho, foram utilizadas as informações de ENA armazenável em MWmed, que considera as vazões naturais descontadas das vazões vertidas. No Excel, foram construídos os gráficos com os valores anuais de ENA para cada bacia. Os mesmos são apresentados no Apêndice A.

3.1.2. Dados meteorológicos

Foram utilizados os dados fornecidos pelo INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), por meio do BDMEP (Banco de Dados Meteorológicos), que abriga dados meteorológicos em forma digital de séries históricas de diversas estações, de acordo com as normas técnicas internacionais da Organização Meteorológica Mundial [161]. A rede de estações meteorológicas automáticas (EMAs) operada pelo INMET é a rede de coleta de dados de maior abrangência no território brasileiro [162].

São disponibilizados arquivos em formato CSV com os dados horários de cada EMA no período de um ano. A consulta pode ser realizada a partir do ano 2000. Além dos dados de localização da estação como região, unidade federativa, latitude e longitude, são informados os seguintes valores:

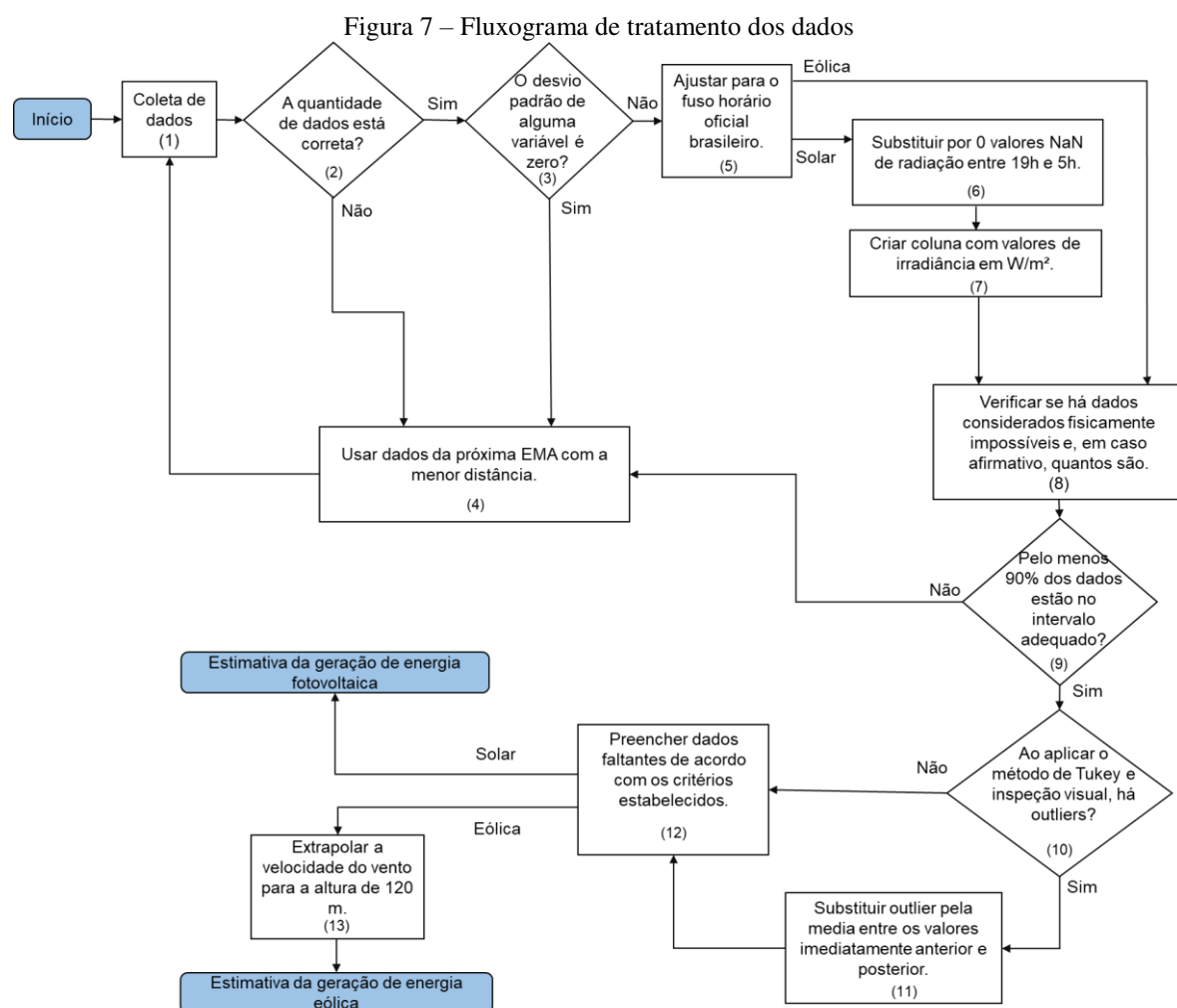
- Data no formato ano/mês/dia;
 - Hora no formato HHMM UTC, indicando horas e minutos no Horário Universal
- Coordenado;
- Precipitação total (mm);
 - Pressão atmosférica ao nível da estação (mb, sendo 1 mb = 100 Pa);
 - Pressões atmosféricas máxima e mínima na hora anterior (mb), somente para as estações automáticas;
- Radiação global (kJ/m²);
 - Temperatura do ar – bulbo seco (°C)
 - Temperatura do ponto de orvalho (°C)
 - Temperaturas máxima e mínima na hora anterior (°C);
 - Temperaturas do ponto de orvalho máxima e mínima na hora anterior (°C);
 - Umidades relativas máxima e mínima na hora anterior (%), somente para as estações automáticas;
- Umidade relativa do ar horária (%);
 - Direção horária do vento (°);
 - Rajada máxima do vento (m/s);
 - Velocidade do vento horária (m/s).

3.2. ADEQUAÇÃO E TRATAMENTO DOS DADOS

É de fundamental importância realizar previamente o controle de qualidade dos dados (do inglês, *quality control*, QC), para detectar possíveis dados suspeitos ou errôneos e tratá-los adequadamente antes de prosseguir com a análise. Tendo em vista que é comum que um conjunto de dados apresente alguma falha em determinado momento. Seja por problemas instrumentais, erros de registro ou precariedade de manutenção [55]. O procedimento de controle de qualidade não é descrito de forma unânime na literatura, coexistindo formas

distintas e, até então, aceitas de fazê-lo [56]. É válido ressaltar que mesmo no caso das estações automáticas, a isenção de problemas nos registros não é total, tendo em vista a possibilidade de danos físicos que podem interferir na obtenção adequada das medições [163].

O procedimento de QC adotado é resumido na Figura 7 e descrito detalhadamente posteriormente.



Fonte: Elaborada pela autora.

3.2.1. Número de medições e dados horários

Ao selecionar o arquivo das medições da estação meteorológica mais próxima ao local de interesse, o primeiro aspecto analisado foi a estrutura do arquivo em termos de número de linhas e colunas. O arquivo deveria conter 19 colunas correspondentes às variáveis registradas,

conforme descrito na seção 3.1.2 deste documento. O número de linhas esperado foi determinado com base na frequência das medições, realizadas a cada hora. Assim, para anos comuns, em que há 365 dias, o total de registros deveria ser de 8.760 (365×24). Já para os anos bissextos, por conter um dia adicional, esse número é de 8.784 (366×24). Caso o número de dados divergisse do esperado ou existisse incoerência nos horários, a análise recomençaria para a próxima EMA com a menor distância.

Dentre as variáveis disponíveis, foram selecionadas apenas aquelas mais relevantes para a análise, a saber: data, hora UTC, precipitação total horária (mm), radiação global (kJ/m^2) e velocidade horária do vento (m/s). As demais informações não foram utilizadas, pois não eram necessárias para os cálculos realizados. Essa seleção evita o processamento de dados irrelevantes e torna a manipulação das informações mais eficiente.

Na etapa seguinte, foi calculado o desvio padrão de cada série de dados. Um desvio padrão igual a zero indicaria que todos os valores da série permaneceram constantes ao longo do período analisado, o que não é esperado para variáveis meteorológicas dinâmicas. Esse resultado sugere que o equipamento não registrou variações nas medições, indicando falhas na medição. Caso o desvio padrão calculado fosse nulo, os dados daquela EMA seriam desconsiderados por inconsistência e, portanto, seriam utilizados os dados da próxima EMA com a menor distância com relação à UHE. Alternativamente, seria possível descartar as medições do referido ano e conduzir a análise para outros períodos, desde que os dados fossem adequados. No entanto, essa abordagem não foi adotada na metodologia proposta.

Nos casos em que não houve problemas com a quantidade de dados e o desvio padrão não foi nulo, os horários foram ajustados para o fuso horário de Brasília, que é o horário oficial do Brasil. Como as medições são registradas no Tempo Universal Coordenado (UTC), que está três horas à frente do horário de Brasília, foi necessário realizar essa conversão para garantir a correta interpretação dos dados no contexto local.

Para os dados de radiação, foi necessário fazer um ajuste para o período noturno. Os dados ausentes, representados como NaN (*not a number*) no Python, quando se encontravam fora do intervalo de 6h às 18h, foram substituídos por zero. Essa abordagem se justifica pelo fato de que NaN indica a ausência de uma medição registrada e, nesse período, a radiação é naturalmente esperada como zero.

3.2.2. Consistência dos dados

No passo 7, foi verificada a existência de valores fisicamente impossíveis. Os critérios utilizados foram os mesmos adotados pela rede SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais), que por sua vez, baseia-se em duas estratégias de controle de qualidade de dados: BSRN (*Baseline Surface Radiation Network*) e Webmet.com [164]. Quanto à velocidade do vento, foi considerado o limite superior de 25 m/s, tendo em vista que essa restrição é aplicada, na presente análise, para medição a 10 metros, mesma altura em que são realizadas as coletas das EMAs [165].

Em relação à variável radiométrica, apesar de constar o termo “radiação global” nas medições fornecidas pelo INMET, entende-se que os dados são, na verdade, de irradiância solar global horizontal. Tendo em vista que representam a taxa de energia total por unidade de área incidente em uma superfície horizontal, ou seja, o fluxo de radiação solar recebido [162], [166]. Inclusive, no Atlas Brasileiro de Energia Solar, é mencionado que as estações do INMET utilizam piranômetros de fotodiodos para aquisição de dados de irradiância solar global, não coletando dados de irradiância direta e difusa [162]. Como os dados são disponibilizados em kJ/m² e as amostragens são integradas para valores horários [165], é possível fazer a conversão da unidade a partir da Equação (18).

$$\frac{kJ}{h.m^2} = \frac{1000 J}{3600s.m^2} \quad (18)$$

Como

$$W = \frac{J}{s} \quad (19)$$

Tem-se que

$$\frac{kJ}{h.m^2} = \frac{1000 W}{3600m^2} \quad (20)$$

E, portanto

$$\frac{kJ}{h.m^2} = 0,27778 \frac{W}{m^2} \quad (21)$$

No conjunto de dados, foi adicionada uma coluna com os valores condizentes com a unidade estabelecida (W/m²).

São considerados valores fisicamente impossíveis os inferiores a -4W/m^2 e os superiores ao resultado da Equação (22) [164], [167]. É importante ressaltar que os valores negativos de irradiância podem ocorrer devido a variações repentinas nos dados de medição em função de sombreamento ou do resfriamento da temperatura ambiente, por exemplo. O que é cabível no caso de medições com intervalo pequeno mas que, certamente, para média horária indica erro de medição [168]. Em algumas situações pontuais, diferente das condições observadas nos dados utilizados nessa pesquisa até o momento, podem existir dados negativos de medição. Uma das possibilidades é que o equipamento utilizado na estação seja um saldo-radiômetro, que mede o saldo de radiação, equivalente à diferença entre o fluxo total de radiação incidente (irradiância) e a radiação que é emitida ou refletida por uma superfície. Se o equipamento é deste tipo, durante a noite, é comum que esses valores sejam negativos porque a radiação emitida pela superfície é maior que a incidente, sendo só a atmosférica. Outra possibilidade é a ocorrência noturna em regiões polares. Por isso é recomendável que antes de usar quaisquer dados, se faça uma verificação para identificar possíveis erros [169]–[171].

$$\text{Limite máx.} = S_a \cdot 1,5, \mu_0^{1,2} + 100 \text{ W/m}^2 \quad (22)$$

Em que:

$$S_a = \frac{S_o}{UA} \quad (23)$$

$$\mu_0 = \cos(\theta_z) \quad (24)$$

Sendo:

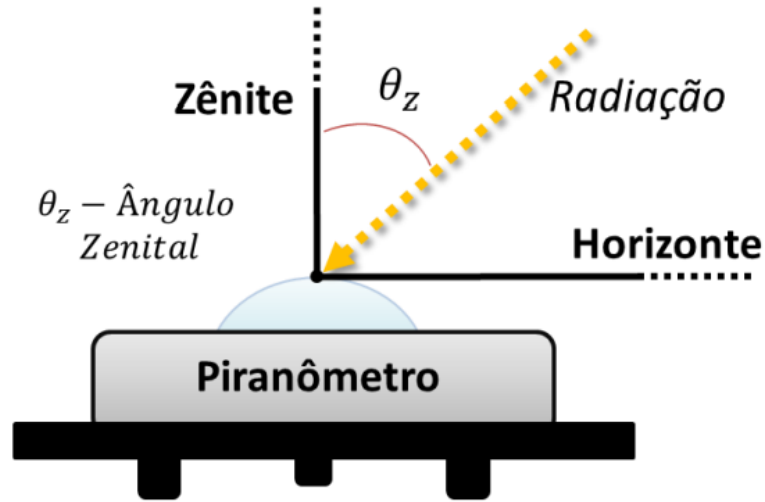
S_a : a constante solar ajustada para a distância Terra-Sol,

UA : a distância Terra-Sol em Unidades Astronômicas,

S_0 : a constante solar à distância média Terra-Sol e

θ_z : o ângulo do zênite solar, representado na Figura 8 [168].

Figura 8 – Representação do ângulo zenital



Fonte: Disponível em [168].

S_a também é mencionada na literatura como IDN_0 (irradiância extraterrestre normal) [168] e I_0 (irradiância solar no topo da atmosfera terrestre em uma superfície normal aos raios solares) [172]. E pode ser calculada por meio da Equação (25) [168].

$$IDN_0 = I_o \left(\frac{R_m}{R} \right)^2 \quad (25)$$

Em que I_o é a constante solar cujo valor é 1367 W/m^2 , R_m é a distância média da Terra ao Sol e R a distância atual entre a Terra e o Sol, que varia em função da órbita elíptica realizada pela Terra em torno do Sol [173]. O quadrado da razão entre os dois raios equivale ao fator de correção da excentricidade da órbita terrestre, E_0 , calculado pela fórmula de Spencer [174]. Logo, S_a é resultado da multiplicação entre I_0 e E_0 .

$$E_0 = 1,00011 + 0,0034221 \cos(\Gamma) + 0,00128 \sin(\Gamma) + 0,000719 \cos(2\Gamma) + 0,000077 \sin(2\Gamma) \quad (26)$$

Γ é denominado ângulo diário, expresso em radianos, é dado pela Equação (27).

$$\Gamma = \frac{2\pi(d_n - 1)}{365} \quad (27)$$

Na qual d_n é o dia numérico do ano, variando de 1, que representa primeiro de janeiro, a 365, 31 de dezembro [174].

O termo μ_0 , conforme explicitado na Equação (24), depende do cosseno do ângulo zenital, que é medido em função da latitude do ponto de incidência (ϕ), da declinação solar (δ) e do ângulo horário (ω):

$$\mu_0 = \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\phi) \sin(\delta) \quad (28)$$

A declinação solar pode ser considerada constante ao longo do dia, tendo em vista que sua variação máxima, que ocorre nos equinócios, é inferior a $0,5^\circ$ [175]. E pode ser calculada, em graus, por meio da Equação (39), conhecida como equação de Cooper [176].

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360(d_n + 284)}{365} \right] \quad (29)$$

O ângulo horário, ω , também citado como h em parte da literatura, é dado por [170]:

$$\omega = 15^\circ (\text{hora local} - 12) \quad (30)$$

Enquanto o ângulo horário diário horizontal, ω_H , é calculado por [177],[178]:

$$\omega_H = \arccos(-\tan(\phi) \tan(\delta)) \quad (31)$$

Em algumas referências, como em [168], [176], para o cálculo do ângulo horário, é utilizada a hora solar em substituição à hora local. Tendo em vista que o dia solar é o intervalo de tempo necessário para que o Sol complete um ciclo sobre um observador estacionário e pode não ter, necessariamente, 24 horas. Entretanto, a diferença é da ordem de minutos e não foi vista como necessária no caso deste trabalho em que as medições são apresentadas em intervalos horários.

Além da verificação de existência de dados fisicamente impossíveis, também foi observada a presença de valores fora dos limites extremamente raros. Sendo o limite inferior igual a -2 W/m^2 e o superior expresso pela Equação (32) [164].

$$\text{Limite máx.} = S_a \cdot 1,2, \mu_0^{1,2} + 50 \text{ W/m}^2 \quad (32)$$

A partir do estabelecimento de todos os limites físicos, foi investigado o percentual dos dados dentro da faixa adequada. Caso esse valor fosse inferior a 90% [179]–[181], a medição seria descartada e outra EMA precisaria ser definida para representar a bacia hidrográfica.

Na etapa 9, foi avaliada a presença de outliers nas medições. Esses valores, que se distanciam significativamente do restante do conjunto de dados, desviam do padrão esperado e podem ocasionar erros nos cálculos estatísticos [182]. Para a detecção de *outliers*, aplicou-se o método de Tukey, amplamente utilizado por pesquisadores da área de engenharia devido à sua simplicidade, efetividade considerável e facilidade na visualização e interpretação por meio de *boxplots* [183]. Além disso, trata-se de um método que não assume premissas sobre a distribuição dos dados nem depende da média ou do desvio padrão, devendo ser evitado apenas em amostras pequenas [184].

O método é baseado na Análise Exploratória de Dados e utiliza o intervalo interquartil (IQR) como critério para identificar *outliers*. O IQR é definido como a diferença entre o terceiro quartil (Q_3) e o primeiro quartil (Q_1), representando a faixa onde está contida a parte central (50%) dos dados [184]:

$$IQR = Q_3 - Q_1 \quad (33)$$

Os valores considerados *outliers* são aqueles que se afastam significativamente do IQR e podem ser classificados em dois níveis. O primeiro nível corresponde aos outliers suaves, ou *mild outliers*, que são valores localizados além de 1,5 vezes o IQR em relação aos quartis. Esses valores são considerados possíveis *outliers*. Os *outliers* inferiores (O. I.) e superiores (O. S.) são determinados pelas equações (34) e (35), respectivamente.

$$O.I. (suave) < Q_1 - 1,5 * IQR \quad (34)$$

$$O.S. (suave) > Q_3 + 1,5 * IQR \quad (35)$$

Além dos *outliers* suaves, também se considera a presença de *outliers* extremos, que correspondem a valores ainda mais distantes da distribuição e são considerados *outliers*

prováveis. Esses valores encontram-se a, no mínimo, três vezes a amplitude do IQR além dos quartis, conforme os critérios estabelecidos nas equações (36) e (37).

$$O.I. (extremo) < Q_1 - 3 * IQR \quad (36)$$

$$O.S. (extremo) < Q_3 + 3 * IQR \quad (37)$$

Esses valores foram calculados para duas subdivisões distintas do conjunto de dados. Na primeira abordagem, todas as medições de cada variável ao longo do ano foram analisadas, resultando na obtenção de apenas dois IQRs. Já na segunda abordagem, os dados foram agrupados por hora, gerando 24 IQRs para cada variável.

Aliada à aplicação matemática do método, também foi feita a inspeção visual dos boxplots dos dados. A substituição dos valores somente ocorreria caso tanto os critérios matemáticos quanto a inspeção visual indicassem a presença de inconsistências, conforme descrito na etapa 10. De forma que cada *outlier* seria substituído pela média entre valores imediatamente anterior e posterior [185].

Uma das dificuldades em trabalhar com os dados do INMET é a grande quantidade de dados faltantes, característica que não é exclusiva desse sistema. A incompletude de dados e a presença de dados ruidosos são características intrínsecas da maior parte dos bancos de dados disponíveis. Em alguns casos, dados não confiáveis ou ausentes chegam a representar até 50% das entradas [186]. No passado, o método comumente adotado era excluir as informações que continham dados ausentes. Todavia, tal decisão implica na redução do tamanho amostral e pode descartar dados salustares para a análise, acarretando, por vezes, resultados enviesados. Como possível forma de mitigação dessa questão, foram desenvolvidos métodos de imputação, que consistem no preenchimento dos hiatos com valores estimados [187]. Entre eles: métodos de imputação única (IU), métodos de máxima verossimilhança e métodos de imputação múltipla [186].

A proporção de dados faltantes com relação ao número total de dados é um indicativo de qual o método de imputação adequado. Até 5%, pode-se desconsiderar essas lacunas e analisar somente os dados completos ou utilizar a imputação única. Tal método também pode ser aplicado para proporção de dados faltantes entre 5% e 15%. Já para proporções iguais ou superiores a 15%, tem-se indicação de imputação múltipla para a maior parte dos casos [188].

Também podem ser utilizados métodos mais complexos de Regressão Linear Múltipla (RLM), Redes Neurais Artificiais (RNA), Modelos Multivariado Sazonal Mensal Auto-Regressivo (SMMAR), Modelo da Ponderação Regional por Médias (PRM) e Modelo da Ponderação Regional por Correlação (PRC), desde que se tenham dados disponíveis para períodos comuns de várias estações, todas pertencentes a um mesmo grupo homogêneo [189], [190].

O preceito fundamental dos métodos de IU é imputar um único valor para substituir cada dado ausente do conjunto de informações e tratá-lo, então, como completo. São diversas as técnicas baseadas nessa premissa, a saber: Hot Deck, Cold Deck, Imputação de Médias Condicionadas (CMI), Próximo Valor Carregado para Trás (NVCB) e Último Valor Carregado para Frente (LVCF). Dentre esses, foi aplicado o CNI, em que são calculadas médias para diferentes subgrupos a partir das variáveis de classificação [186].

Assim sendo, foi realizado o preenchimento de dados faltantes, na seguinte ordem de prioridade e de possibilidade [191]:

1º: resultado da média entre os valores observados naquele horário no dia anterior e no dia seguinte;

2º: resultado da média entre os valores das horas anterior e seguinte;

3º: resultado da média mensal dos dados medidos naquele horário.

Excetuando-se o primeiro e o último dia do ano. Em que, caso houvesse uma lacuna, a primeira opção era completá-la com a média dos dados das horas anterior e seguinte. E, caso não fosse possível, com a média mensal para o horário faltante.

Após o preenchimento dos dados, procedeu-se com a extrapolação dos dados de velocidade do vento tendo em vista que os sensores capazes de medir a velocidade do vento, os anemômetros são, por convenção, colocados 10 metros acima da superfície do solo plano e em local aberto. Variando nos casos nos quais existam muitos obstáculos acima de dois metros. Nessa configuração, a altura recomendada de 10 metros passa a ser contabilizada a partir da altura média dos obstáculos [192]. Em ambos os casos, a altura é bastante inferior se comparada a dos aerogeradores utilizados atualmente, que, em média, possuem cerca de 100 a 120 metros de altura [193].

A adequação da velocidade do vento com relação à altura pode ser realizada por meio da Equação (38). Conhecida como lei do perfil logarítmico do vento, é amplamente utilizada no continente europeu [131], também foi empregada na elaboração dos mapas de diferentes alturas no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro [195] e, por essa razão, foi escolhida para extrapolação das velocidades neste trabalho.

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{\ln(\frac{h_2}{Z_0})}{\ln(\frac{h_1}{Z_0})} \quad (38)$$

Em que:

h_1 é altura do solo no ponto 1;

h_2 é altura do solo no ponto 2;

v_1 é velocidade do vento no ponto 1;

v_2 é velocidade do vento no ponto 2;

Z_0 é o coeficiente de rugosidade.

O coeficiente de rugosidade varia conforme a região, visto que corresponde a uma medida em metros das imperfeições do terreno [196]. Assim, para definir o coeficiente de cada EMA, fez-se o download do modelo digital de elevação (MDE) no site do projeto TOPODATA do INPE [197]. A camada de rugosidade do mesmo foi aberta no *software* QGIS e, a partir das coordenadas de latitude e longitude das EMAs, foram identificados os valores de rugosidade característicos.

3.3. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO EÓLICA

Quando se trata da potência eólica gerada, a estimativa pode ser realizada por meio de diversos modelos já propostos na literatura, entre eles o linear, o exponencial e o cúbico. Sendo o último empregado neste trabalho e expresso conforme a Equação (39) [198]:

$$P = n \frac{1}{2} C_P A \rho v_0^3 \quad (39)$$

Na qual:

P = potência eólica

n = número de aerogeradores

C_P = fator de potência do aerogerador

A = área de varredura da turbina

ρ = densidade do vento no local

v_0 = velocidade do vento

Na equação supracitada, excetuando-se a velocidade, todos os termos podem ser considerados constantes, logo, tem-se que:

$$P = K_1 v_0^3 \quad (40)$$

Em que

$$K_1 = n \frac{1}{2} C_p A \rho \quad (41)$$

Neste modelo, com exceção da velocidade, todos os termos podem ser considerados constantes e agrupados em uma constante K. Isso significa que a variação da potência de uma turbina eólica depende essencialmente do cubo da velocidade na altura especificada. Portanto, quando a complementação é realizada em termos de geração, é necessário converter a série de velocidades do vento para a velocidade do vento elevada ao cubo [23]. Vale ressaltar que, embora a conversão da velocidade do vento para o cubo da velocidade seja essencial para a correlação de Pearson, ela não impacta os coeficientes de correlação de Spearman (rho) e Kendall (tau), uma vez que essas medidas de correlação são baseadas na ordem de classificação e não são afetadas pela transformação. Além disso, como K permanece como um fator multiplicativo constante para todos os valores de velocidade do vento, não haverá alteração no resultado do cálculo do coeficiente de correlação, de acordo com as propriedades citadas na seção 2.1.1.

Para a estimativa da potência eólica gerada, utilizou-se a Equação (39) para velocidade do vento entre 4 m/s e 25 m/s. Para valores de velocidade fora desse intervalo, a potência gerada foi considerada nula. De forma hipotética, para efeitos de avaliação neste trabalho, foi considerado um parque eólico de aproximadamente 30MW, um valor tipicamente encontrado em usinas eólicas. Esses parques incluem Tanque, Damascena e Maniçoba no estado da Bahia, Buriti, Nossa Senhora de Fátima e Itarema IX no estado do Ceará, Ventos de Santa Ângela 12, 19, 20 e 21 no Piauí, Santana I e Terral no Rio Grande do Norte, Coxilha Seca e Chuí V no Rio Grande do Sul e Salto e Bom Jardim em Santa Catarina [199]. Os parâmetros utilizados são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros utilizados na estimativa da potência eólica gerada	
Parâmetro	Valor
Potência nominal do aerogerador [MW]	2,5
Número de aerogeradores – n	12
Fator de potência do aerogerador – C _p	0,42
Área de varredura da turbina – A[m ²]	11.904,76

Densidade de vento no local – ρ [kg/m ³]	1,225
---	-------

Fonte: Elaborada pela autora.

O valor atribuído para C_P é, em verdade, conservador. Tendo em vista que se espera o valor de até 0,59 de acordo com a Lei de Betz [200].

3.4. ESTIMATIVA DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Para o sistema fotovoltaico adotado, também de forma hipotética, considerou-se uma planta de 30MW. A potência do arranjo fotovoltaico pode ser estimada por meio da Equação (42) [19].

$$P = \eta SG \quad (42)$$

Em que:

P é a potência gerada [W];

η é a eficiência total do sistema;

S é a área total dos módulos fotovoltaicos [m²];

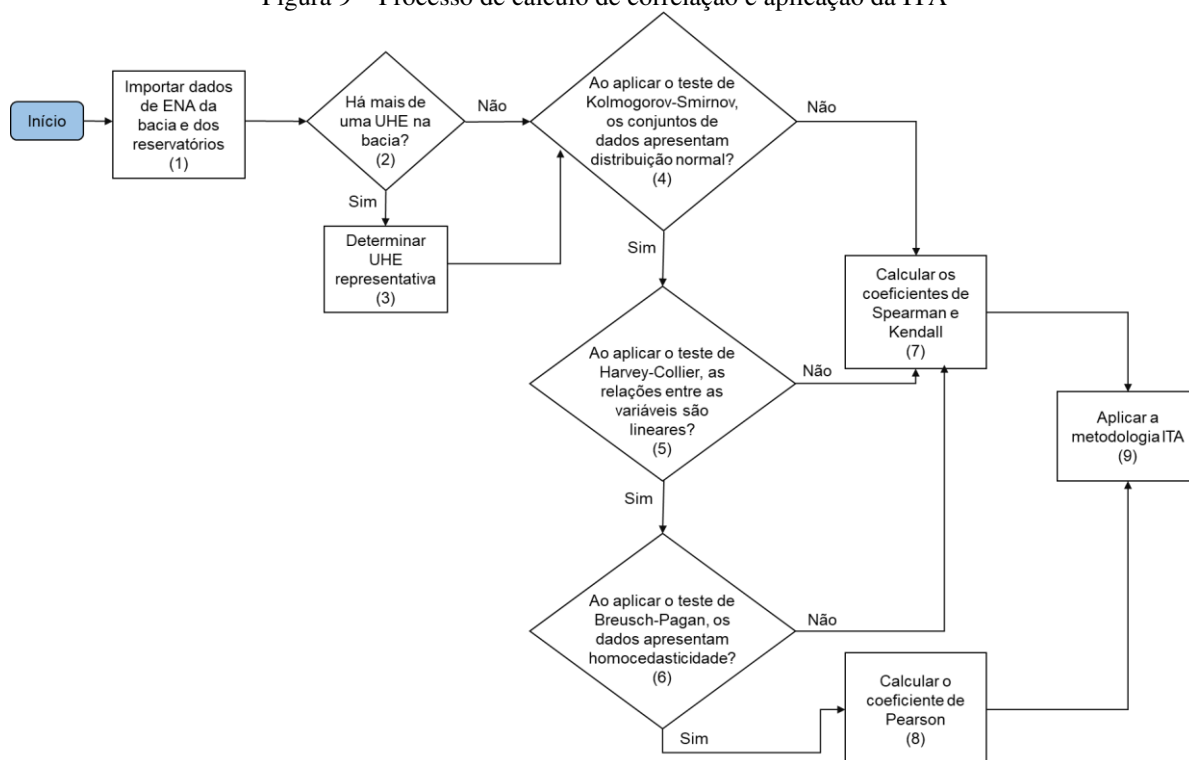
G é a irradiância solar global [W/m²].

Foi considerada eficiência de 20% e área de 150.000 m².

3.5. ESTRATÉGIA PARA AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE

Após a estimativa das gerações eólica e fotovoltaica, os dados de ENA foram incorporados ao conjunto analisado. Em seguida, realizaram-se os testes estatísticos necessários à seleção do coeficiente mais adequado e aplicou-se o cálculo do coeficiente selecionado e a metodologia ITA, conforme indicado no fluxograma da Figura 9.

Figura 9 – Processo de cálculo de correlação e aplicação da ITA



Fonte: Elaborada pela autora

Na primeira etapa, os dados diários de ENA foram importados. É importante ressaltar que, nos casos em que há mais de uma UHE instalada na bacia, foi determinada uma UHE representativa, cujos dados de ENA do seu reservatório seriam usados para o cálculo de correlação. A UHE cuja ENA apresentasse maior correlação com a ENA da bacia, seria considerada a representativa. Como esperado, em geral, as UHEs com grandes reservatórios tiveram tendência a serem determinadas como representativas, pois modulam melhor as vazões afluentes da bacia, especialmente quando localizadas a jusante, pois captam a variabilidade hidrológica da bacia de forma mais abrangente.

Após a importação dos dados de ENA, iniciou-se o processo de verificação das premissas para determinar qual coeficiente de correlação seria mais adequado. Inicialmente, avaliou-se a aplicabilidade do coeficiente de Pearson, que exige normalidade, linearidade e homocedasticidade dos dados.

O teste de Kolmogorov-Smirnov (K-S) foi aplicado para verificar se cada uma das categorias de dados apresentava uma distribuição normal. A verificação da normalidade dos dados é um passo fundamental na análise estatística, pois muitos testes paramétricos assumem que os dados seguem uma distribuição normal. A curva normal possui propriedades estatísticas que a tornam especialmente útil, como sua simetria, presença de uma única moda coincidente

com a média e a mediana, além da possibilidade de ser completamente descrita pelos valores da média e do desvio padrão. Diversos métodos amplamente utilizados na estatística, como o teste-t de Student, a análise de variância (ANOVA) e o coeficiente de correlação de Pearson, dependem dessa premissa para produzir resultados confiáveis. Quando os dados não seguem uma distribuição normal, o uso inadequado desses testes pode levar a interpretações incorretas e conclusões enviesadas [201].

O teste K-S compara a distribuição acumulada dos dados observados com a distribuição teórica esperada e calcula um valor de significância, chamado valor- p (p -value). A hipótese nula (H_0) do teste afirma que os dados seguem a distribuição normal. A decisão sobre aceitar ou rejeitar essa hipótese é baseada no valor- p . Se o valor- p for menor ou igual a um nível de significância, definido como 0,05 para essa metodologia, rejeita-se H_0 , indicando que os dados provavelmente não seguem uma distribuição normal. Caso o valor- p seja maior que o nível de significância, não se rejeita H_0 e os dados podem ser considerados normalmente distribuídos [202].

Assim como a normalidade, a linearidade é um pressuposto importante para a aplicação do coeficiente de Pearson, pois garante que a relação entre as variáveis independentes e dependentes possa ser representada de maneira previsível. Se essa condição não for atendida, os resultados das análises podem ser mal interpretados e as previsões obtidas podem ser imprecisas. Para verificar essa suposição, foi empregado o teste de Harvey-Collier. Esse teste tem como hipótese nula a existência de uma relação linear entre as variáveis, sendo sua rejeição um indicativo de que o modelo pode necessitar de ajustes ou da adoção de abordagens não lineares [203].

A suposição de homocedasticidade estabelece que a variância do termo de erro permanece constante para todos os valores das variáveis preditoras, garantindo estimativas precisas, erros-padrão não enviesados e conclusões confiáveis na análise de regressão. Quando essa condição é violada, ocorre a heterocedasticidade, que pode comprometer a validade dos resultados. Para detectar esse problema, foi utilizado o teste de Breusch-Pagan, devido à sua robustez e sensibilidade, especialmente na presença de erros não normais e *outliers* [204]. Esse teste avalia se as variâncias dos erros são constantes (homocedasticidade) ou variam entre as observações (heterocedasticidade). A hipótese nula do teste assume a ausência de heterocedasticidade, e no estudo foi adotado um nível de significância de 5% para a análise.

Caso os testes realizados não indicassem o atendimento às suposições, os coeficientes de Spearman (Rho) e Kendall (Tau) seriam empregados. Optar por qualquer um dos dois

últimos coeficientes seria suficiente para avaliar a complementaridade; no entanto, calcular os dois coeficientes permitiu avaliar a existência, ou não, de discrepâncias entre as respostas.

A avaliação da complementaridade foi realizada por meio de coeficientes de correlação e da aplicação da Metodologia de Análise de Tendência Inovadora (ITA). Para ambas as abordagens, foram utilizados os valores médios diários das estimativas de geração fotovoltaica e eólica, juntamente com os valores diários de ENA. No entanto, os dados foram agregados em períodos mensais para o cálculo da correlação e da ITA, seguindo a lógica do planejamento energético, que normalmente considera horizontes mais amplos. Além disso, os dados de ENA são amplamente utilizados como insumo para estudos energéticos e projeção do custo marginal de operação, conforme indicado pelo ONS [205], reforçando a importância de análises em escalas temporais maiores. A escolha do coeficiente de correlação adequado para cada caso foi baseada nos resultados dos testes de normalidade, linearidade e homocedasticidade. Quando pelo menos uma variável não atendia às premissas exigidas para a aplicação do coeficiente de Pearson, utilizavam-se os coeficientes de Spearman e Kendall.

No que se refere ao coeficiente de correlação (r), os resultados obtidos para as combinações hidráulica/fotovoltaica e hidráulica/eólica devem ser interpretados conforme os intervalos numéricos apresentados na Tabela 5 [206]. É fundamental destacar que essa métrica é adimensional e assume valores no intervalo de -1 a +1. Valores negativos indicam uma relação inversamente proporcional entre as variáveis analisadas, ou seja, o aumento de uma está associado à redução da outra. Quando o coeficiente é igual a zero, não há correlação entre as variáveis. Por outro lado, valores positivos indicam correlação diretamente proporcional, refletindo um comportamento semelhante entre as variáveis, o que pode ser referido como similaridade. A intensidade da correlação aumenta à medida que o valor absoluto do coeficiente se aproxima de um e se torna mais fraca à medida que se aproxima de zero [206]. A classificação intermediária, que define uma correlação como fraca ou moderada, não possui limites rigorosamente estabelecidos na literatura, embora as variações entre as diferentes classificações sejam, em geral, pouco significativas.

Tabela 5 - Interpretação dos valores dos coeficientes de correlação

Valor Absoluto do Coeficiente r	Correlação
$r \geq 0,9$	Muito forte
$0,7 \leq r < 0,9$	Forte

Valor Absoluto do Coeficiente r	Correlação
$0,5 \leq r < 0,7$	Moderada
$0,3 \leq r < 0,5$	Fraca
$0,0 \leq r < 0,3$	Desprezível

Fonte: Disponível em [206].

Como o objetivo da metodologia é avaliar a complementaridade, os melhores resultados seriam aqueles com coeficientes negativos, especialmente os mais próximos de -1. Isso ocorre porque tais valores indicam que, enquanto uma fonte atinge seu mínimo de geração, a outra atinge seu máximo, garantindo um suprimento energético mais estável e contínuo.

No que se refere ao método ITA com teste de significância, a inclinação da tendência para cada mês é calculada conforme a metodologia proposta em [39]. Caso o valor exceda o limite superior (inferior) de confiança, a tendência é considerada crescente (decrescente). Se nenhuma dessas condições for atendida, conclui-se que não há tendência estatisticamente significativa para um determinado nível de confiança [207]. Neste estudo, foi adotado um nível de confiança de 95%. Assim, quando se observa uma tendência decrescente para uma fonte de energia e uma tendência crescente para outra, pode-se inferir a existência de complementaridade entre elas.

Esse método divide a série temporal em duas metades ordenadas, sendo a primeira plotada no eixo X e a segunda, no eixo Y. Se os pontos estão próximos da diagonal que divide o quadrante, a tendência é estável. Se os pontos estão localizados acima da diagonal, há tendência crescente. Quando localizados abaixo, há a tendência decrescente. A inclinação da reta que se ajusta melhor aos pontos fornece o *trend slope*, indicando a taxa de variação da tendência.

3.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi apresentada a metodologia desenvolvida, abrangendo desde a aquisição dos dados até a interpretação dos resultados obtidos. Destaca-se que a análise dos dados deve combinar métodos matemáticos e inspeção visual dos gráficos, uma vez que a variabilidade inerente aos dados meteorológicos pode, em alguns casos, ser erroneamente interpretada como inconsistência, exigindo uma avaliação com maior grau de criteriosa.

4. AVALIAÇÃO DA COMPLEMENTARIEDADE EM DISTINTAS BACIAS HIDROGRÁFICAS BRASILEIRAS

A metodologia proposta foi aplicada em seis bacias hidrográficas localizadas em diferentes estados brasileiros, são elas: Tietê, Capivari, Jacuí, Mucuri, Parnaíba e Paraguaçu. A qualidade dos dados foi um fator decisivo na escolha dessas bacias, tendo em vista que muitas medições disponibilizadas para as EMAs (estações meteorológicas automáticas) apresentavam lacunas nos dados, o que inviabilizaria a análise.

Nesta seção, apresentam-se os mapas de calor com os coeficientes de correlação calculados para as três combinações de fontes analisadas: fotovoltaica e eólica (FV/EOL), fotovoltaica e hidráulica (FV/HIDR) e eólica e hidráulica (EOL/HIDR). A análise considera dados mensais no período de 2015 a 2024, exceto para a bacia do Capivari, cuja EMA selecionada possui registros completos apenas a partir de 2017.

Além disso, é apresentada uma tabela contendo os valores de *trend slope*, ou tendência de inclinação, estimados pelo método ITA. Para facilitar a interpretação dos resultados, os valores são destacados conforme os seguintes critérios:

- Valores superiores ao limite superior do intervalo de confiança são destacados em laranja e indicam tendência de crescimento.
- Valores inferiores ao limite inferior do intervalo de confiança são destacados em azul, indicando uma tendência estatisticamente significativa de decréscimo.

Observa-se indício de complementariedade nos períodos em que a análise de *trend slope* revela uma tendência de crescimento para uma variável e de redução para outra. Assim como a complementariedade entre as fontes é considerada mais evidente quando o coeficiente de correlação se aproxima de -1.

4.1. BACIA HIDROGRÁFICA TIETÊ

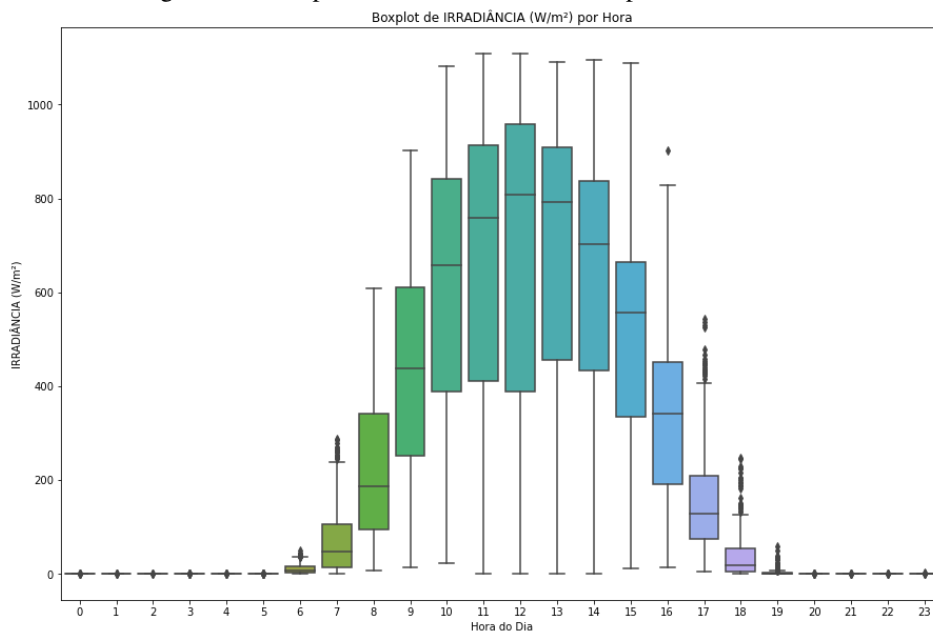
A bacia do Tietê abriga sete UHEs distribuídas ao longo de seus rios. Dentre elas, a UHE Henry Borden se destaca por possuir um reservatório cuja área supera a soma dos demais, apresentando a maior correlação entre sua ENA (energia natural afluyente) e a ENA da bacia. Por esse motivo, foi selecionada para os cálculos de correlação.

A EMA escolhida para a análise foi a São Paulo – Mirante, situada a aproximadamente 50 km do barramento da UHE, sendo a terceira mais próxima. As duas estações mais próximas,

localizadas a cerca de 30 km, foram descartadas devido à presença de lacunas indesejadas nos dados.

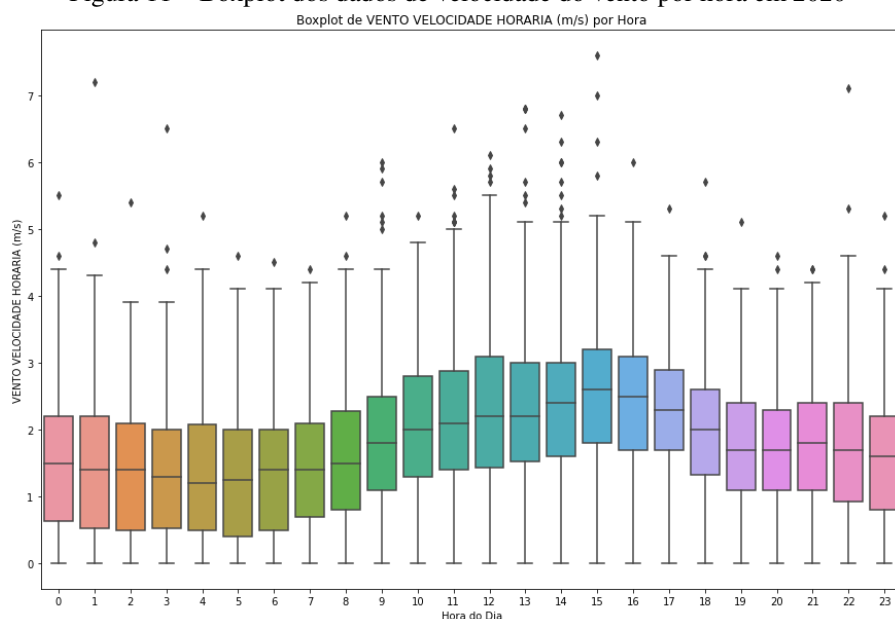
Ainda em relação aos dados, os testes estatísticos indicaram a presença de *outliers* nas medições. No entanto, a inspeção visual mostrou que os valores permanecem dentro das faixas esperadas, conforme ilustrado na Figura 10 e na Figura 11, motivo pelo qual não foram realizadas substituições. No caso da irradiância, os pontos identificados como *outliers* se enquadram em intervalos considerados normais em horários distintos, não caracterizando erros de medição. Para a velocidade do vento, os valores sugeridos como discrepantes pelo método se encontram entre 4 m/s e 25 m/s, intervalo adotado neste trabalho como factível para geração eólica, razão pela qual também foram mantidos.

Figura 10 – Boxplot dos dados de irradiância por hora em 2020



Fonte: Elaborada pela autora.

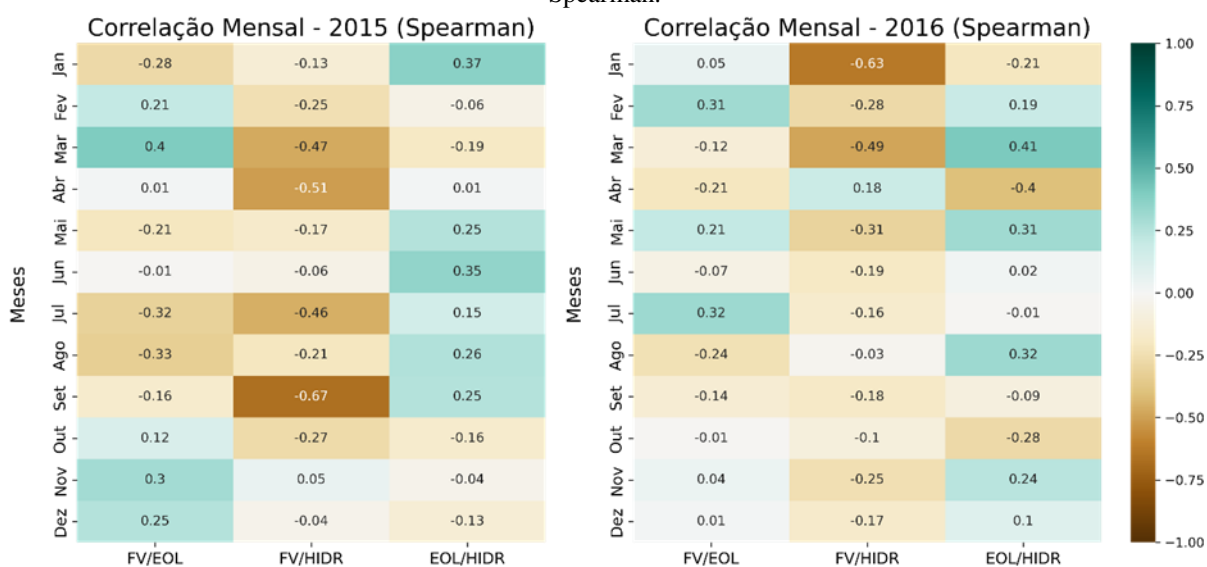
Figura 11 – Boxplot dos dados de velocidade do vento por hora em 2020



Fonte: Elaborada pela autora.

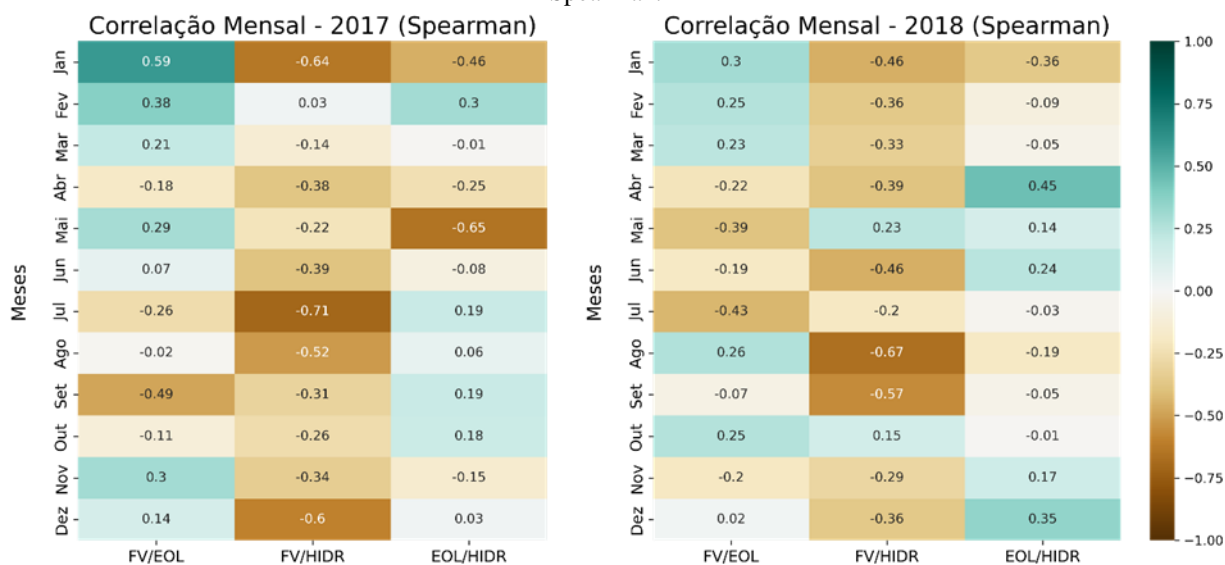
Ao aplicar os testes de verificação para normalidade, linearidade e homocedasticidade, verificou-se que as suposições não foram atendidas na maioria dos casos. Assim, optou-se pelo uso dos coeficientes de Spearman e Kendall. Os valores obtidos com o coeficiente de Spearman são apresentados da Figura 12 até a Figura 16. Já os resultados do coeficiente de Kendall estão ilustrados da Figura 17 até a Figura 21.

Figura 12 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



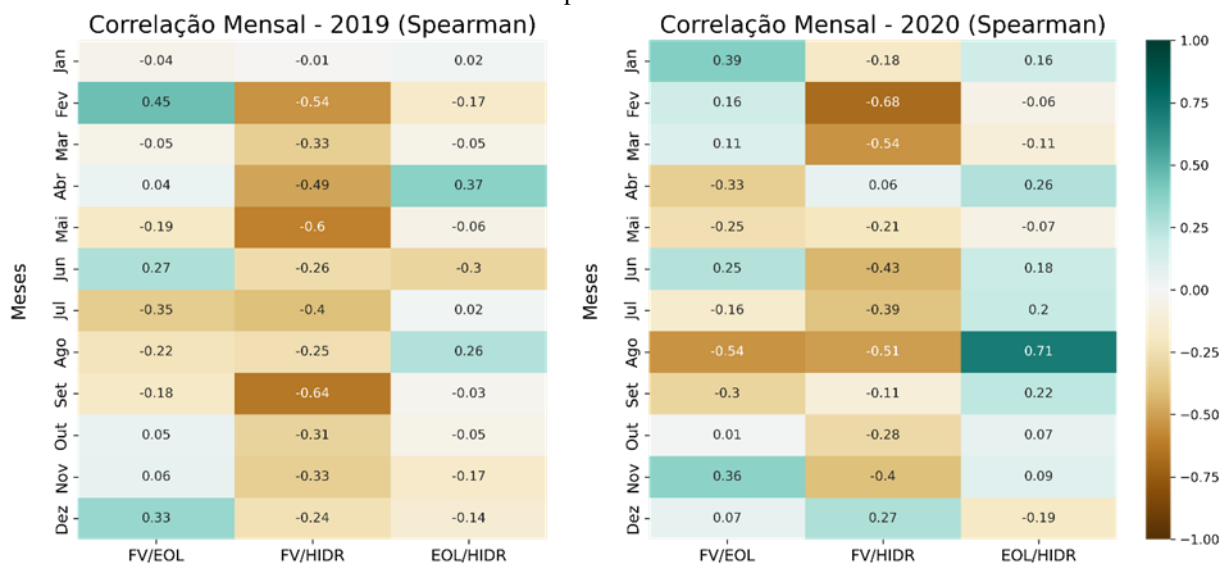
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 13 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



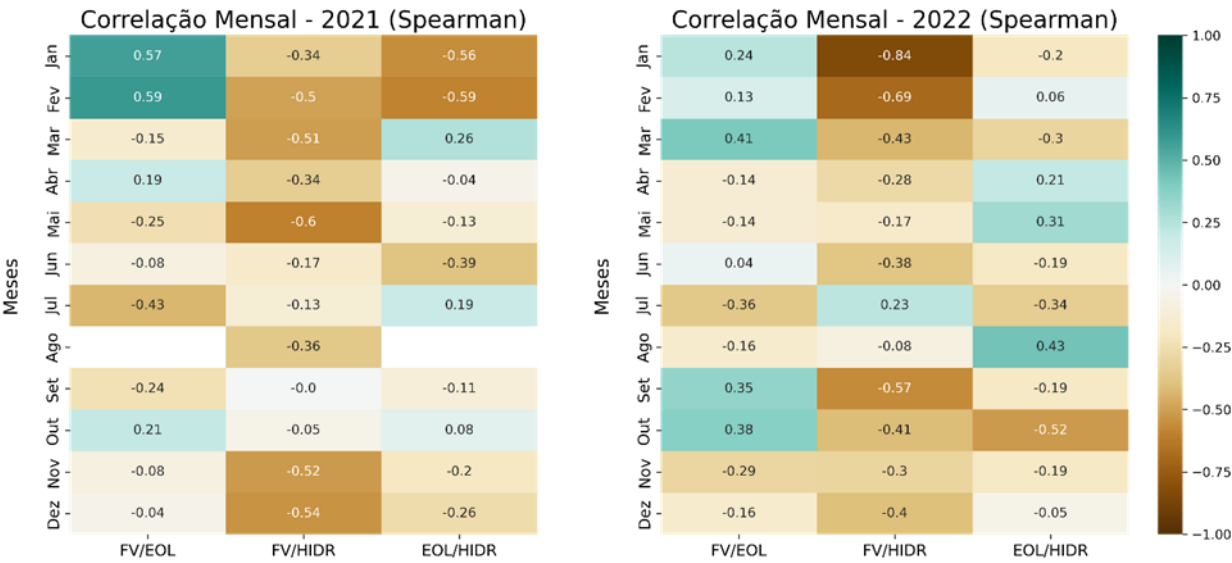
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 14 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



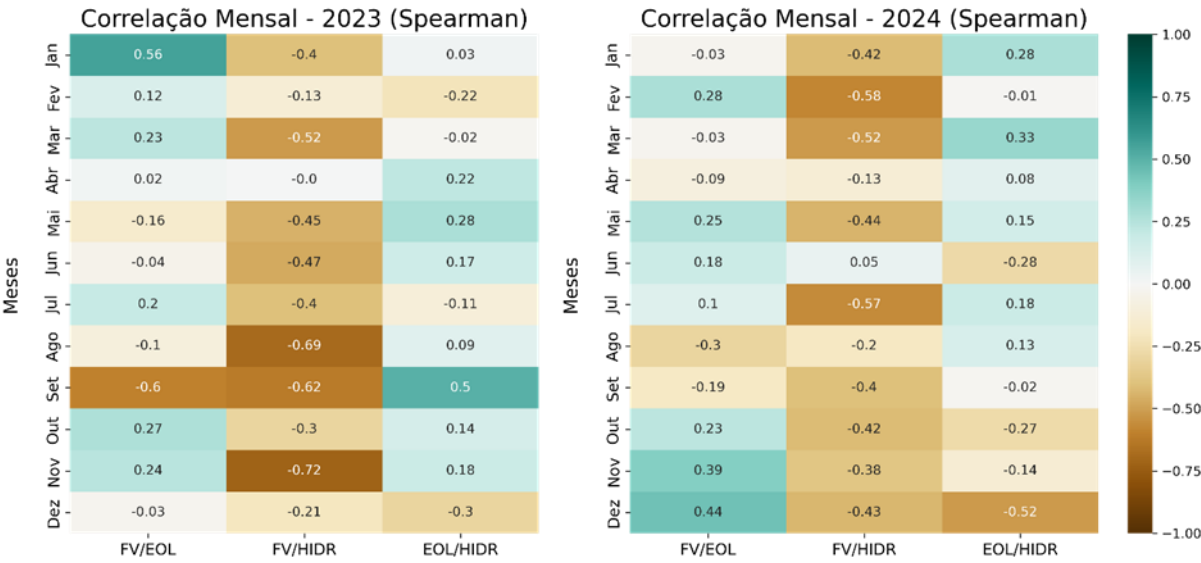
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 15 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



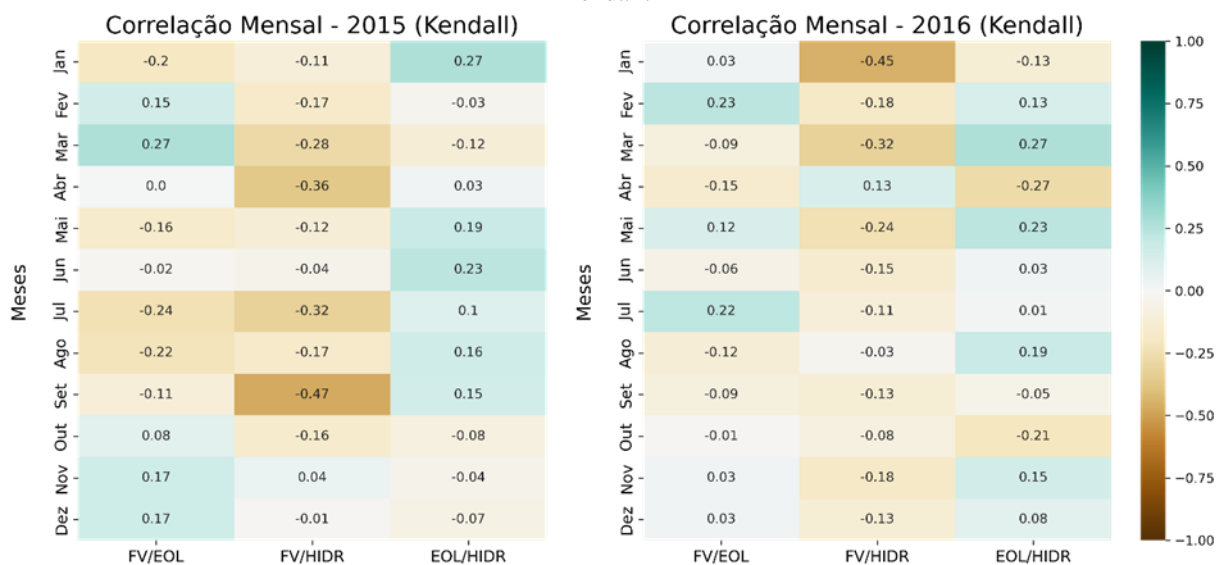
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 16 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



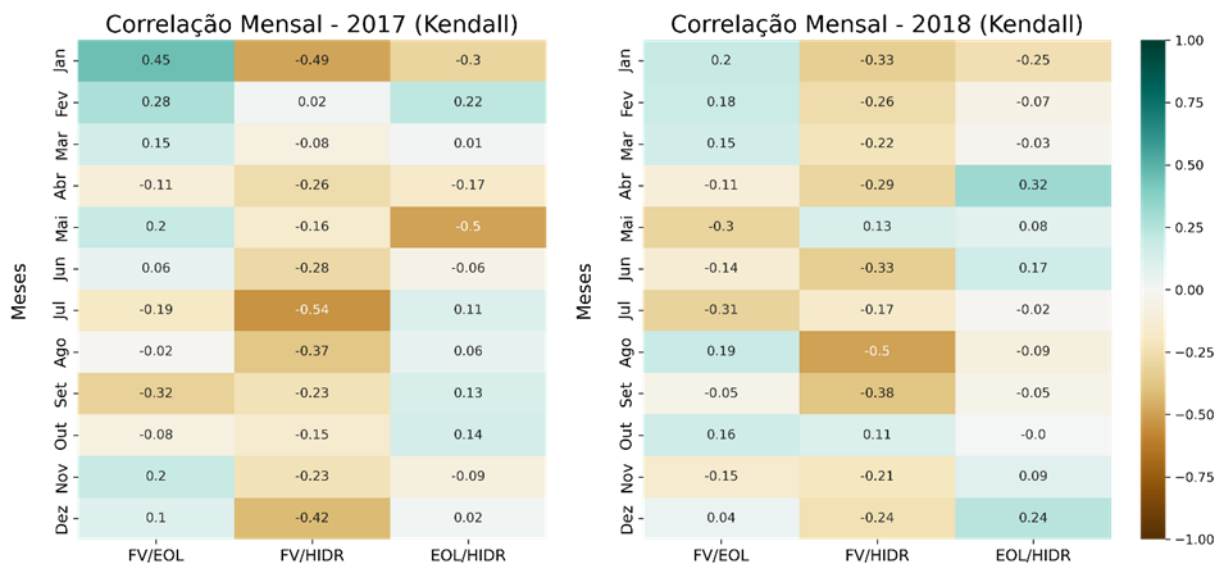
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 17 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



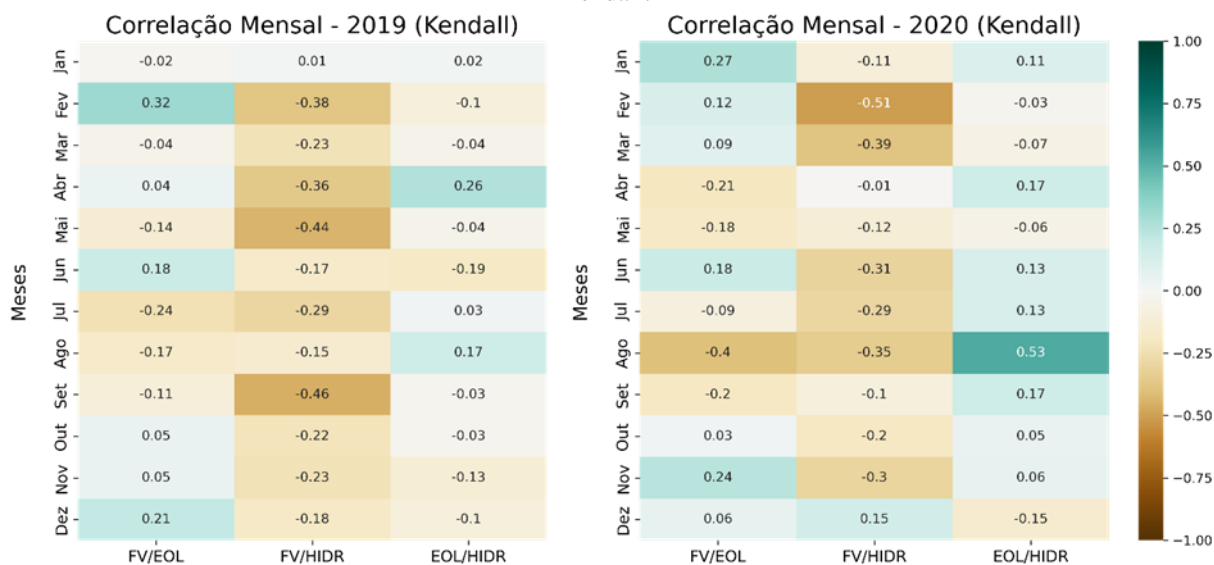
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 18 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



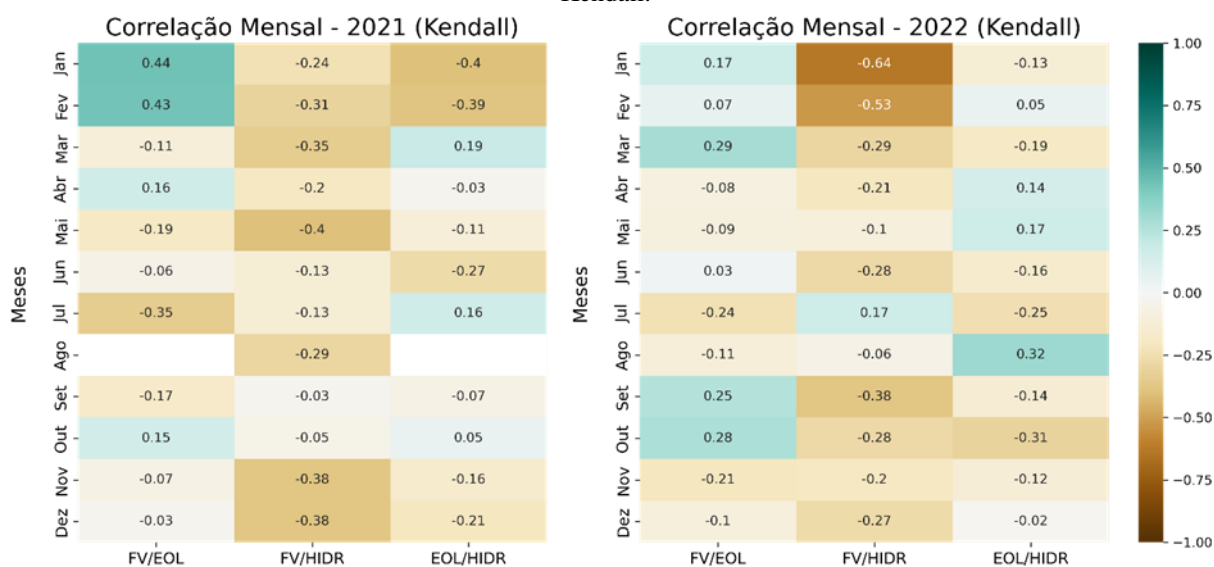
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 19 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



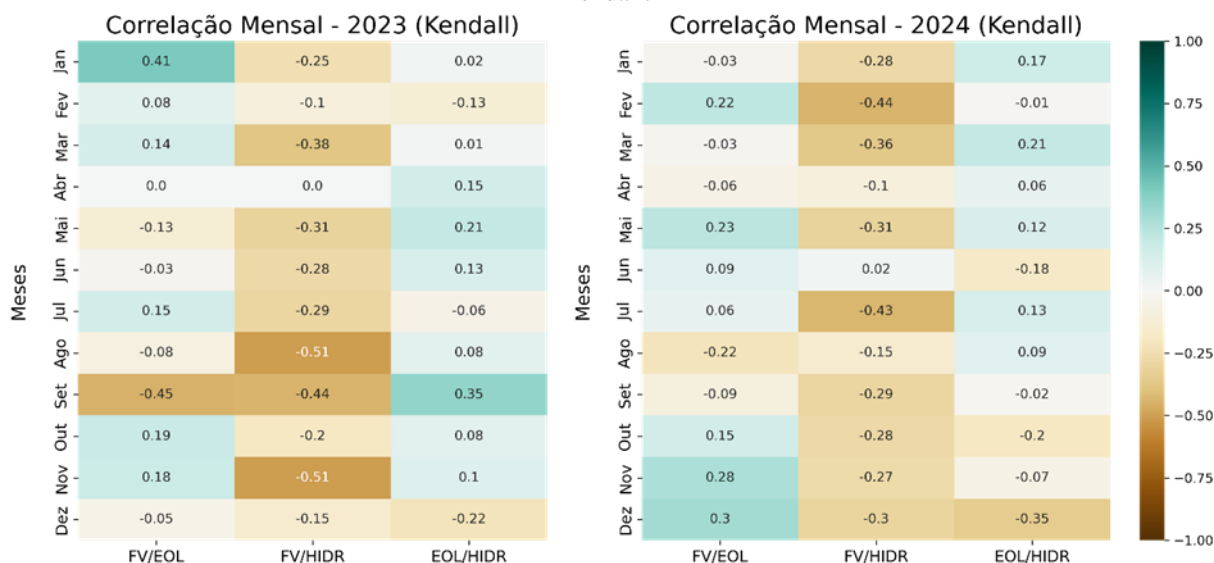
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 20 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 21 – Correlações mensais observadas na bacia Tietê em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Por meio dos coeficientes calculados ao longo dos dez anos, observa-se a consistência na indicação de complementariedade entre as fontes fotovoltaica e hidráulica. Esse potencial de aproveitamento de energia constitui uma ferramenta importante, especialmente neste momento em que há restrições na transmissão de energia de outros subsistemas para a região Sudeste, a qual representa o maior consumo de eletricidade no Brasil.

Tabela 6 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Tietê.

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	P _{FV}	-0,05	0,00	-0,01	-0,08	0,01	0,02	0,08	-0,07	0,21	-0,08	0,00	0,00
	P _{EOL}	0,05	0,07	-0,06	-0,11	-0,07	0,19	-0,17	0,15	-0,11	0,14	0,17	0,01
	ENA	12,1	2,22	-14,7	2,03	-8,12	6,61	-7,03	1,27	-21,8	5,63	-12,6	5,05
2016	P _{FV}	0,07	-0,00	0,08	-0,10	-0,10	0,02	-0,02	0,07	-0,01	-0,03	0,08	0,06
	P _{EOL}	0,14	0,13	-0,06	0,21	0,10	-0,01	0,02	0,10	0,07	0,03	-0,01	-0,31
	ENA	-18,0	28,5	-30,0	-1,87	16,2	-27,8	-0,27	8,80	-0,53	-0,58	-7,13	0,06
2017	P _{FV}	-0,15	-0,07	-0,02	-0,09	-0,13	0,09	0,03	0,00	-0,07	-0,08	0,03	-0,08
	P _{EOL}	-0,11	-0,12	-0,03	0,19	-0,13	-0,11	0,00	-0,13	0,08	0,10	0,04	0,15
	ENA	26,4	-5,90	-16,9	-9,90	11,0	-11,1	-1,60	6,49	0,52	1,56	8,29	5,62
2018	P _{FV}	-0,04	-0,00	-0,03	0,07	-0,01	0,11	0,01	0,12	-0,05	0,13	-0,01	0,04
	P _{EOL}	-0,13	0,03	-0,08	-0,02	0,16	-0,06	0,04	-0,16	-0,15	0,16	0,04	-0,10
	ENA	5,86	1,38	4,30	-3,58	0,03	-0,77	0,35	-2,21	2,86	1,04	8,51	-6,00
2019	P _{FV}	-0,10	0,03	-0,00	0,06	-0,02	0,03	0,06	0,03	-0,03	0,04	0,11	0,06
	P _{EOL}	-0,06	0,03	0,05	0,02	0,12	0,14	-0,07	-0,02	0,13	0,03	-0,01	0,06
	ENA	-6,79	24,7	-24,7	-14,2	6,13	-11,6	-15,5	3,09	-3,96	-0,70	0,69	-5,20
2020	P _{FV}	-0,07	0,01	0,02	0,00	0,02	0,04	0,02	-0,08	-0,10	-0,01	-0,00	0,00
	P _{EOL}	0,09	0,02	0,06	-0,11	0,20	0,09	-0,11	0,12	-0,08	0,06	0,11	-0,15

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2021	ENA	-6,97	-21,5	-16,4	-1,45	-0,81	9,82	-0,84	8,97	3,95	3,55	8,04	11,0
	P _{FV}	0,08	0,03	0,05	-0,11	-0,03	-0,02	0,03	0,07	0,01	-0,01	0,00	-0,02
	P _{EOL}	0,16	-0,02	-0,16	-0,03	0,18	0,08	-0,05	0,00	0,13	0,01	0,05	0,07
	ENA	-7,25	3,92	-6,20	5,60	-2,77	0,06	1,17	4,21	-0,34	6,97	6,88	1,84
2022	P _{FV}	0,18	0,11	-0,03	0,04	0,03	0,06	0,01	0,00	0,02	0,05	-0,03	-0,03
	P _{EOL}	0,10	-0,05	0,15	0,04	0,26	0,14	-0,08	0,06	0,09	0,04	-0,05	0,09
	ENA	-14,1	-17,9	0,60	-9,20	-1,16	-5,74	0,37	-1,97	10,3	-0,99	12,9	-9,86
2023	P _{FV}	0,12	-0,07	0,05	0,00	-0,04	0,03	-0,04	0,00	0,08	0,03	-0,28	0,00
	P _{EOL}	0,01	-0,01	-0,03	0,08	0,03	0,06	-0,23	0,14	-0,08	0,05	0,06	0,12
	ENA	-7,05	12,0	-27,2	3,31	2,37	-2,73	0,24	0,61	-4,21	-19,9	10,4	-7,08
2024	P _{FV}	-0,11	-0,08	-0,14	0,04	-0,10	-0,04	0,12	0,05	-0,01	-0,07	0,13	0,04
	P _{EOL}	0,05	-0,07	-0,02	0,06	-0,05	0,07	0,01	0,02	0,08	-0,08	0,09	-0,17
	ENA	5,15	4,19	-3,37	2,89	4,13	-2,38	-4,11	-2,50	0,58	10,7	-13,6	21,4

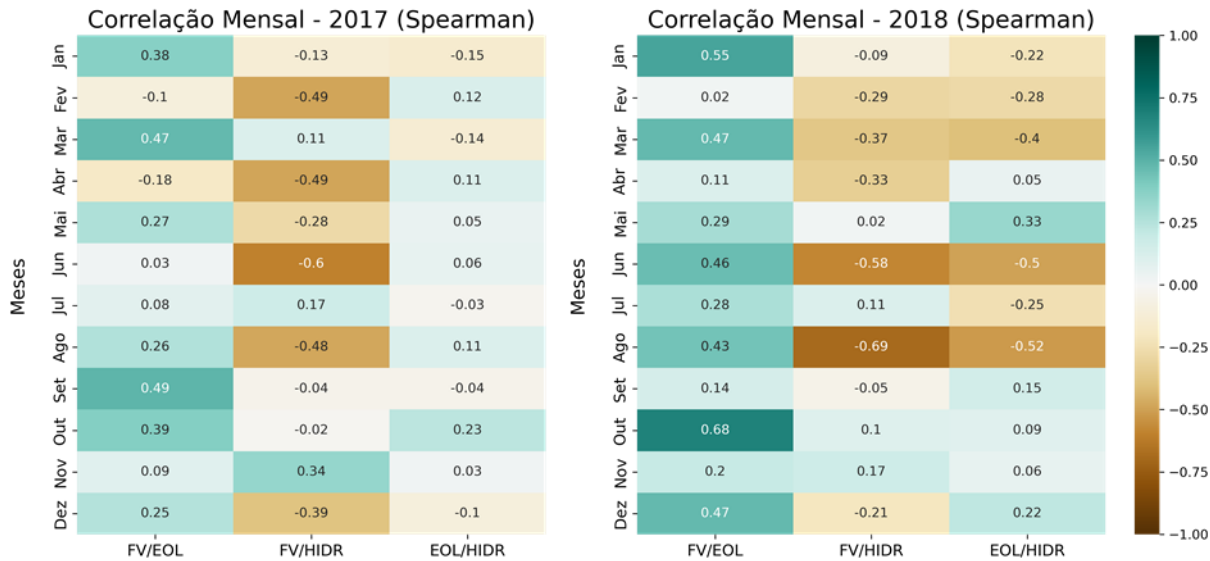
Fonte: Elaborada pela autora.

A análise das tendências revela que, em 29 meses, as tendências de PFV e ENA são estatisticamente significativas simultaneamente. Dessas, em 24 meses, as tendências apresentam direções opostas—ou seja, enquanto uma fonte apresenta crescimento, a outra apresenta declínio—sugerindo a existência de complementariedade. Esse resultado está em concordância com a análise dos coeficientes de complementariedade previamente calculados.

4.2. BACIA HIDROGRÁFICA CAPIVARI

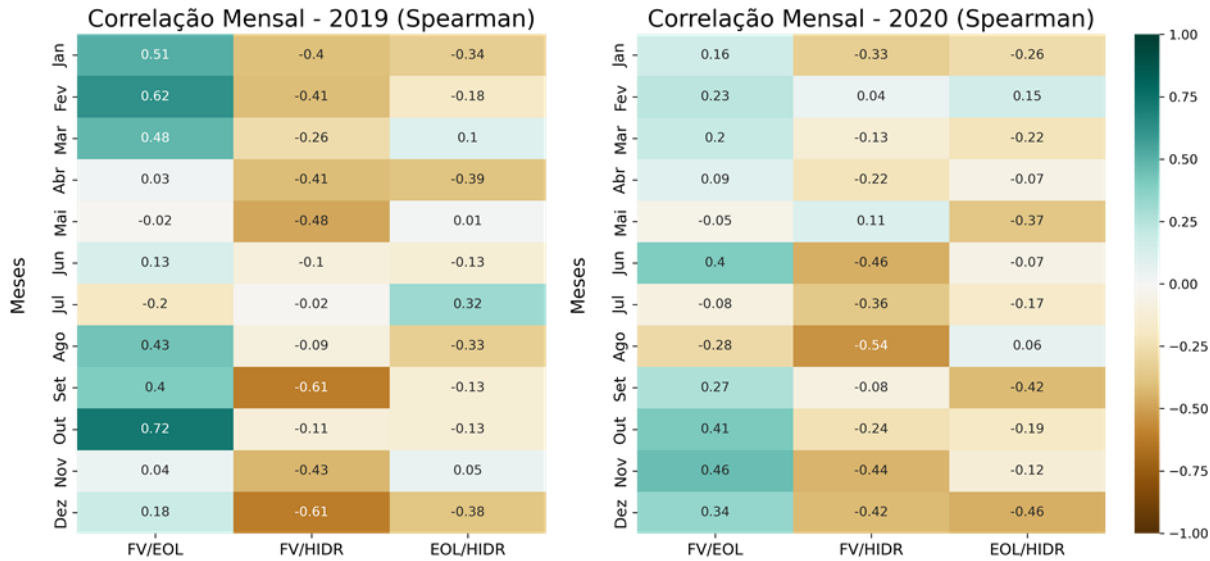
A bacia Capivari, localizada no estado do Paraná, abriga uma única usina hidrelétrica ao longo do curso de seu rio principal, a Usina Capivari Cachoeira (Governador Pedro Viriato Perigot de Souza). Dada a presença de apenas uma UHE, a ENA do reservatório é equivalente à ENA da bacia. Consequentemente, a localização desse reservatório é utilizada como base para a análise da bacia. A estação meteorológica utilizada foi a “Colombo”, situada a 56 km da UHE, cujos dados estão disponíveis a partir de junho de 2016, por isso a análise foi realizada entre os anos de 2017 e 2024.

Figura 22 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



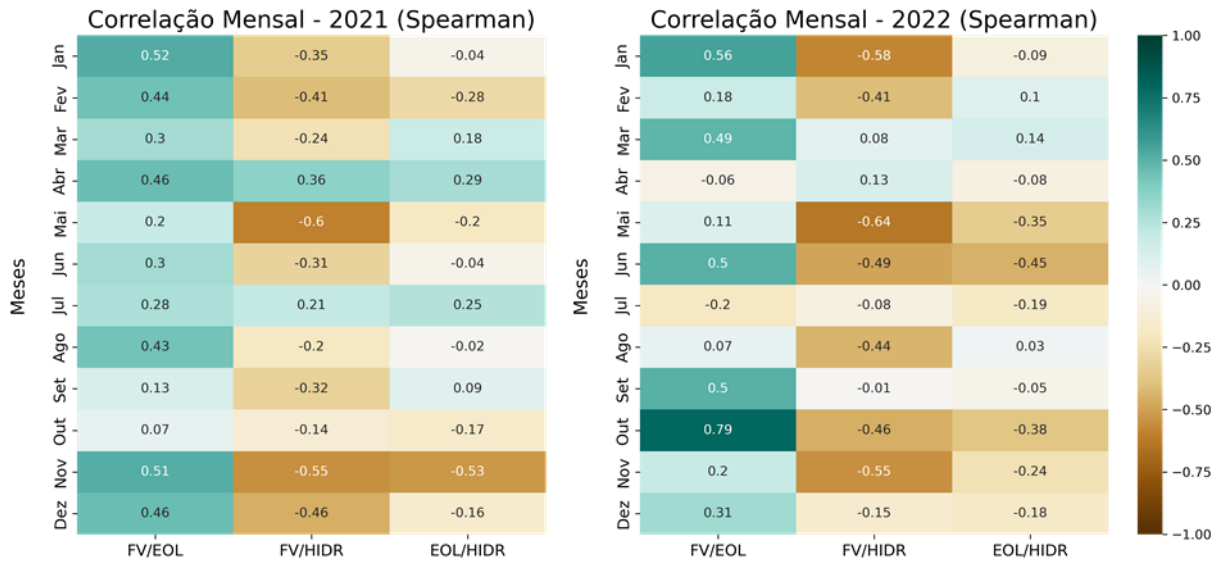
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 23 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



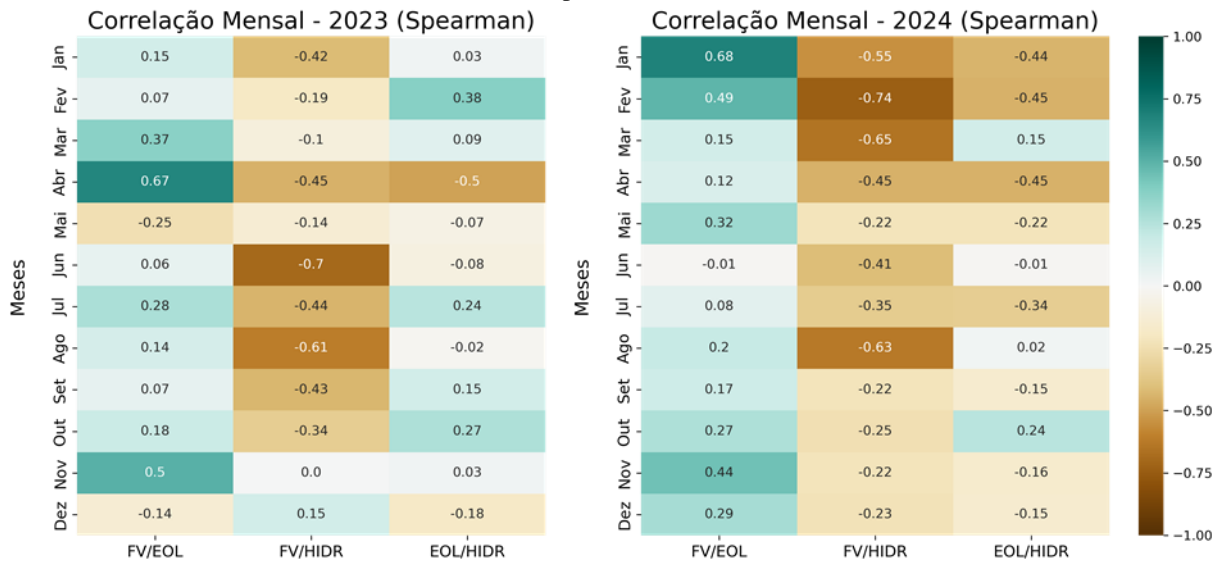
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 24 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



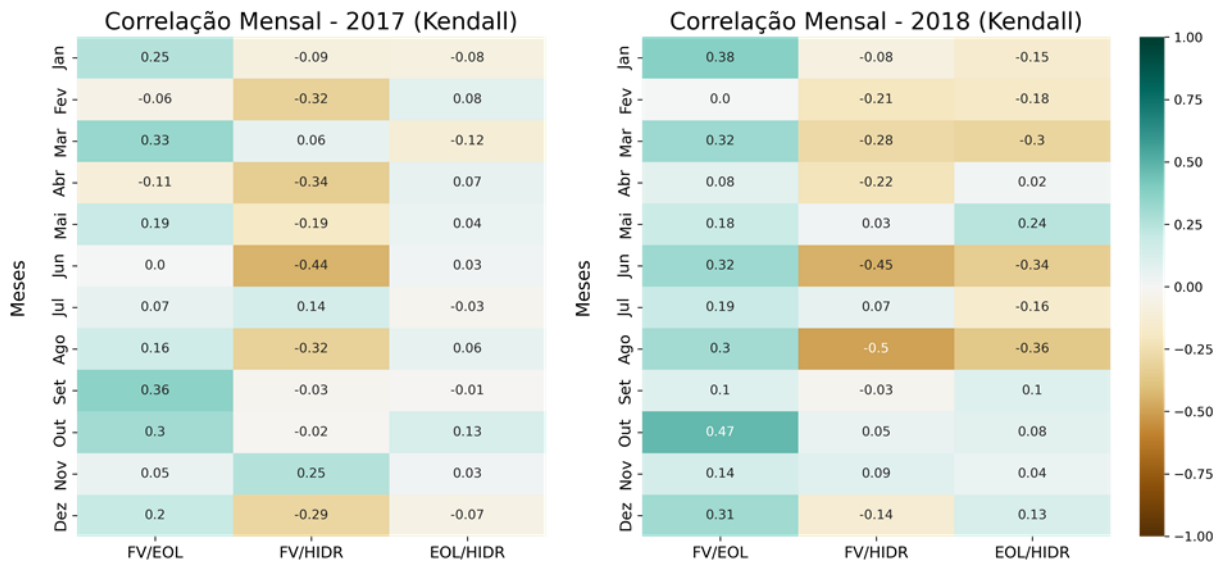
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 25 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



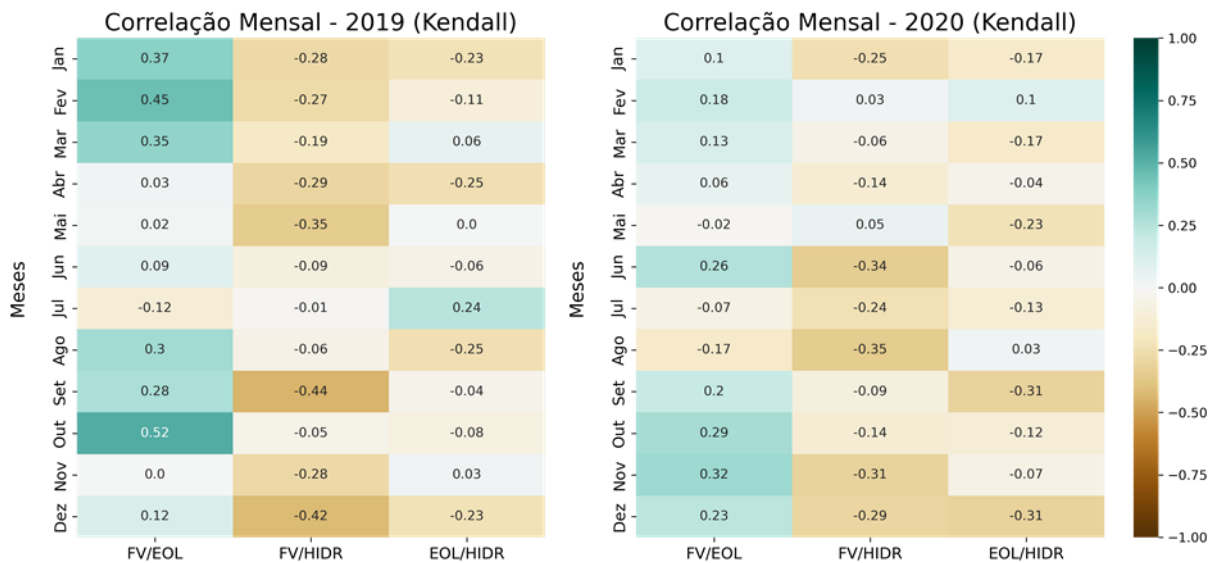
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 26 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



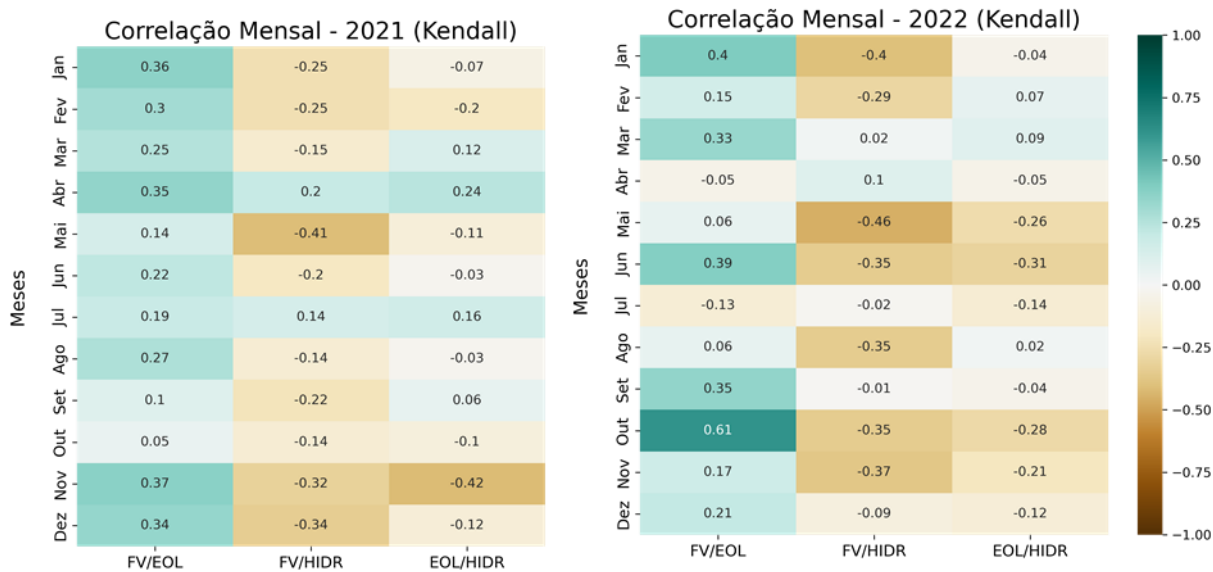
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 27 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



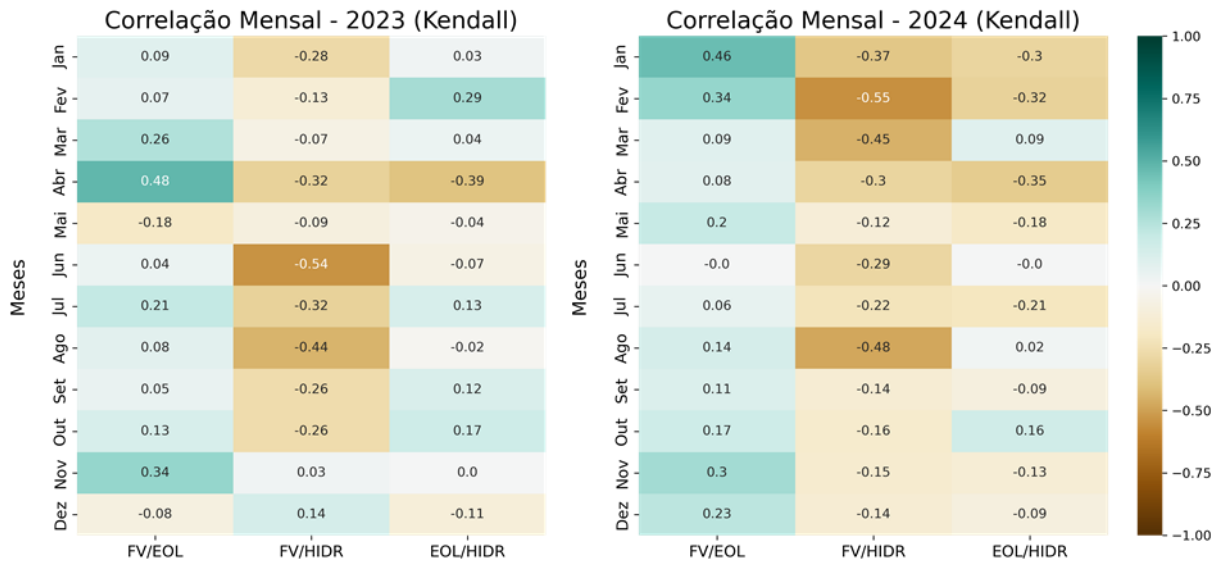
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 28 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 29 – Correlações mensais observadas na bacia Capivari em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Os resultados gerados pelo método ITA estão dispostos na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Capivari.

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2017	P _{FV}	-0,14	0,12	-0,03	0,01	-0,09	0,03	0,05	0,01	-0,06	-0,08	0,01	-0,08
	P _{EOL}	-0,58	-0,67	-2,05	1,15	-0,12	-1,46	0,33	-1,78	-1,25	-1,01	0,81	1,16
	ENA	-0,89	-2,07	-0,25	-2,05	3,49	-7,74	0,20	1,01	0,72	-0,04	0,77	10,7
2018	P _{FV}	0,01	-0,01	-0,08	0,00	-0,01	0,09	-0,02	0,08	0,07	0,13	0,03	-0,06
	P _{EOL}	-0,80	0,22	-0,30	-0,97	0,48	-0,77	-0,01	0,99	0,59	0,31	1,71	-1,02
	ENA	6,95	-4,05	0,88	-0,49	-2,14	-1,26	0,46	-1,66	0,42	1,57	-2,33	-0,09
2019	P _{FV}	0,03	-0,08	-0,07	-0,05	-0,06	-0,02	0,02	-0,01	0,02	-0,04	0,16	0,19
	P _{EOL}	-1,40	1,02	-1,08	0,43	0,12	1,13	-0,09	-1,52	-0,26	0,07	-0,89	0,05
	ENA	2,07	5,96	1,13	-0,57	11,4	-8,39	-0,38	0,97	-0,13	-0,12	-1,36	-1,10
2020	P _{FV}	0,01	0,03	-0,04	-0,03	0,05	0,08	0,01	-0,06	-0,00	-0,02	0,02	0,09
	P _{EOL}	1,05	0,05	0,36	-1,87	2,08	0,11	-1,39	-0,78	-0,15	-0,44	0,86	0,57
	ENA	-1,79	-1,30	-2,52	-0,16	0,08	0,08	-0,20	4,86	0,16	-0,95	0,49	-1,41
2021	P _{FV}	-0,10	-0,04	-0,02	-0,06	0,03	-0,05	0,10	0,07	0,01	0,11	0,13	0,03
	P _{EOL}	1,02	-0,30	-1,55	-0,89	2,77	1,73	2,18	1,72	-0,96	-0,48	1,83	-0,04
	ENA	4,01	1,83	-5,66	-1,07	-0,59	1,97	0,55	-1,15	0,13	-0,06	-3,08	-0,09
2022	P _{FV}	0,15	-0,00	-0,06	0,04	0,01	0,08	0,02	0,02	0,08	0,10	-0,04	-0,05
	P _{EOL}	0,40	0,02	1,24	0,81	1,70	2,37	-0,87	-0,26	-0,56	1,32	-0,66	-0,27
	ENA	2,01	-0,38	0,15	-0,05	0,70	-5,34	0,23	-0,96	1,67	1,40	16,9	-2,91
2023	P _{FV}	0,12	-0,14	0,10	-0,03	-0,06	0,02	-0,03	0,07	0,08	0,02	-0,20	0,05
	P _{EOL}	-0,88	0,31	-0,96	0,53	0,14	0,42	-1,45	1,76	-1,92	-0,31	0,14	0,52
	ENA	-3,07	-0,45	-2,05	-0,84	0,68	-0,75	0,16	-3,06	-0,15	-6,64	1,56	-1,67
2024	P _{FV}	-0,11	-0,19	-0,06	0,06	-0,09	-0,06	0,11	0,03	0,05	0,11	0,13	0,13
	P _{EOL}	-0,77	-1,10	0,04	0,84	-0,49	0,74	-0,60	-0,40	-0,57	1,00	1,11	-0,53
	ENA	2,60	3,88	0,03	0,44	1,32	1,72	-1,53	-0,59	1,59	1,47	0,60	-11,6

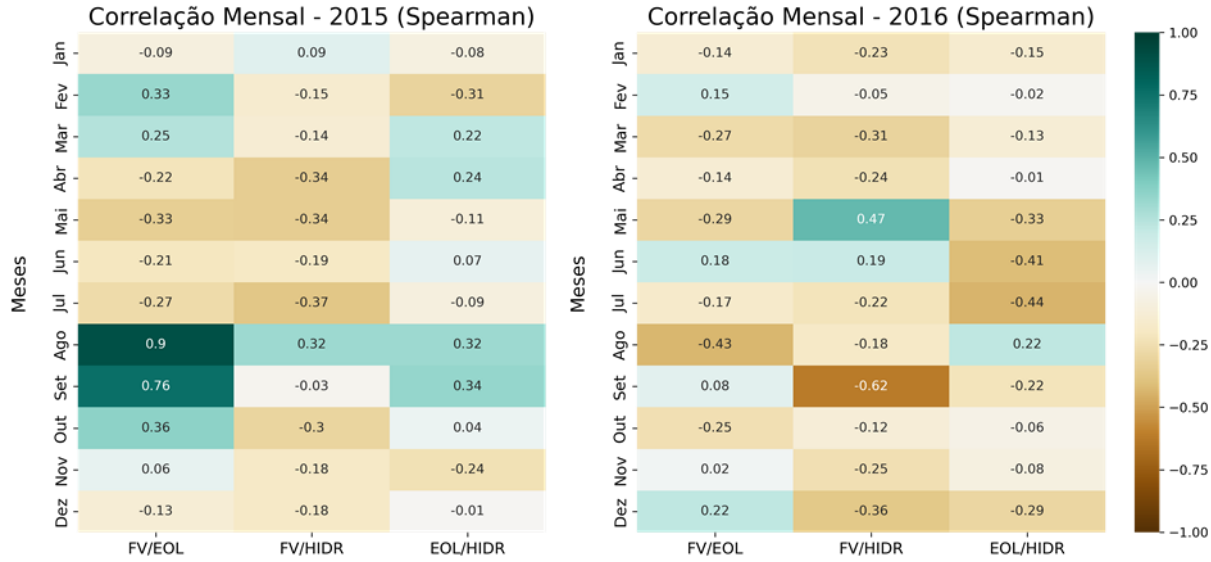
Os valores significantes na tabela indicam que, em 22 meses, as tendências de geração fotovoltaica e hidráulica, representada pela ENA, eram opostas. Isso indica que enquanto a geração de uma fonte aumenta, a outra diminui, caracterizando complementariedade. Comparando com o coeficiente de Spearman, esses meses correspondem a um coeficiente forte, 8 moderados e 13 fracos, todos com o sinal negativo, indicando também complementariedade.

4.3. BACIA HIDROGRÁFICA JACUÍ

A bacia Jacuí abriga um total 8 UHEs instaladas. Dentre elas, a Usina Itaúba se destaca como a mais representativa, especialmente em função da forte correlação observada com as séries temporais de ENA. A EMA mais próxima, há cerca de 60 km de distância é a Tupancireta, que tem dados disponíveis a partir de 2017. Entretanto, há lacunas importantes nos dados de 2023, com 11,03% de dados faltantes de irradiância e 18,45%, de velocidade do vento. De forma, que foi selecionada a segunda EMA mais próxima, Ibirubá, que fica a 68 km da UHE.

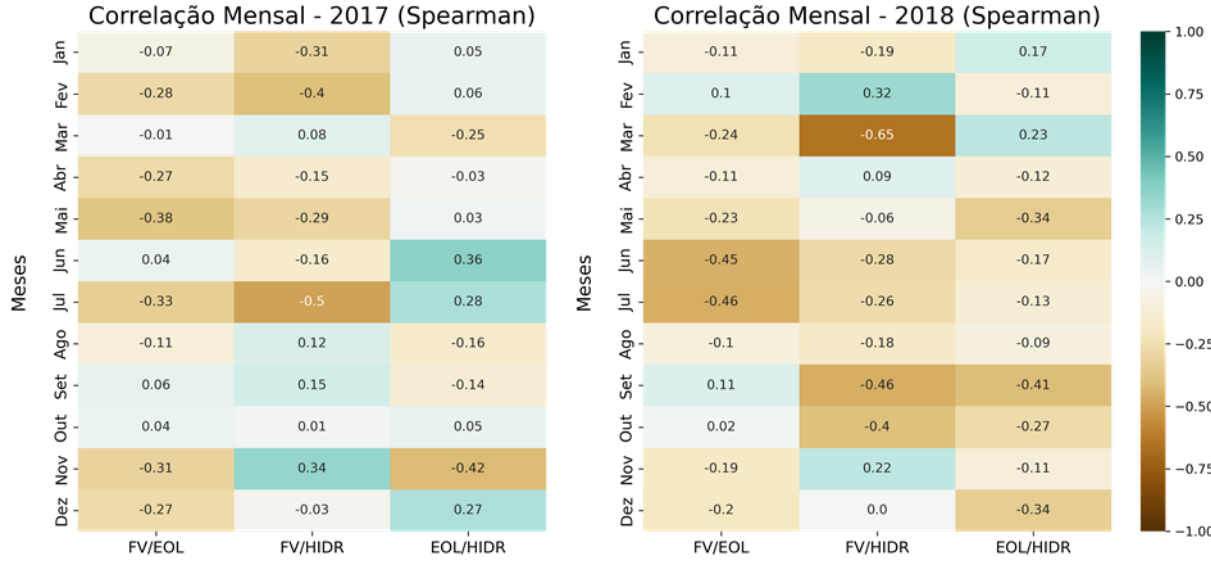
Os coeficientes de Spearman calculados para os anos de 2015 a 2014 são apresentados entre a Figura 30 e a Figura 35. Enquanto os resultados do tau de Kendall são indicados a partir da Figura 36 até a Figura 40.

Figura 30 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



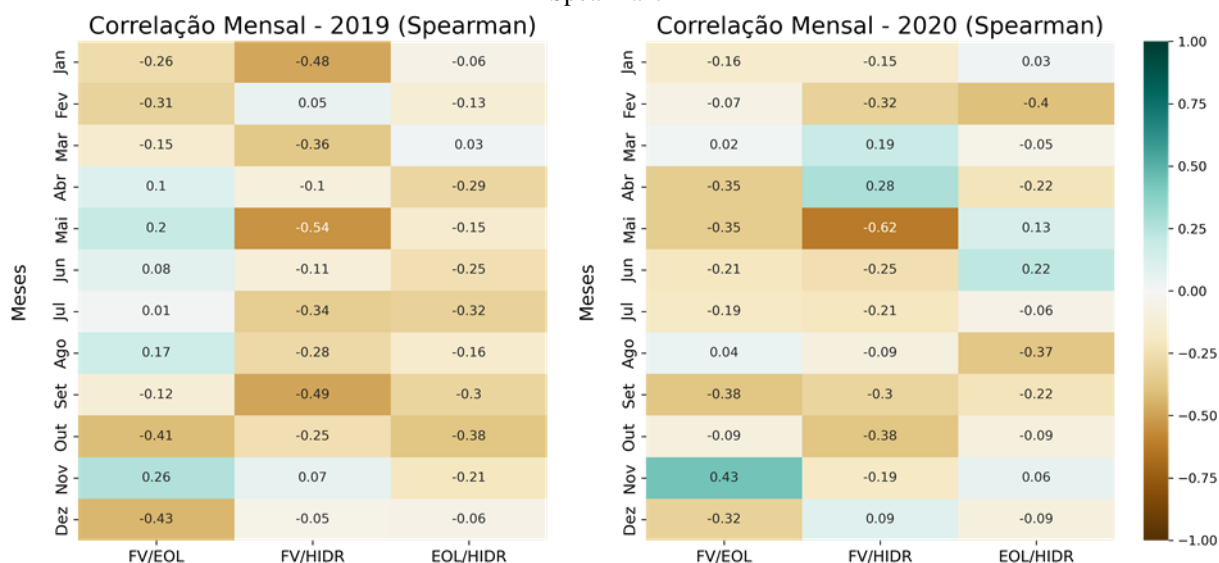
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 31 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



Fonte: Elaborada pela autora.

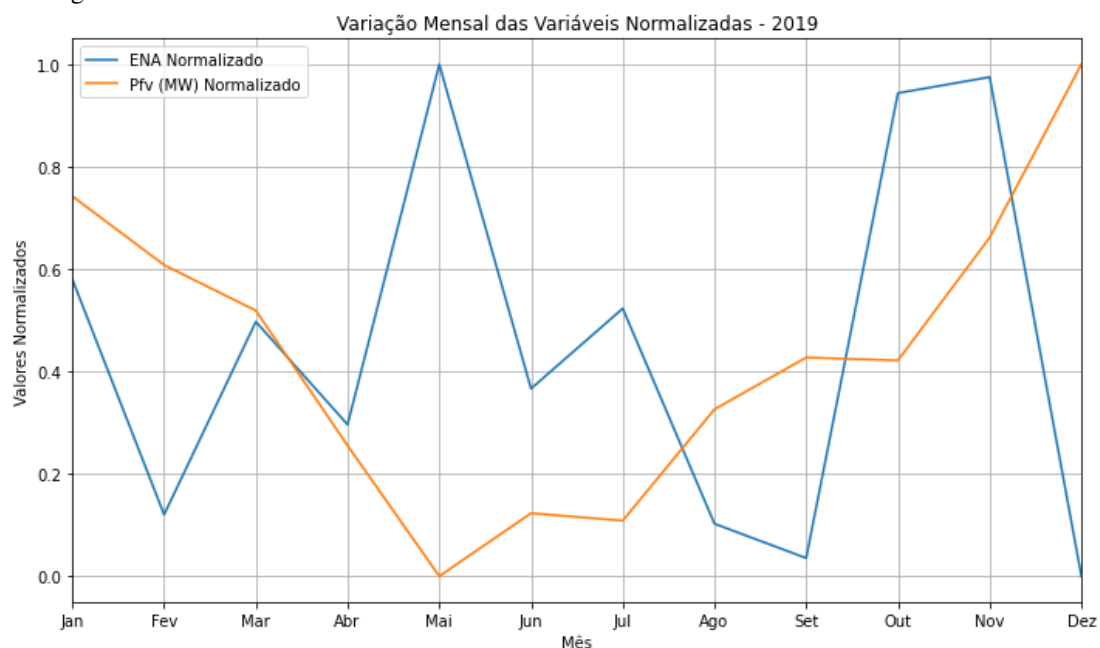
Figura 32 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



Fonte: Elaborada pela autora.

Ao analisar a correlação calculada para o ano de 2019, observa-se que a maior complementariedade entre as fontes fotovoltaica e hidráulica ocorre no mês de maio. Comparando com a média mensal normalizada desses recursos, apresentada na Figura 33, nota-se que o pico da Energia Natural Afluente (ENA) coincide com o menor valor da geração fotovoltaica, evidenciando a complementariedade natural entre as fontes em acordo com o valor calculado.

Figura 33 – Média mensal normalizada dos recursos hidráulico e solar na bacia Jacuí em 2019.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 34 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.

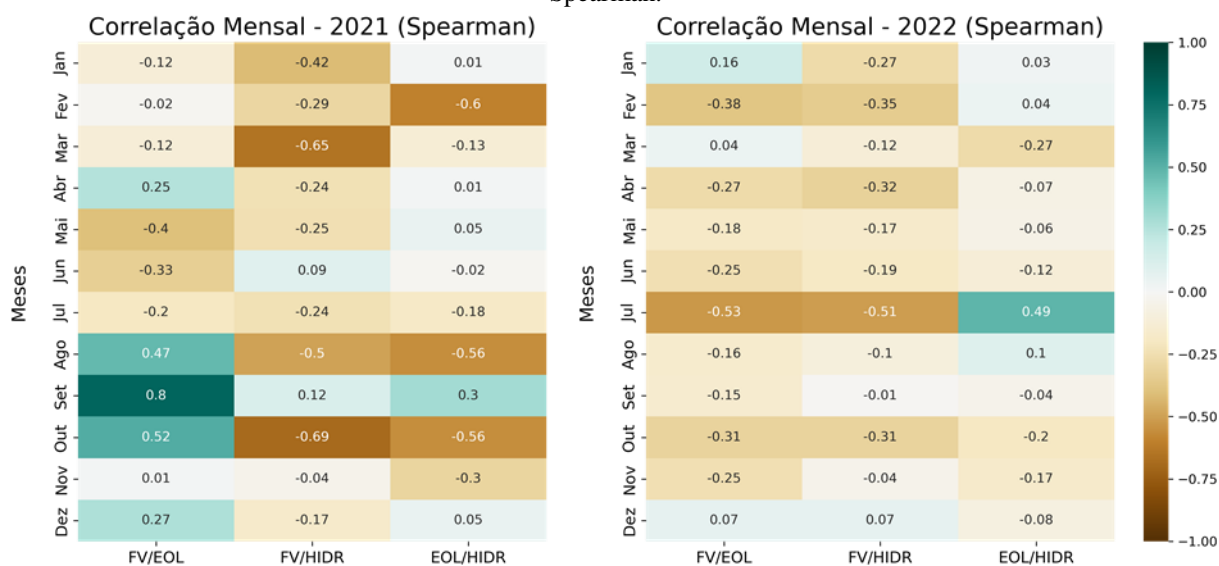
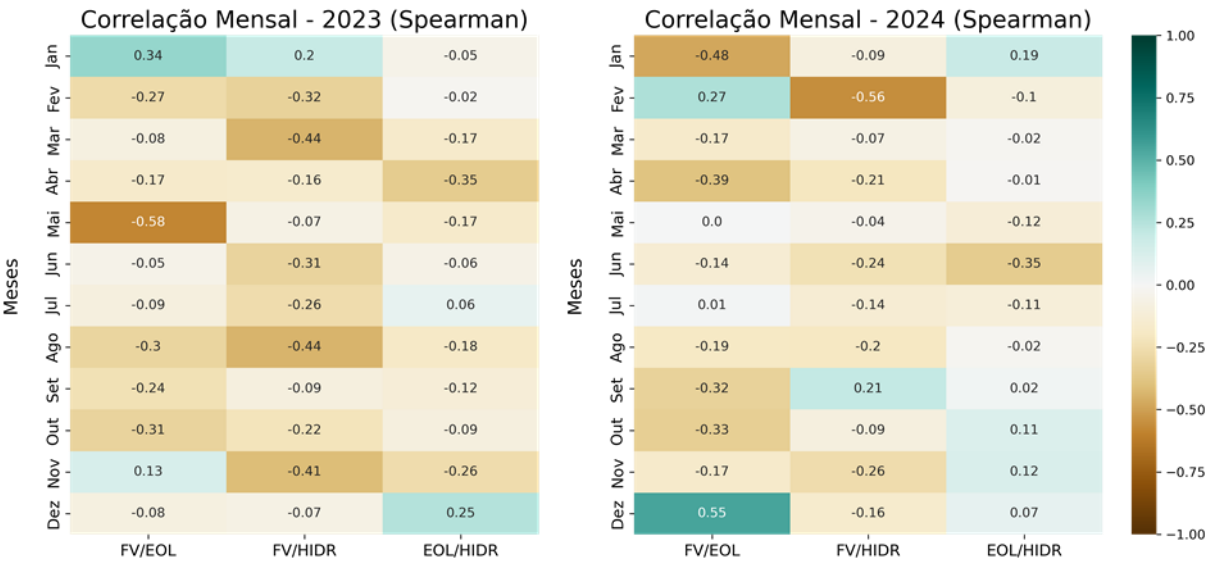
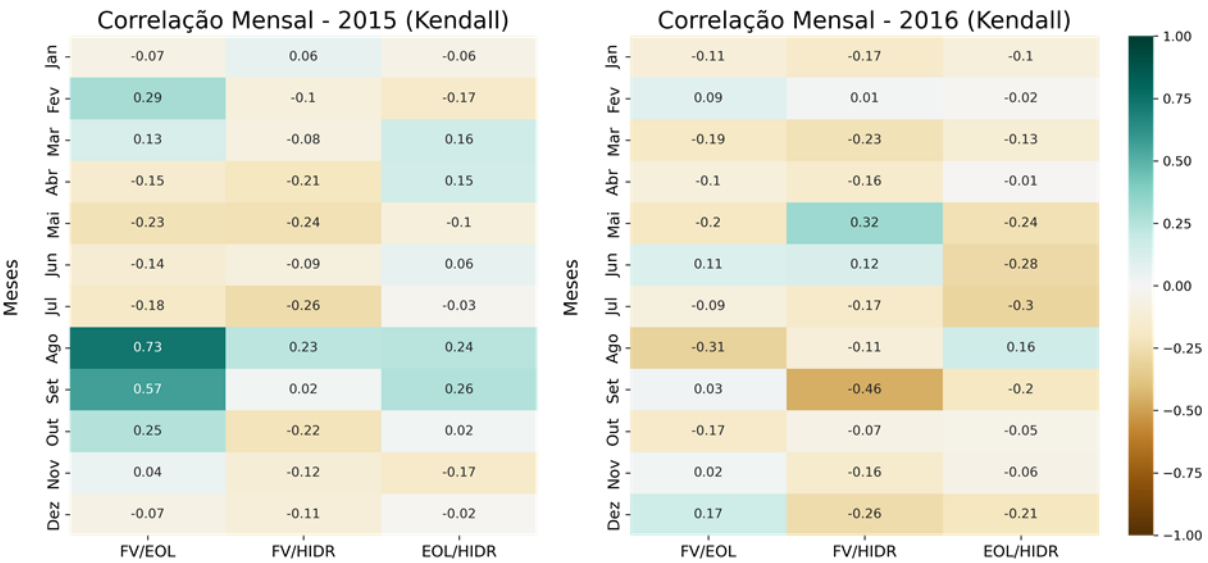


Figura 35 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



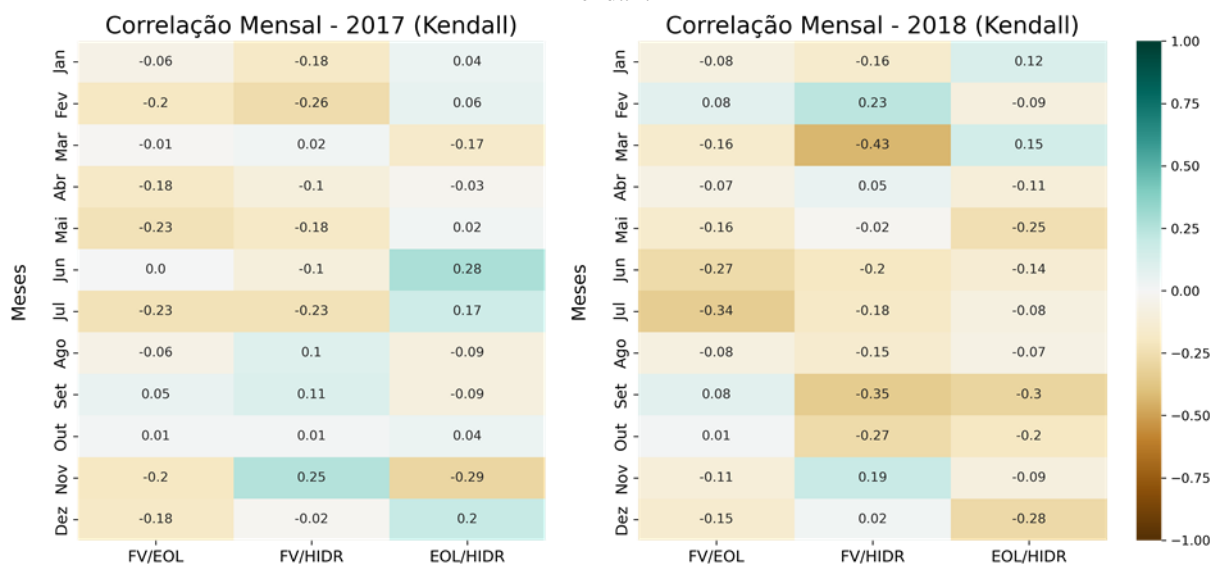
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 36 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



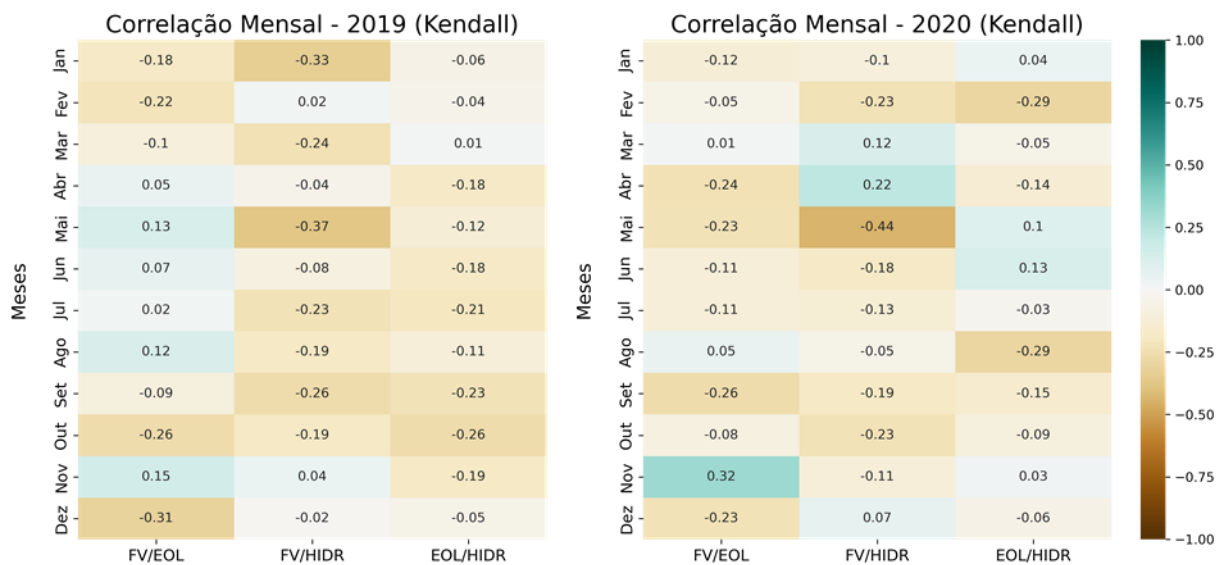
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 37 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



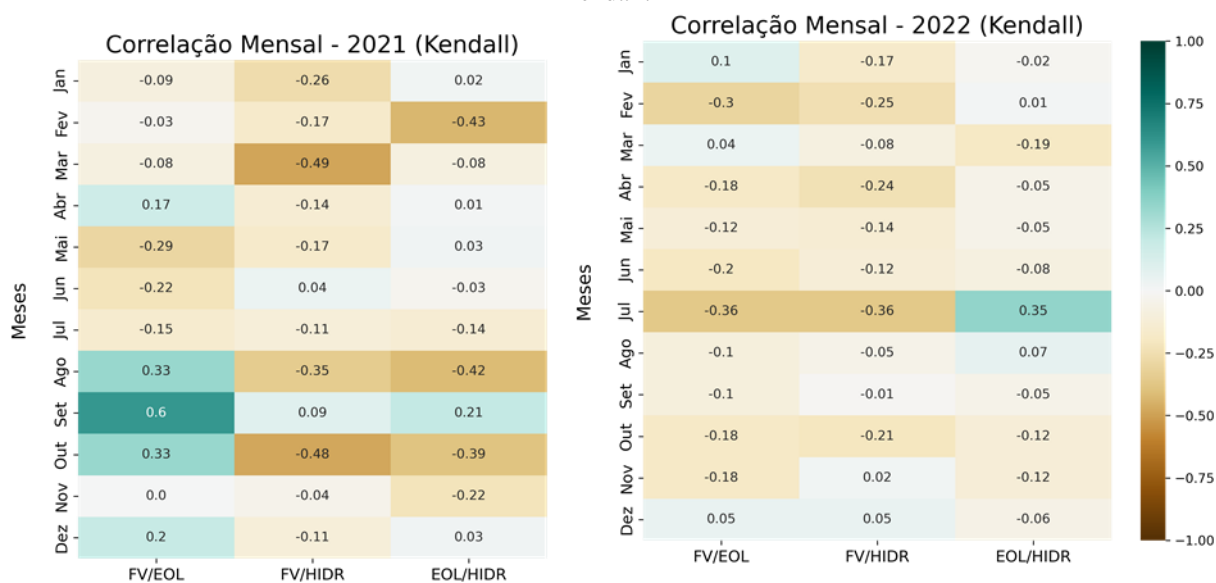
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 38 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



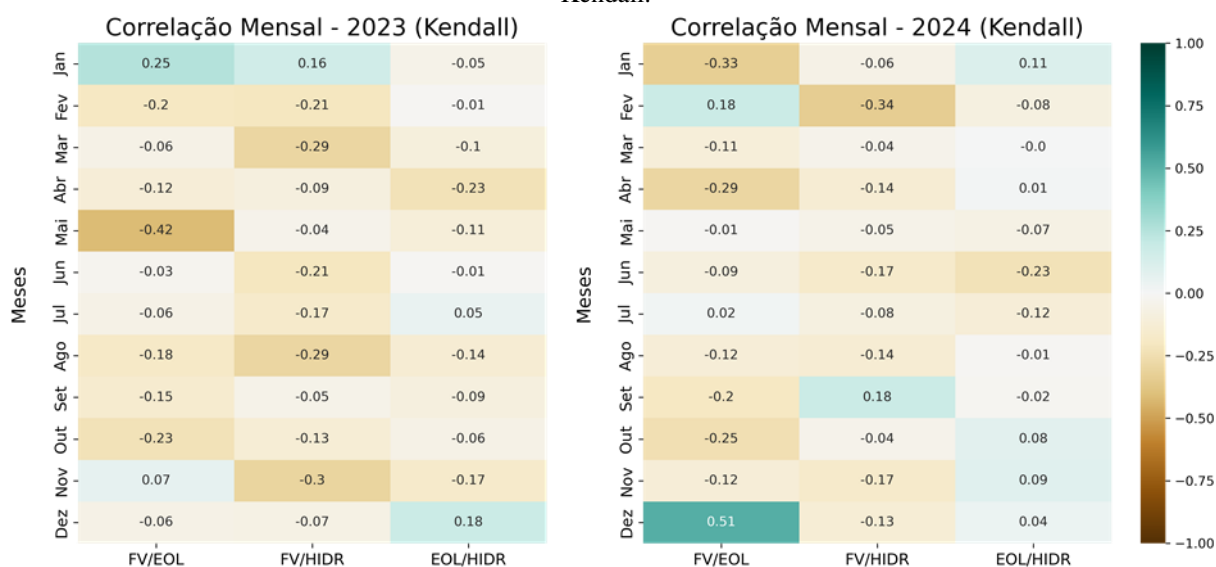
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 39 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 40 – Correlações mensais observadas na bacia Jacuí em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

É possível observar a existência de correlação, mesmo que fraca, para as três combinações analisadas

As taxas significativas de inclinação calculadas pelo método ITA são destacadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Jacuí.

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	P _{FV}	0,01	-0,04	-0,04	-0,08	-0,06	-0,05	0,07	-0,22	0,02	0,22	0,12	-0,07
	P _{EOL}	-0,09	0,14	0,04	0,20	-0,00	0,13	-0,27	-0,65	0,66	0,24	-0,19	0,34
	ENA	-7,51	-1,19	-3,29	6,11	8,07	21,5	-16,1	-3,35	25,1	-15,1	-2,80	7,33
2016	P _{FV}	0,01	0,04	-0,06	-0,03	-0,03	-0,05	0,07	-0,02	0,19	-0,03	0,06	-0,11
	P _{EOL}	-0,02	0,09	0,43	0,20	-0,13	0,26	-0,02	0,14	-0,30	0,04	-0,17	0,19
	ENA	-9,70	1,05	3,65	6,66	-3,63	-1,20	0,65	1,92	-7,99	40,0	-9,14	0,75
2017	P _{FV}	0,13	0,04	0,07	-0,03	-0,09	0,06	0,05	0,06	0,02	0,11	0,02	-0,08
	P _{EOL}	-0,12	-0,10	0,07	0,02	0,38	0,26	-0,22	-0,27	-0,13	-0,28	-0,31	0,09
	ENA	-16,8	2,07	-7,02	24,8	9,52	-10,1	-4,19	-4,72	4,11	-6,93	7,80	-1,29
2018	P _{FV}	-0,12	-0,10	-0,15	-0,03	-0,00	-0,01	-0,01	0,02	-0,02	0,10	-0,01	-0,11
	P _{EOL}	0,10	0,02	0,25	-0,15	-0,13	-0,31	0,13	-0,02	0,23	0,10	-0,19	-0,07
	ENA	20,5	-1,90	9,60	-2,11	7,88	4,15	7,31	5,62	-11,1	-4,73	1,89	6,37
2019	P _{FV}	0,10	-0,01	0,01	-0,06	0,00	0,01	-0,04	0,05	0,12	0,01	0,14	0,01
	P _{EOL}	-0,15	-0,00	-0,02	-0,04	-0,05	0,32	0,29	0,02	-0,13	-0,28	0,13	-0,08
	ENA	-0,23	4,74	4,01	6,31	7,26	-5,31	5,63	-3,56	-1,41	4,46	-21,4	-3,08
2020	P _{FV}	-0,03	-0,09	-0,09	-0,01	-0,06	0,03	0,10	0,05	0,20	0,06	-0,09	-0,03
	P _{EOL}	-0,11	-0,16	0,04	0,09	0,17	0,39	-0,09	0,20	-0,29	-0,28	0,21	-0,20
	ENA	-0,78	0,22	-0,19	-0,16	4,41	0,87	-42,2	-3,55	0,10	-1,49	-0,13	-2,11
2021	P _{FV}	-0,17	0,06	-0,15	-0,01	-0,04	-0,09	0,04	-0,14	0,36	0,38	-0,07	0,06
	P _{EOL}	0,08	0,15	0,13	-0,20	0,30	0,37	0,11	0,09	0,63	0,08	0,06	-0,06
	ENA	2,78	-2,69	0,88	-0,17	11,3	5,57	-3,22	10,4	1,76	-3,37	-1,57	-1,00
2022	P _{FV}	-0,11	-0,00	0,00	-0,02	0,01	-0,08	0,07	0,15	0,00	0,05	0,05	0,04
	P _{EOL}	0,05	0,06	0,32	0,26	0,35	0,01	-0,66	-0,11	0,28	0,04	-0,17	0,08
	ENA	-0,19	-0,56	3,54	0,17	-13,2	-9,55	-4,12	-1,31	-0,62	-1,56	-1,96	-1,55
2023	P _{FV}	-0,07	-0,08	-0,03	0,02	0,03	-0,02	0,11	0,06	0,12	-0,02	0,04	0,13
	P _{EOL}	-0,08	0,05	-0,01	0,01	0,12	0,07	-0,09	0,19	-0,35	0,19	-0,80	-0,15
	ENA	-0,30	0,69	0,41	-0,00	-6,23	9,78	-17,1	-4,12	-25,5	-3,47	2,21	-1,65
2024	P _{FV}	0,02	-0,09	-0,02	-0,00	0,05	-0,10	0,13	0,01	0,10	0,19	-0,09	-0,07
	P _{EOL}	0,06	-0,09	0,14	-0,01	-0,11	-0,07	0,08	-0,23	0,15	-0,11	0,07	-0,16
	ENA	12,42	1,62	1,06	24,3	-18,3	26,9	-7,00	-4,10	8,17	-2,40	-2,22	-3,33

Fonte: Elaborada pela autora.

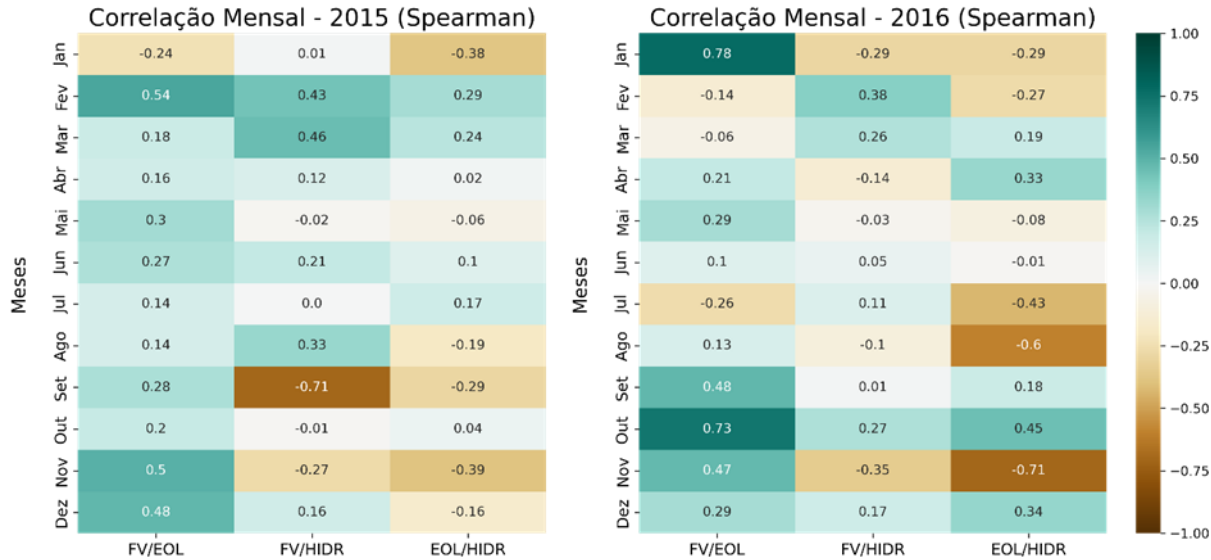
4.4. BACIA HIDROGRÁFICA MUCURI

A bacia Mucuri tem somente uma UHE em seu curso, a UHE Santa Clara localizada entre os estados de Minas Gerais e Bahia. A estação meteorológica mais próxima é a Teófilo Otoni, entretanto, seus dados foram descartados devido ao alto número de dados faltantes. Foi selecionada para análise, a EMA Mantena, que fica localizada a cerca de 100 km da UHE.

Assim como para os casos anteriores, não foi possível aplicar o coeficiente de Pearson devido ao resultado dos testes estatísticos, logo foram utilizados os coeficientes de Spearman e

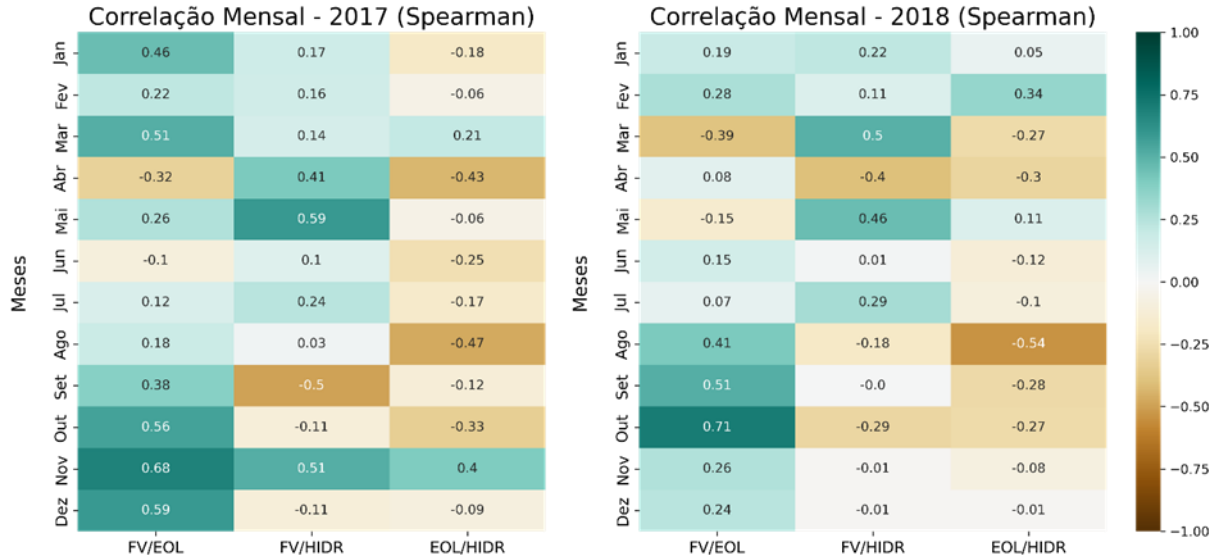
Kendall. Os resultados calculados por Spearman podem ser observados nas Figuras enquanto os de Kendall estão ilustrados nas Figuras Figura 46Figura 50.

Figura 41 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



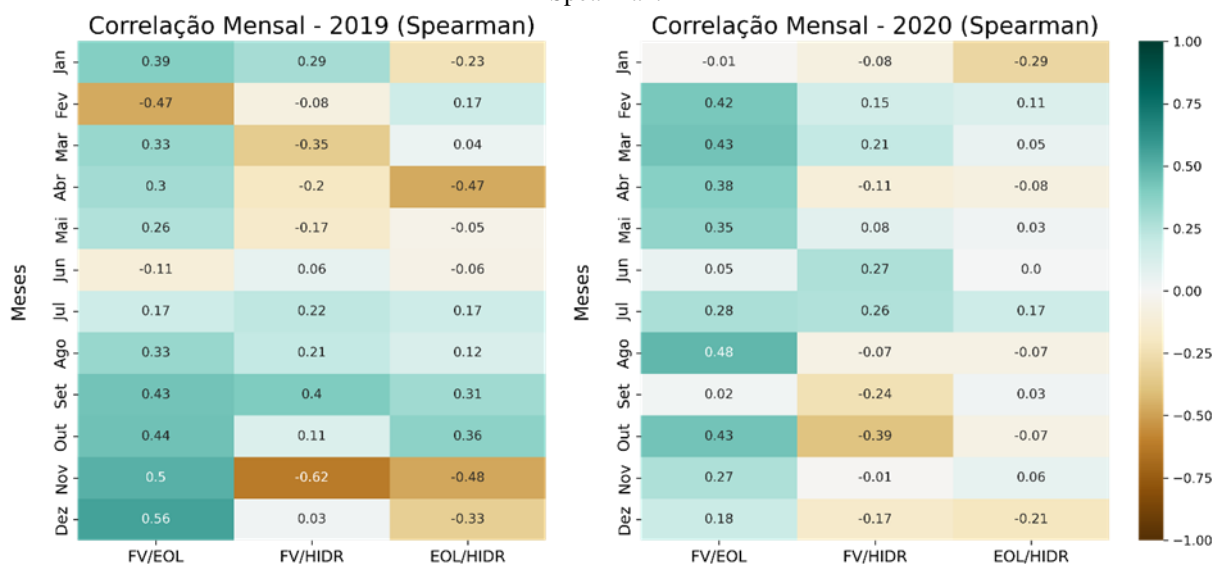
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 42 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



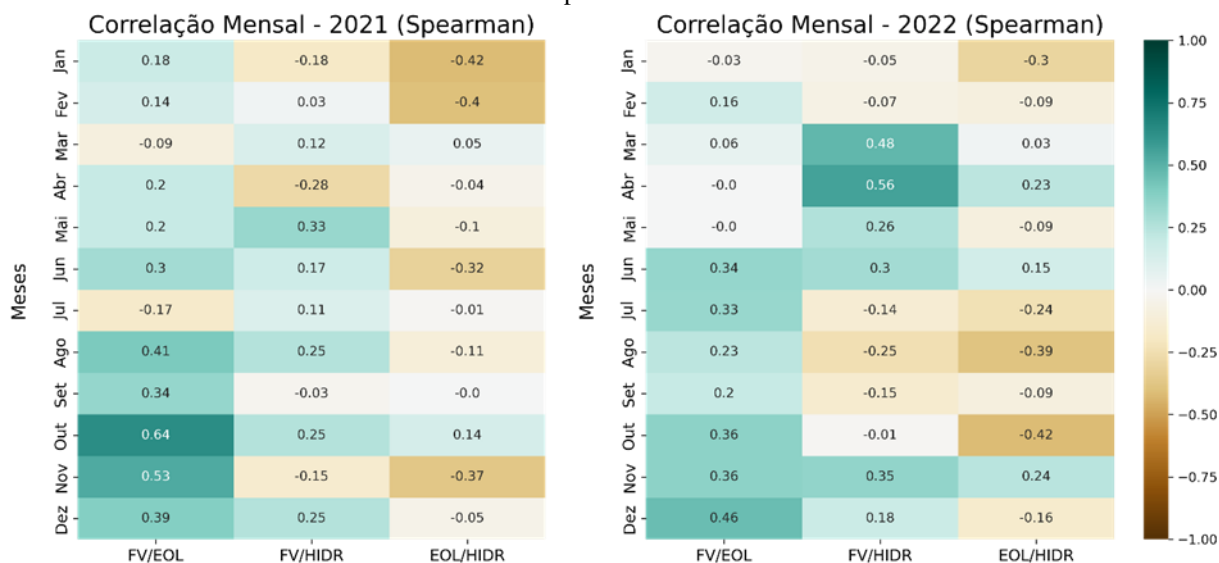
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 43 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



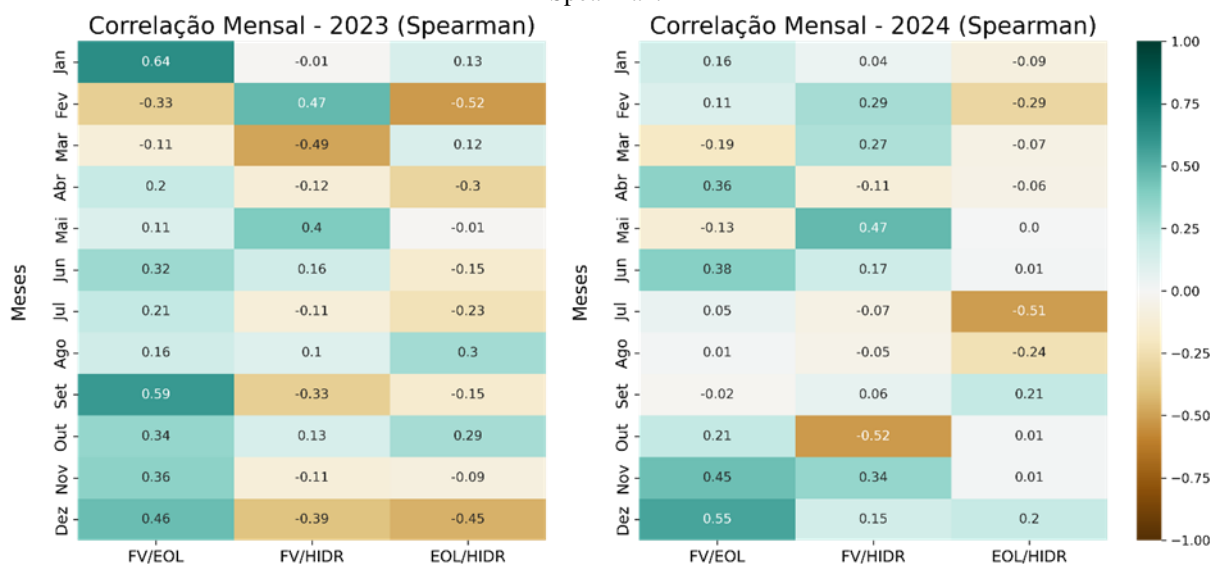
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 44 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



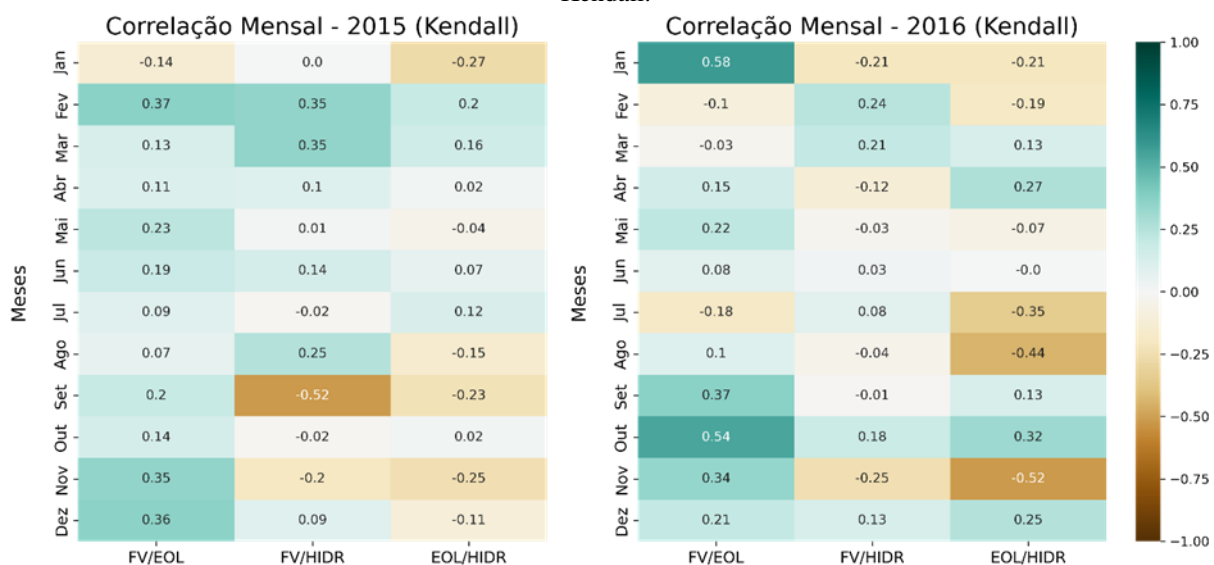
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 45 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



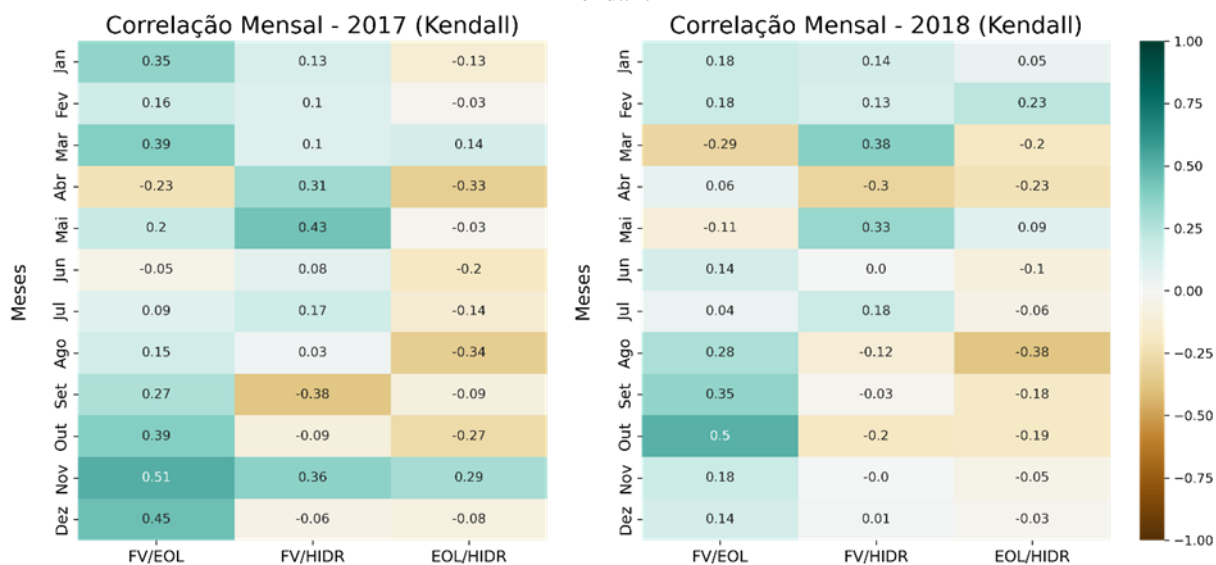
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 46 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



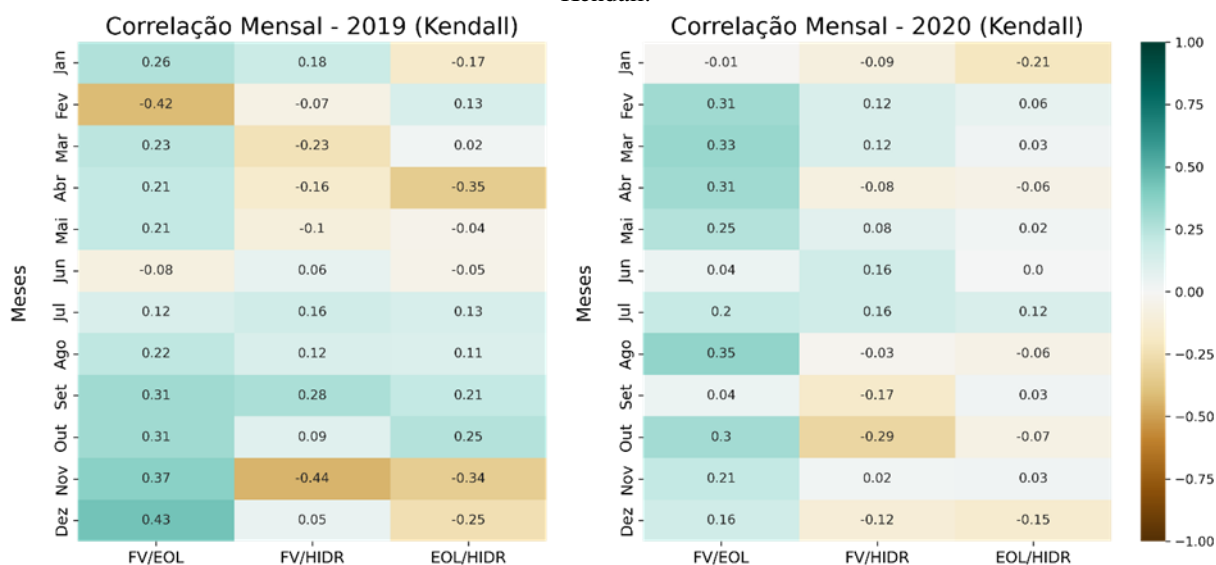
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 47 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



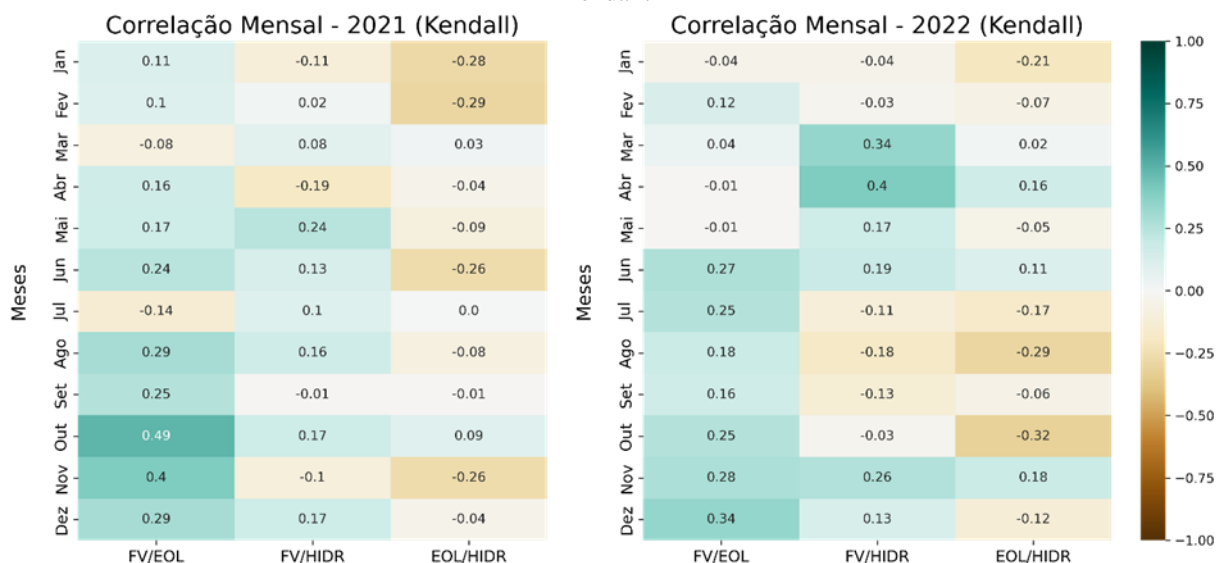
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 48 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



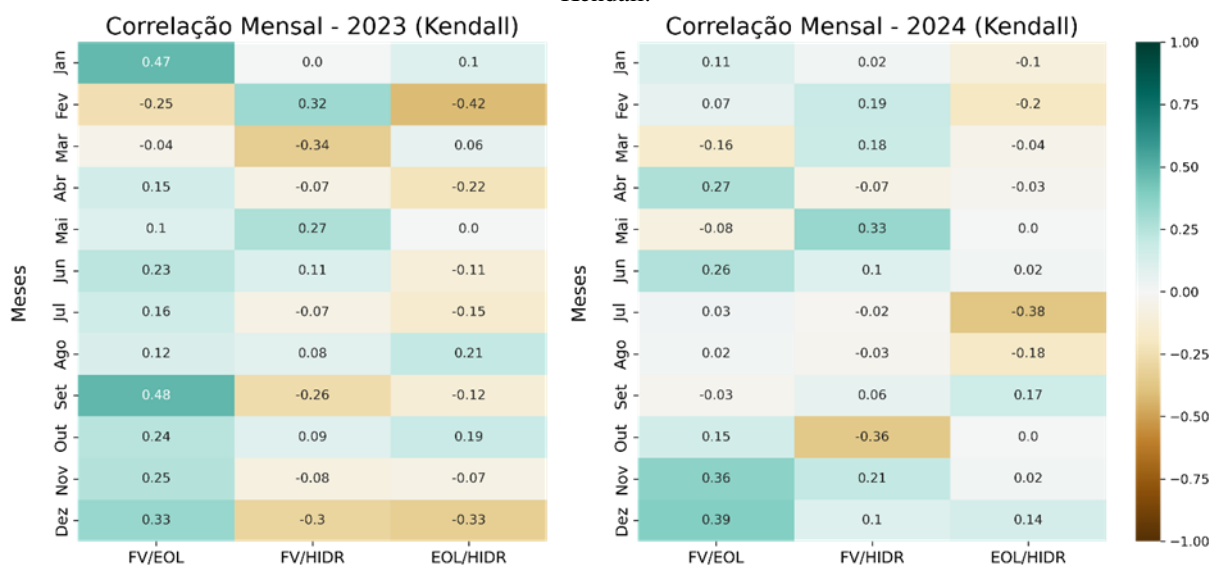
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 49 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 50 – Correlações mensais observadas na bacia Mucuri em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Para essa bacia, não foi identificada uma complementariedade consistente ao longo do período analisado. Em determinados meses, algumas combinações com a fonte hidráulica resultaram em coeficientes que indicaram complementariedade fraca a moderada. No entanto, essas ocorrências foram pontuais, e, na maior parte do período, observou-se uma similaridade entre as gerações. O método ITA produziu os resultados apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Mucuri.

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	P _{FV}	0,03	0,05	-0,06	0,01	0,00	-0,04	0,03	0,01	0,14	-0,09	-0,13	0,07
	P _{EOL}	0,03	0,05	-0,03	0,01	0,00	0,02	0,01	-0,01	0,04	-0,09	-0,13	0,09
	ENA	-0,55	0,04	-0,71	-0,17	0,24	0,03	0,01	0,11	-0,27	-0,02	0,18	-0,28
2016	P _{FV}	-0,16	-0,01	-0,01	-0,08	-0,06	0,02	-0,06	0,03	-0,04	0,13	-0,03	0,12
	P _{EOL}	-0,06	0,03	-0,04	-0,00	0,00	0,00	0,02	0,07	-0,02	0,01	-0,09	0,00
	ENA	3,23	-1,44	-0,34	0,04	0,00	0,08	-0,08	-0,17	-0,07	-0,01	2,12	0,86
2017	P _{FV}	-0,02	0,06	-0,06	-0,06	-0,14	0,00	0,04	0,01	0,00	0,01	0,18	0,24
	P _{EOL}	0,01	-0,03	-0,03	0,01	-0,00	0,00	-0,01	0,03	0,00	0,00	0,03	0,05
	ENA	-0,13	0,34	-0,22	-0,44	-0,06	-0,20	0,23	-0,37	-0,06	-0,05	0,40	-0,15
2018	P _{FV}	-0,00	0,07	-0,02	-0,05	-0,08	-0,00	-0,00	0,01	-0,01	-0,08	0,05	0,07
	P _{EOL}	0,01	-0,01	-0,02	-0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,02	-0,04	-0,00	-0,03
	ENA	-0,77	-1,90	-0,80	1,16	-0,22	-0,16	-0,23	-0,07	-0,07	0,10	0,44	-1,11
2019	P _{FV}	-0,04	0,03	-0,11	-0,04	-0,00	-0,02	-0,06	0,01	-0,02	-0,01	-0,20	0,09
	P _{EOL}	0,01	0,00	-0,00	-0,00	-0,00	0,00	-0,01	-0,02	0,02	-0,04	-0,05	0,02
	ENA	-1,44	0,52	0,20	0,74	-0,62	0,47	-0,08	-0,36	-0,30	-0,02	0,09	-0,95
2020	P _{FV}	-0,15	-0,06	0,10	0,08	-0,04	-0,06	0,00	0,01	-0,00	-0,14	-0,00	0,05
	P _{EOL}	-0,02	-0,08	0,09	-0,00	0,01	0,00	-0,02	0,02	-0,01	0,00	0,01	0,00
	ENA	0,98	-0,97	0,15	-0,43	0,48	0,11	0,12	-0,23	-0,39	0,37	0,53	-0,77
2021	P _{FV}	0,08	-0,02	-0,02	0,02	-0,02	0,01	-0,03	0,08	-0,02	0,02	0,10	0,02
	P _{EOL}	0,02	-0,02	-0,01	0,02	0,02	0,00	0,00	0,03	-0,00	-0,01	0,01	0,00
	ENA	-0,52	2,11	-1,07	-0,13	-0,48	-0,12	-0,02	0,00	-0,05	0,07	0,10	-0,45
2022	P _{FV}	0,03	0,04	-0,07	0,02	-0,04	-0,03	0,05	0,04	-0,08	-0,01	0,00	0,01
	P _{EOL}	0,02	-0,00	-0,01	0,00	0,04	0,00	0,02	-0,01	0,01	-0,03	-0,00	-0,03
	ENA	-2,21	0,76	-0,57	0,23	-0,15	-0,22	-0,14	-0,07	-0,01	0,21	2,21	-0,27
2023	P _{FV}	-0,01	-0,07	0,03	-0,04	-0,02	-0,02	-0,07	-0,03	0,09	0,04	-0,01	-0,07
	P _{EOL}	-0,00	0,01	-0,01	0,06	0,00	0,01	-0,01	-0,00	0,01	0,03	0,02	-0,01
	ENA	-0,12	-0,93	-0,30	0,66	-0,78	-0,20	0,41	-0,05	-0,53	-0,04	-0,07	0,05
2024	P _{FV}	-0,00	-0,04	-0,01	-0,01	-0,05	0,02	0,01	0,11	-0,05	-0,02	0,08	-0,14
	P _{EOL}	-0,01	0,01	-0,00	-0,01	-0,00	0,00	0,02	0,04	0,09	-0,03	0,03	0,00
	ENA	1,36	0,11	-1,37	-0,62	-0,20	-0,04	-0,13	-0,06	0,01	-0,03	2,95	-0,14

Fonte: Elaborada pela autora.

4.5. BACIA HIDROGRÁFICA PARNAÍBA

A bacia do rio Parnaíba conta com apenas uma usina hidrelétrica, cuja barragem está localizada no município de Guadalupe, no estado do Piauí. A estação meteorológica mais próxima à UHE Boa Esperança, denominada Floriano, encontra-se a aproximadamente 63 km de distância. No entanto, tanto essa estação quanto as três seguintes mais próximas não atenderam aos critérios de qualidade dos dados, o que inviabilizou sua utilização na análise.

Diante dessa limitação, optou-se pelo uso dos dados da estação meteorológica automática (EMA) de Canto do Buriti, situada a cerca de 157 km da usina. Considerando a grande extensão da bacia hidrográfica e o objetivo do estudo, que se concentra na avaliação da complementariedade entre as fontes de geração como um todo, e não exclusivamente na viabilidade da hibridização em um ponto específico, essa distância foi considerada aceitável para a análise.

Quanto aos testes estatísticos, os dados não seguiam uma distribuição normal e, por isso, foram utilizados os coeficientes de Spearman e Kendall para o cálculo. Os valores determinados pelo coeficiente de Spearman são apresentados da Figura 51 até a Figura 55, enquanto os obtidos pelo coeficiente de Kendall estão ilustrados da Figura 56 à Figura 60.

Figura 51 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.

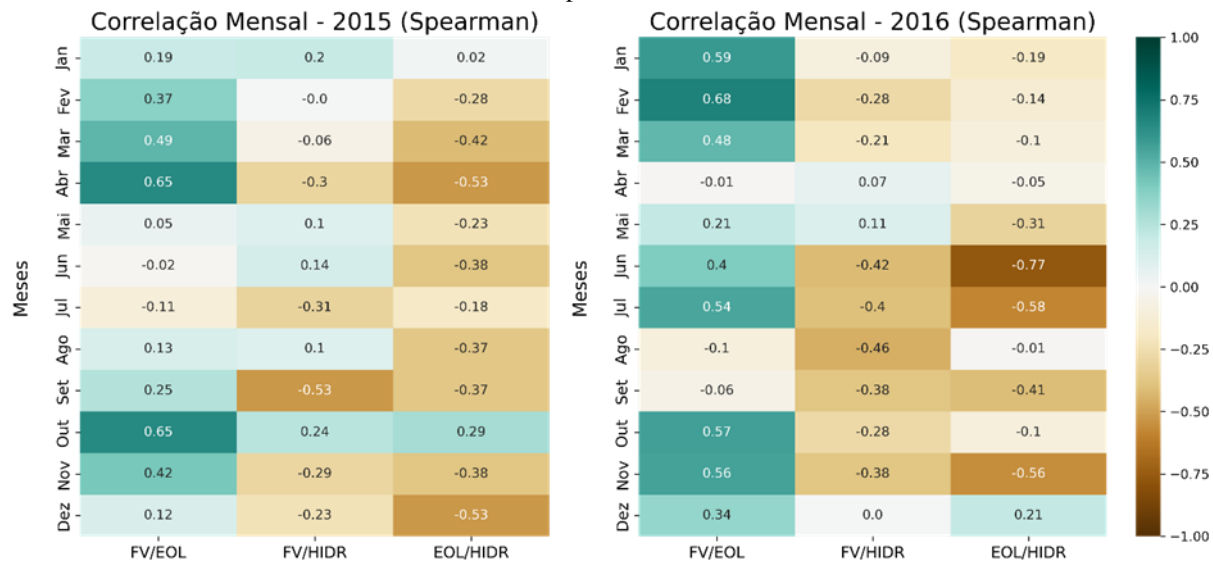
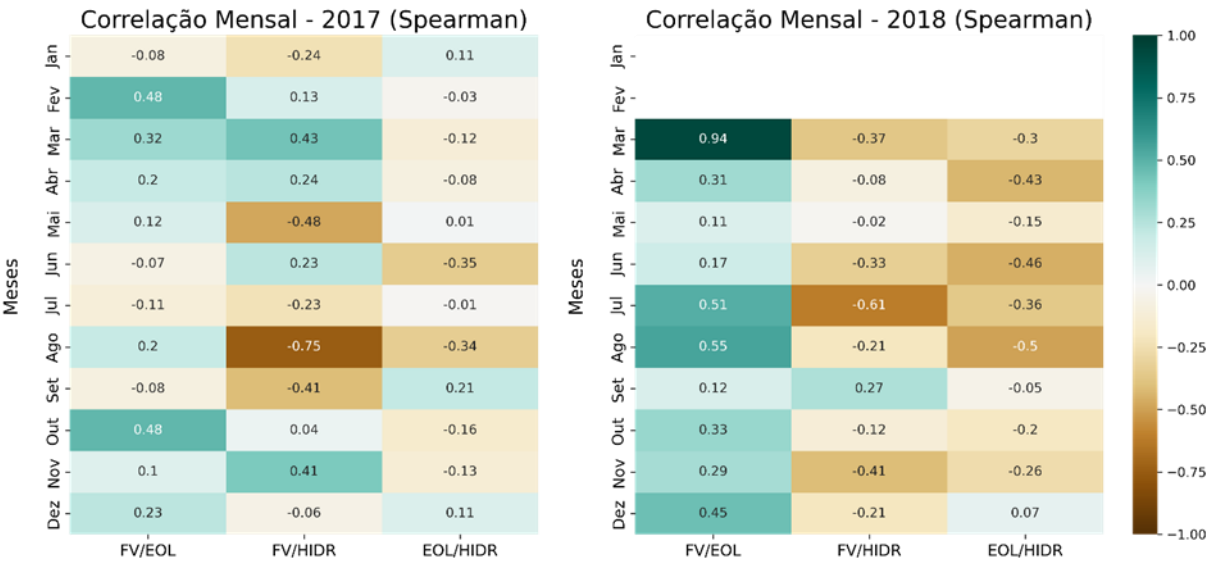
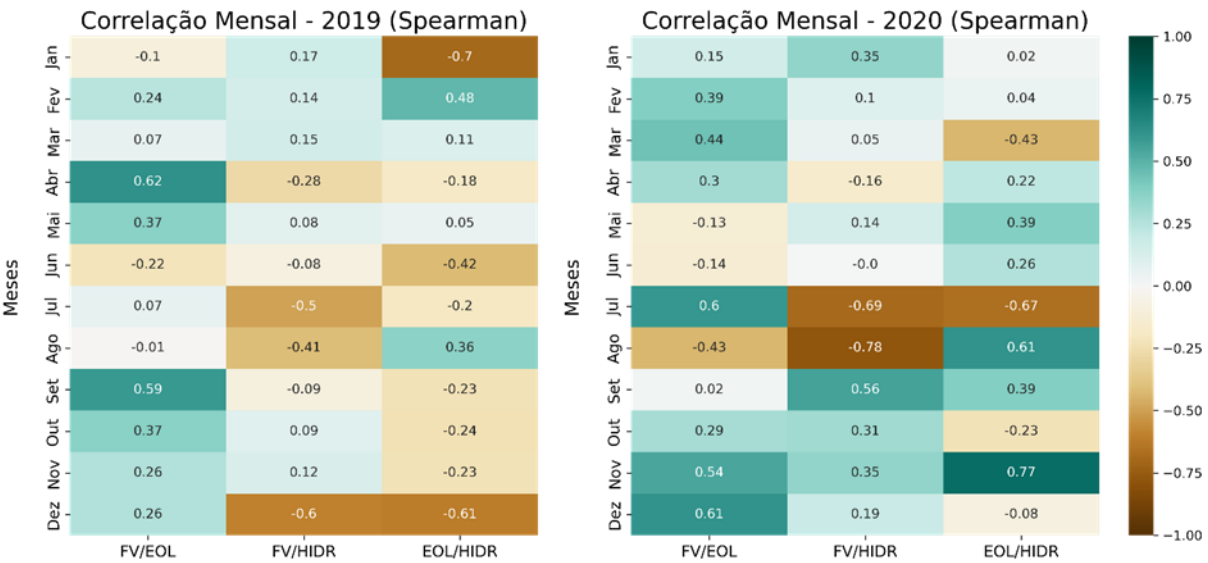


Figura 52 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



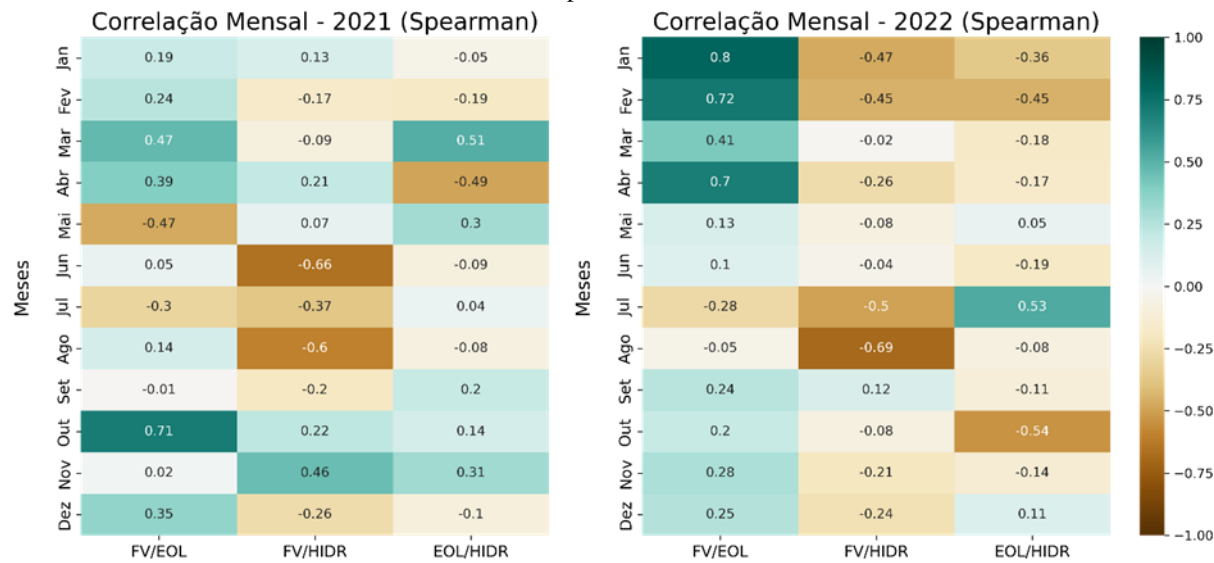
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 53 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



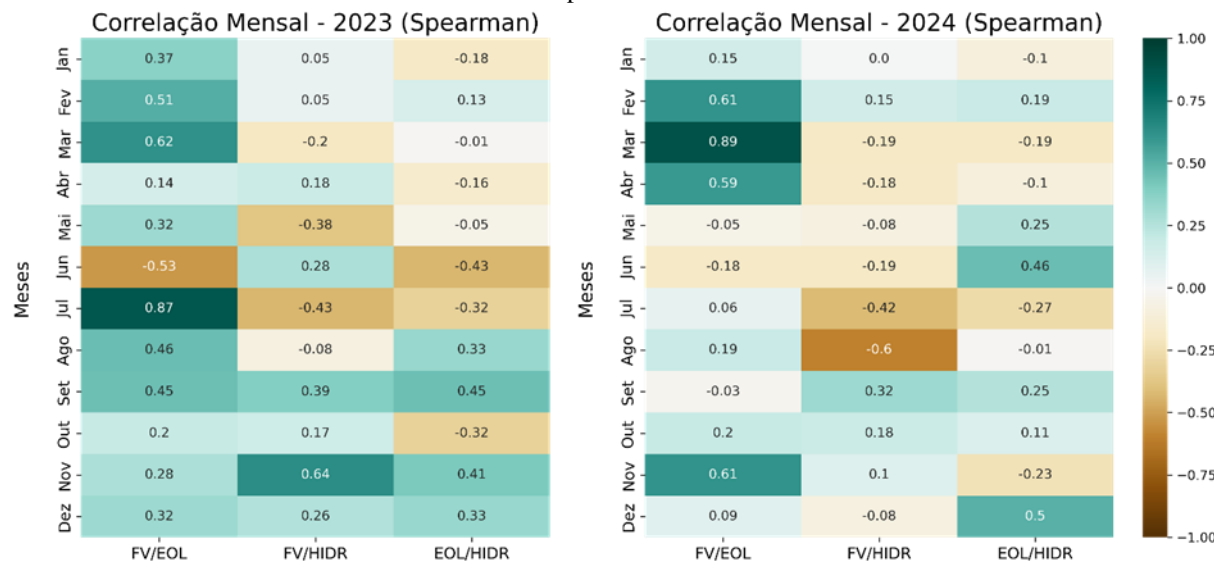
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 54 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



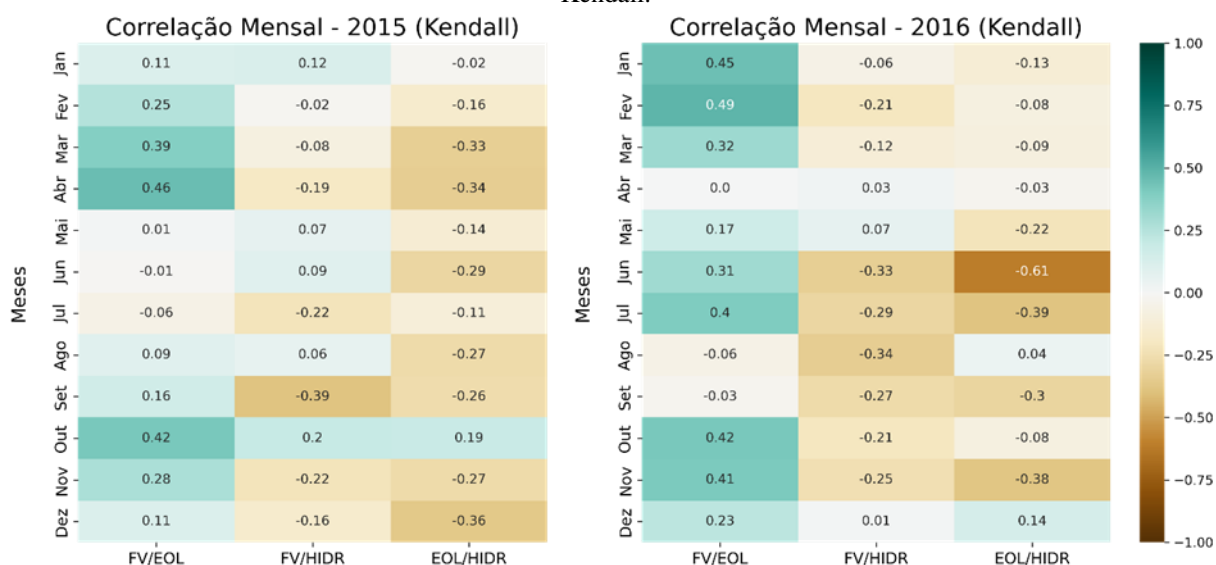
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 55 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



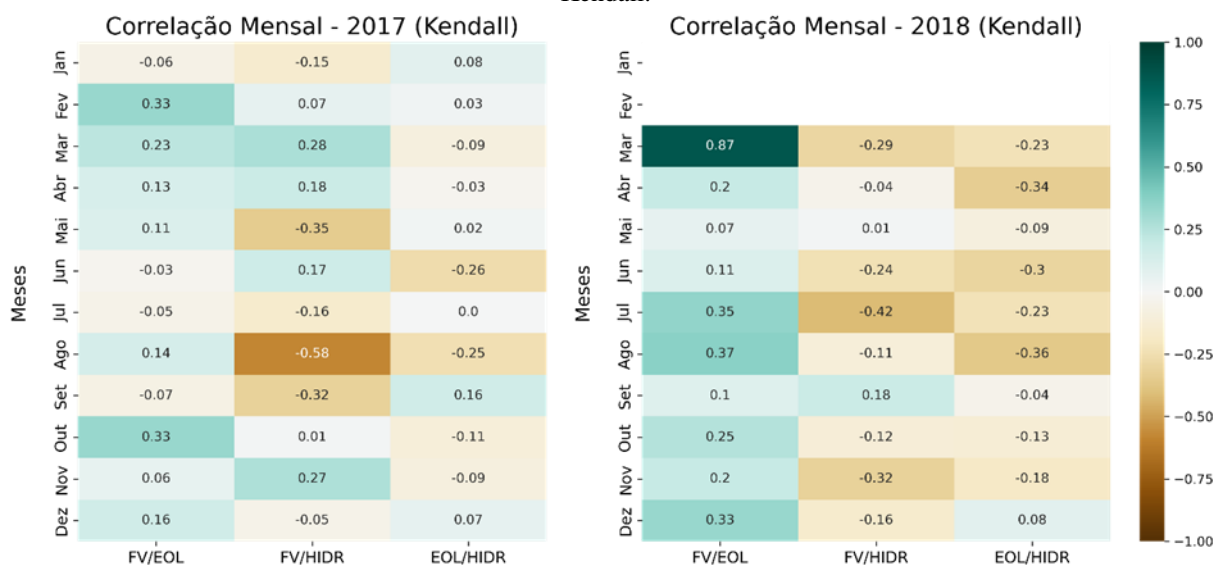
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 56 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

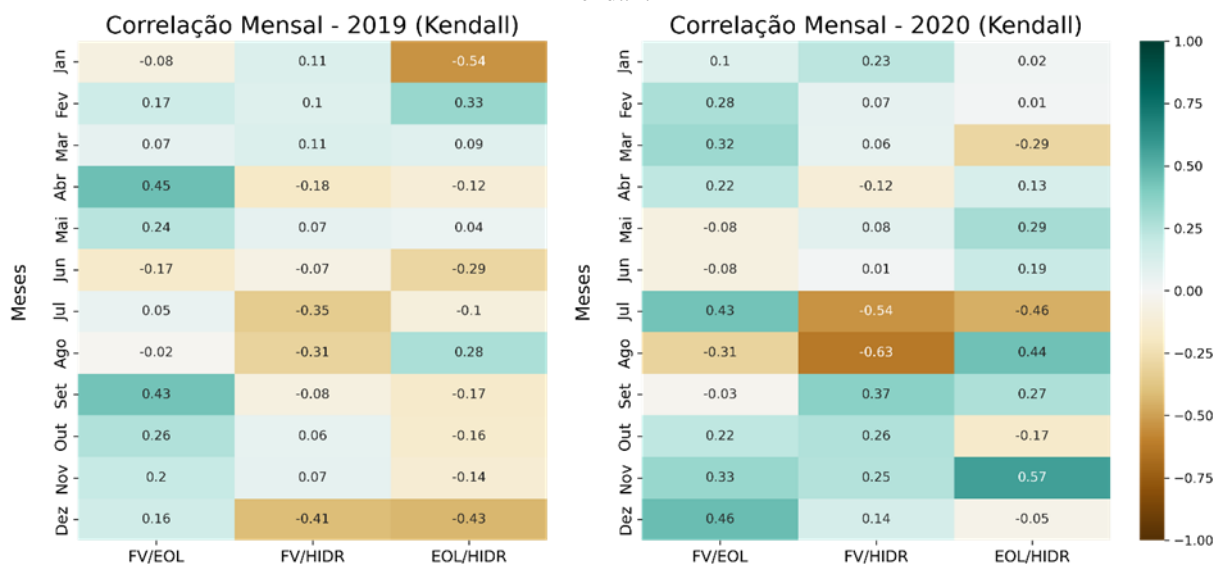
Figura 57 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

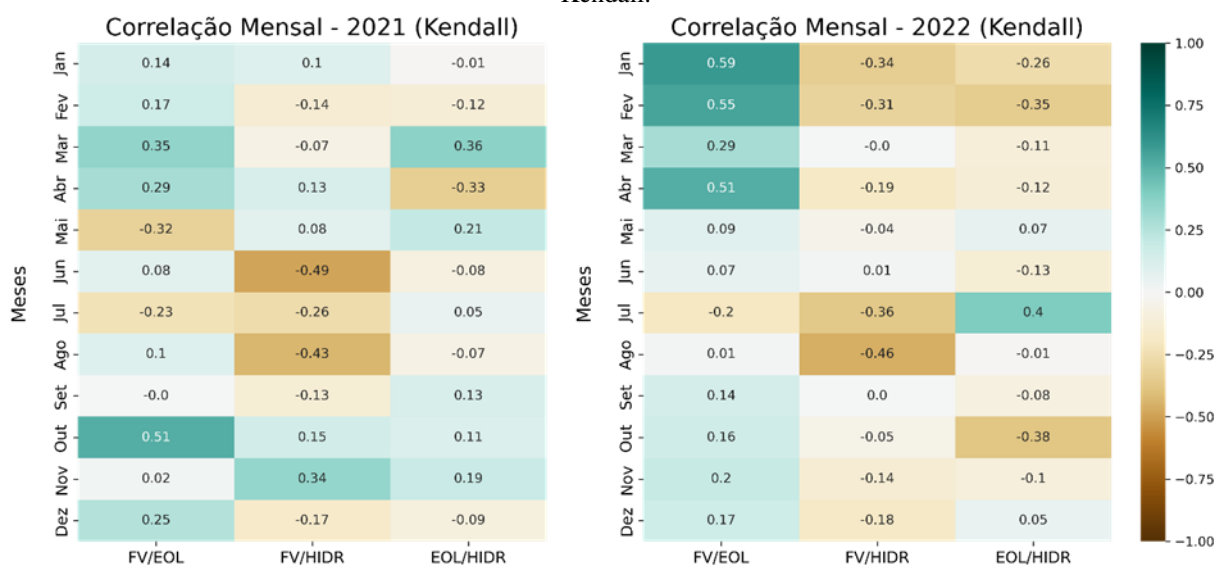
Na figura anterior, observa-se uma lacuna nos meses de janeiro e fevereiro de 2018, causada pela ausência de dados para esses períodos. Contudo, considerando que a falta de dados não compromete as análises anteriores e subsequentes e que a estação meteorológica de que se trata já estava situada a uma distância considerável do reservatório, decidiu-se manter os dados dessa ENA, sem descartá-los.

Figura 58 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



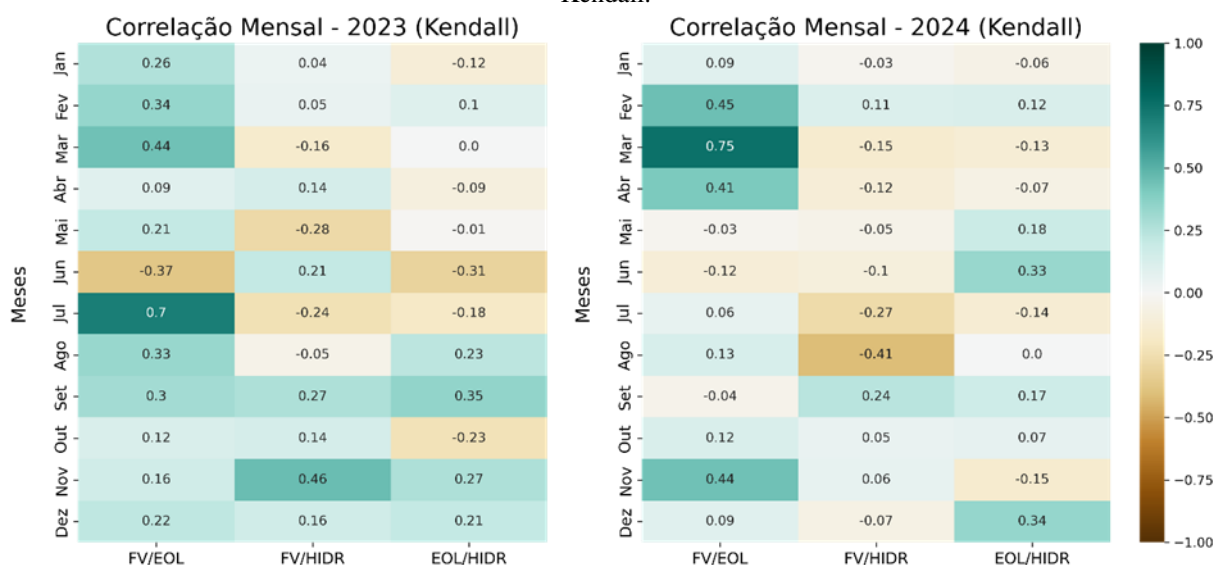
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 59 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 60 – Correlações mensais observadas na bacia Parnaíba em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Os resultados gerados pelo método ITA estão dispostos na Tabela 10. No ano de 2015, para a combinação entre eólica e hidráulica, há indicação de complementariedade em sete meses, corroborando com o indicado pelos cálculos dos coeficientes, visto que para o referido ano, as médias foram -0,31 e -0,197, respectivamente.

Tabela 10 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Parnaíba.

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	P _{FV}	-0,04	-0,02	-0,10	0,01	-0,01	0,01	0,05	0,01	0,02	-0,03	-0,13	-0,00
	P _{EOL}	-0,18	-0,19	-0,10	-0,03	0,18	0,56	-0,19	-0,52	0,49	-0,82	-0,59	0,48
	ENA	1,96	4,12	2,10	0,01	-4,62	-0,80	-0,86	0,20	-0,21	-0,06	0,20	-0,45
2016	P _{FV}	-0,07	0,09	-0,04	-0,01	-0,01	0,00	0,03	0,02	-0,06	0,05	0,01	0,10
	P _{EOL}	-0,11	0,29	-0,11	0,37	0,18	1,09	0,37	0,46	-0,54	-0,46	-0,60	0,25
	ENA	17,0	-6,03	0,69	-1,36	-0,46	-0,76	-0,31	-0,37	0,54	-0,11	3,34	0,15
2017	P _{FV}	-0,03	0,16	0,06	0,03	-0,06	-0,02	-0,01	0,02	0,03	-0,01	0,12	-0,01
	P _{EOL}	-0,03	0,03	0,05	-0,01	0,24	0,65	-0,18	0,40	-0,32	0,38	-0,06	0,03
	ENA	4,09	4,91	-0,63	-4,76	0,06	-1,35	-0,05	-0,42	-0,02	0,44	0,39	0,93
2018	P _{FV}	0,00	0,00	0,20	0,05	-0,01	0,00	0,03	0,04	0,03	-0,03	-0,06	0,12
	P _{EOL}	0,00	0,00	0,18	0,27	0,14	0,24	0,43	0,83	-0,25	-0,22	0,27	-0,07
	ENA	-1,06	0,35	-2,00	-2,70	-0,73	-0,41	-0,45	-0,22	-0,15	2,30	0,06	-5,99
2019	P _{FV}	0,06	-0,00	-0,04	0,08	0,00	0,01	0,05	0,04	-0,00	-0,03	-0,10	0,01
	P _{EOL}	-0,26	0,19	0,11	0,08	0,05	0,20	0,51	-0,45	-0,09	-0,59	-0,20	0,38
	ENA	0,70	1,66	2,18	-6,94	-0,16	-0,59	-0,54	-0,42	0,21	0,13	0,38	-0,68
2020	P _{FV}	0,04	0,04	0,07	-0,02	-0,04	-0,02	0,02	0,06	-0,03	0,03	-0,08	-0,06
	P _{EOL}	0,04	0,08	0,13	0,15	-0,20	0,32	1,03	-0,99	-0,43	0,05	0,15	-0,12
	ENA	-0,52	-2,20	-7,61	-0,62	-0,75	0,21	-0,48	-0,28	-0,32	0,56	0,21	2,51
2021	P _{FV}	0,01	-0,07	-0,06	-0,03	0,04	0,04	0,01	0,02	0,01	-0,01	0,09	-0,09

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	P _{EOL}	0,28	-0,12	-0,00	-0,23	-0,07	0,03	0,09	0,04	0,29	0,07	0,07	-0,07
	ENA	-0,86	11,4	0,75	2,37	-0,87	-0,42	-0,41	-0,14	-0,00	1,30	2,12	8,48
	P _{FV}	0,05	0,06	0,06	0,01	-0,06	-0,01	0,05	0,04	0,00	-0,06	-0,05	-0,04
2022	P _{EOL}	0,05	0,20	-0,03	0,15	0,23	0,22	-0,57	0,17	-0,43	-0,40	-0,06	-0,07
	ENA	0,32	0,27	-3,91	2,87	1,13	-0,59	-0,46	-0,32	0,11	0,72	3,96	4,10
	P _{FV}	-0,02	-0,05	-0,02	-0,01	0,03	-0,03	0,19	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01	-0,05
2023	P _{EOL}	-0,09	-0,08	-0,03	0,14	0,32	0,37	0,35	-0,36	-0,36	0,08	-0,09	-0,11
	ENA	-0,30	-0,03	0,96	-4,18	-1,27	-0,63	-0,43	-0,17	-0,56	-0,19	0,19	0,70
	P _{FV}	-0,05	-0,07	0,37	0,01	0,01	0,02	0,05	0,03	-0,01	-0,07	0,03	-0,04
2024	P _{EOL}	0,07	-0,27	0,17	0,09	-0,05	-0,40	0,13	0,25	-0,18	0,03	-0,18	0,16
	ENA	1,82	3,00	-2,16	-3,74	-1,39	-0,62	-0,16	-0,28	-0,23	1,12	0,82	3,64

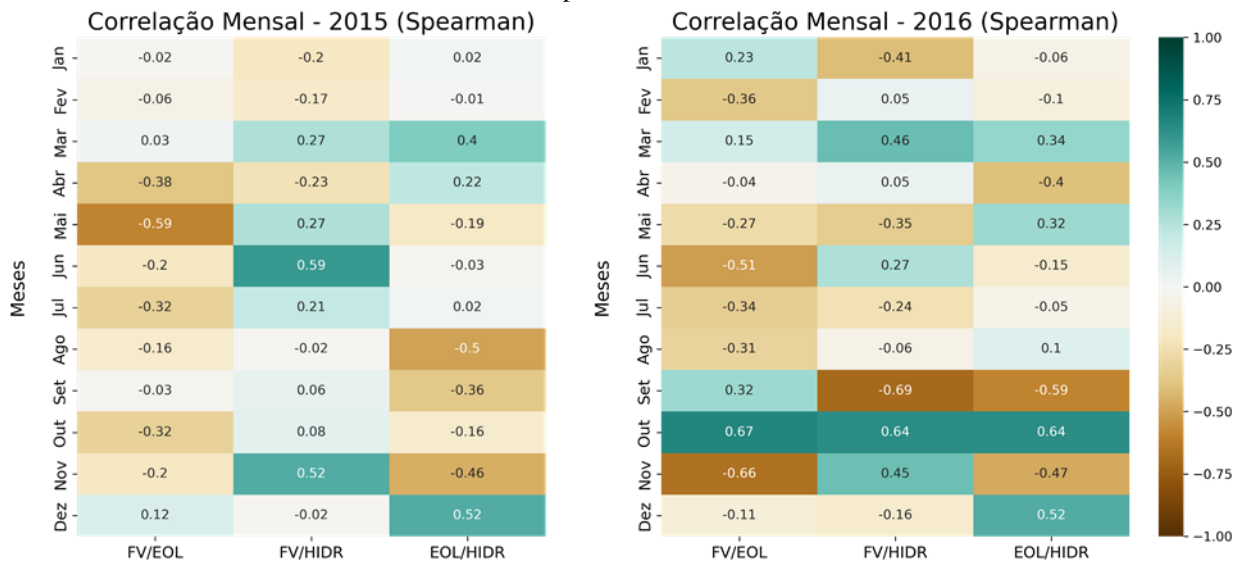
Fonte: Elaborada pela autora.

4.6. BACIA HIDROGRÁFICA PARAGUAÇU

A bacia do rio Paraguaçu, localizada na Bahia, abriga apenas uma usina hidrelétrica, a UHE Pedra do Cavalo. A estação meteorológica mais próxima da usina é a EMA de Cruz das Almas, situada a cerca de 14 km. No entanto, essa estação apresenta lacunas significativas nos dados, com 78,55% de dados ausentes para velocidade do vento e mais de 37% para irradiância no ano de 2021, o que impossibilitou seu uso na análise. As duas estações subsequentes também apresentaram falhas nos dados. Dessa forma, optou-se pela utilização dos dados da EMA de Salvador, localizada a aproximadamente 70 km da UHE, uma distância considerada adequada, pois, conforme [208], a maioria das variáveis meteorológicas não sofre variações significativas em distâncias entre 50 e 100 km.

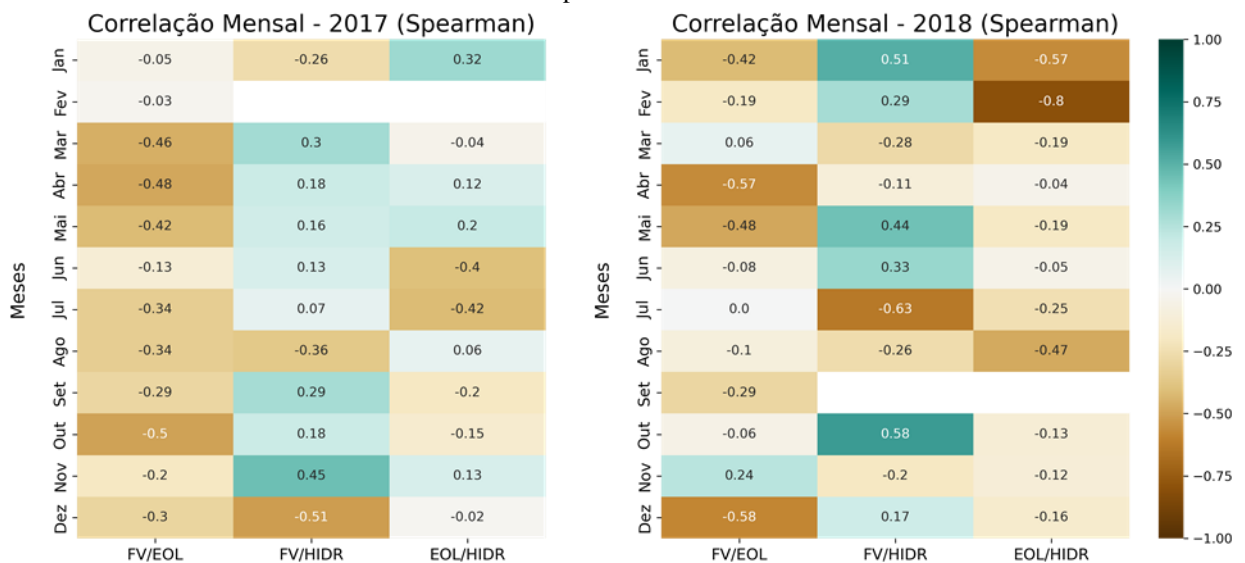
Como as premissas para o uso do coeficiente de Pearson não foram atendidas, adotou-se os coeficientes de Spearman e Kendall. Os valores obtidos por Spearman são apresentados a partir da Figura 61 até a Figura 65, enquanto os correspondentes a Kendall estão dispostos da Figura 66 até a Figura 70.

Figura 61 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



Fonte: Elaborada pela autora.

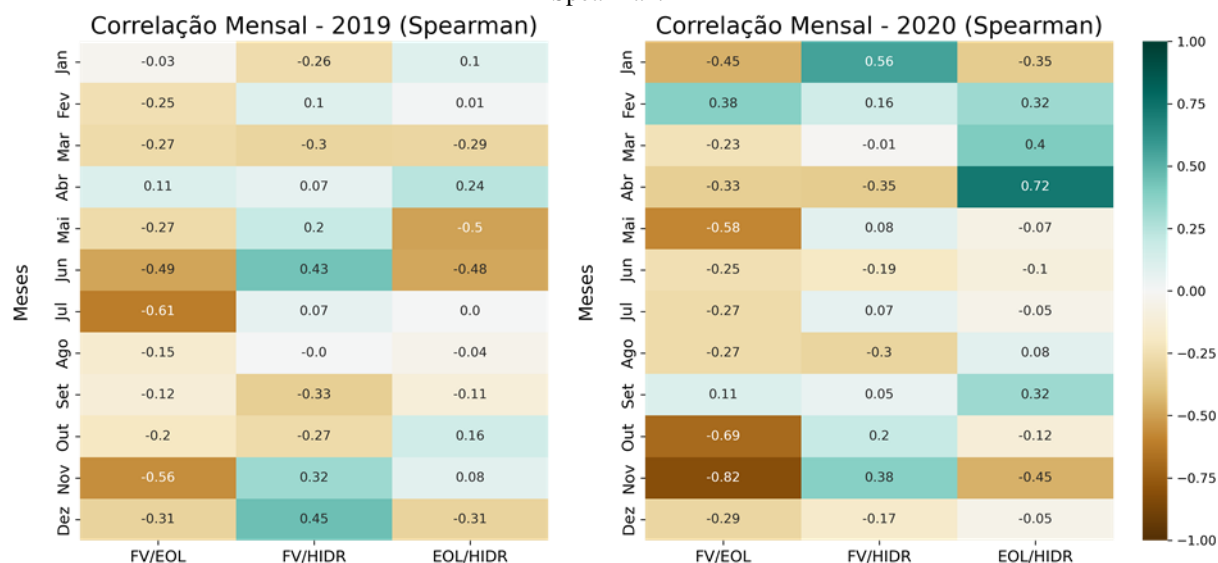
Figura 62 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



Fonte: Elaborada pela autora.

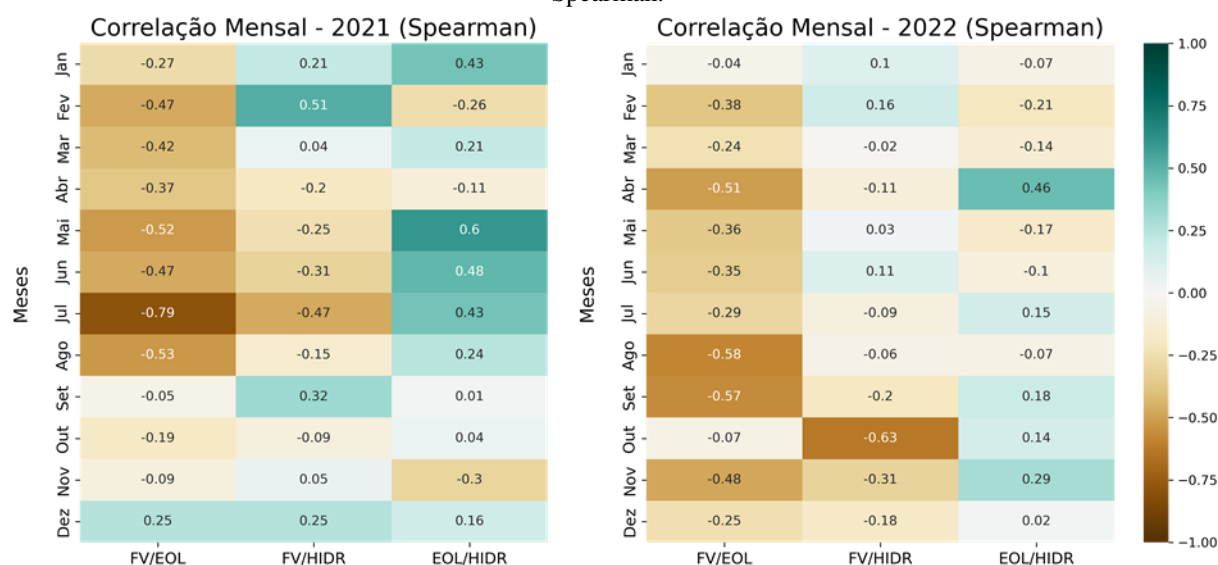
Observamos, na Figura 62, lacunas nas análises que envolvem a geração hidráulica. Nesse caso, elas ocorrem devido à constância dos valores de ENA para os períodos. Os coeficientes de Spearman e Kendall são calculados com base em rankings e ordenações, caso todos os valores de uma variável sejam iguais, não há como estabelecer rankings e o cálculo do coeficiente não pode ser executado.

Figura 63 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



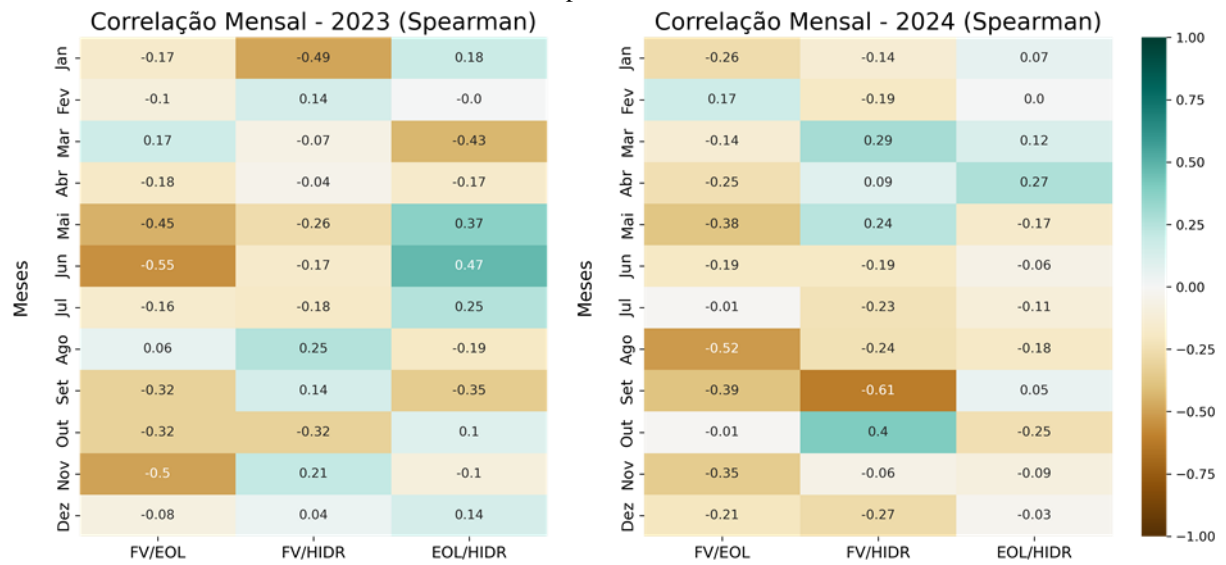
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 64 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



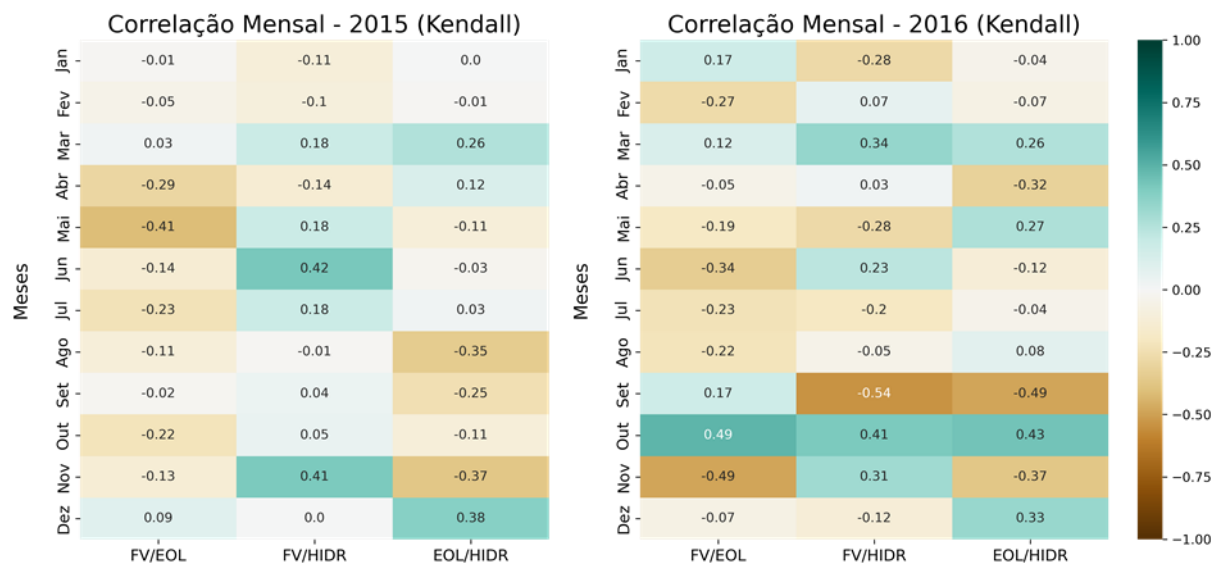
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 65 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Spearman.



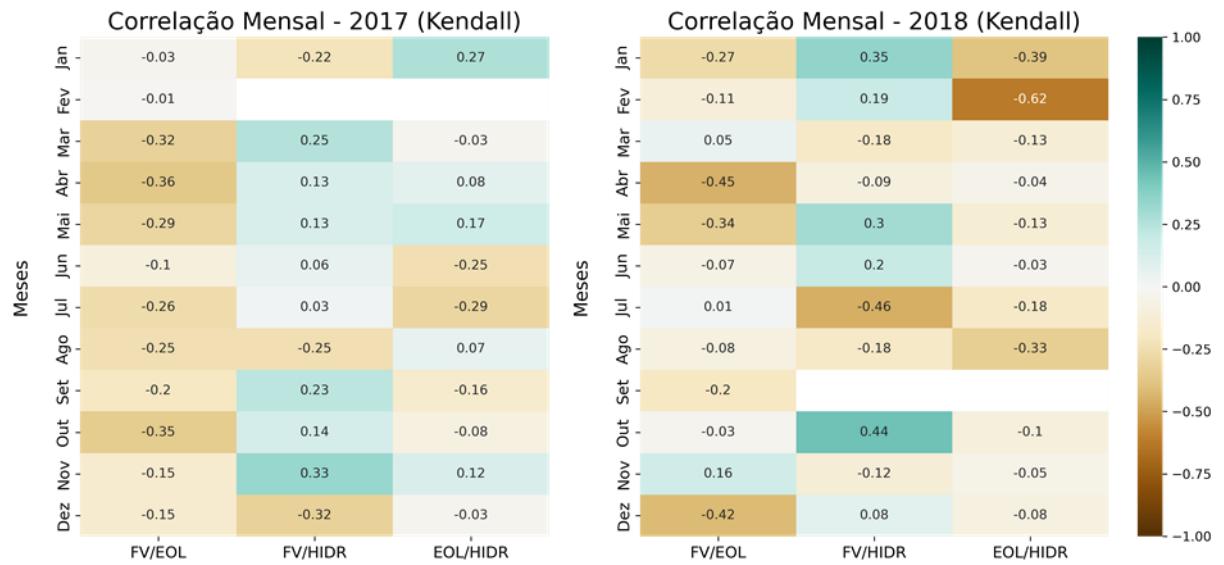
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 66 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2015 e 2016, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



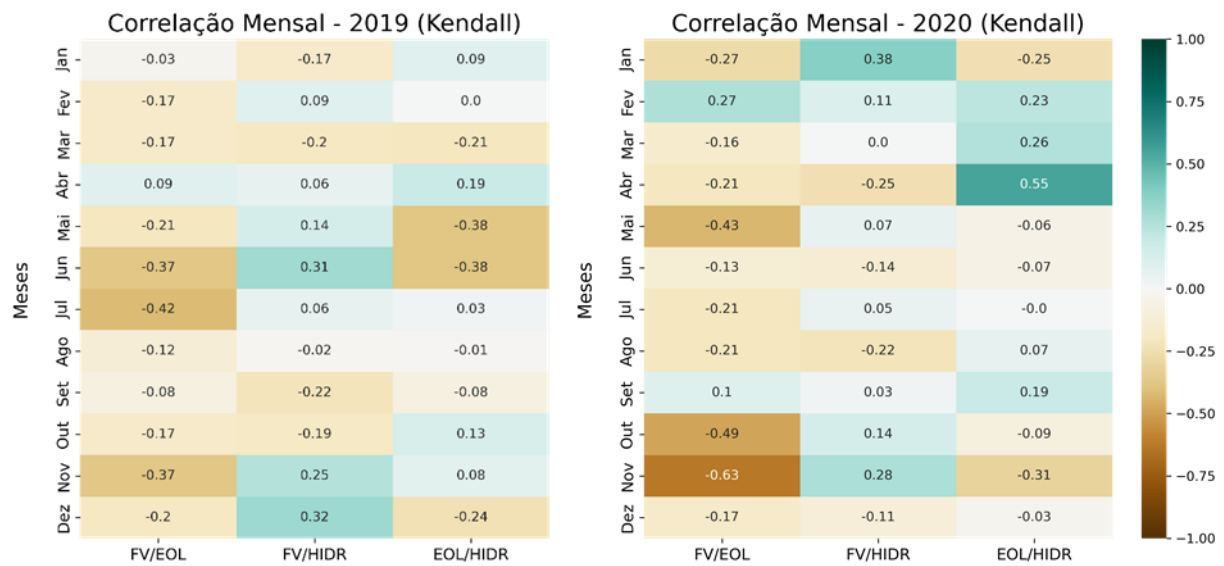
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 67 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2017 e 2018, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



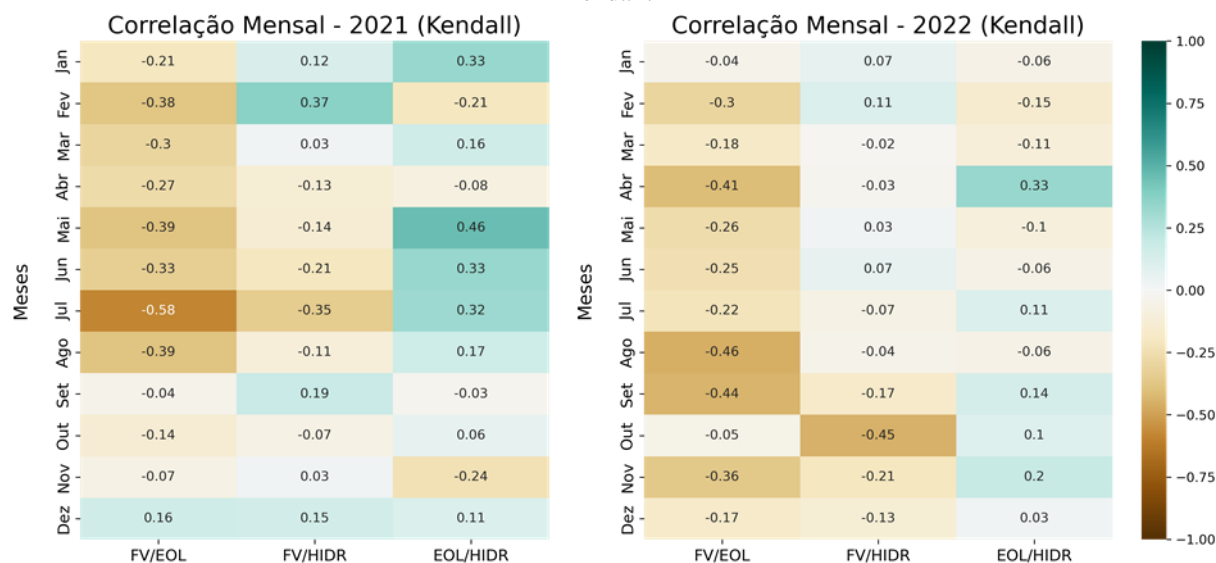
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 68 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2019 e 2020, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



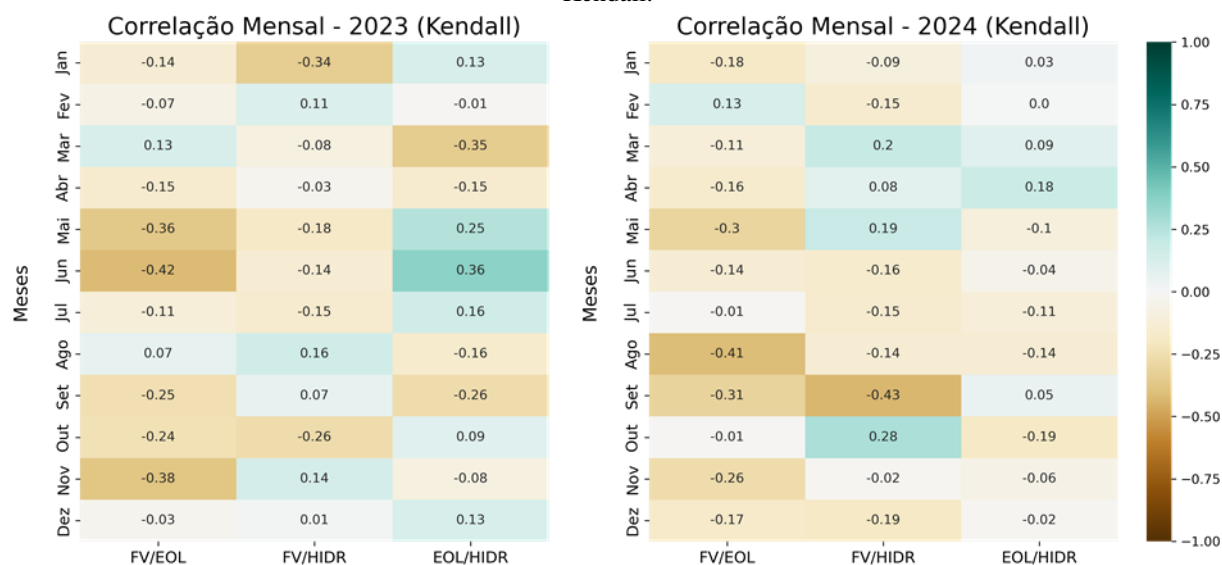
Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 69 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2021 e 2022, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 70 – Correlações mensais observadas na bacia Paraguaçu em 2023 e 2024, calculadas pelo coeficiente de Kendall.



Fonte: Elaborada pela autora.

A partir dos dados obtidos, foram calculadas as médias mensais mostradas na Tabela 11. Os coeficientes analisados apontam para a existência de complementariedade entre as fontes fotovoltaica e hidráulica ao longo de todo o período estudado, ainda que de forma pouco expressiva. Observou-se, também, que o coeficiente de Kendall apresentou valores, em média, 27% menores que os do coeficiente de Spearman, o que está em conformidade com o artigo

[81]. Esse artigo destaca que o coeficiente de Spearman tende a abranger uma faixa mais ampla em comparação ao de Kendall para a mesma análise de dados.

Tabela 11 – Média mensal dos coeficientes calculados para a bacia Paraguaçu

Mês	Média FV/EOL		Média FV/HIDR		Média EOL/HIDR	
	Spearman	Kendall	Spearman	Kendall	Spearman	Kendall
Jan	-0,15	-0,10	-0,04	-0,03	0,01	0,01
Fev	-0,13	-0,10	0,12	0,09	-0,12	-0,09
Mar	-0,13	-0,09	0,07	0,05	0,04	0,02
Abr	-0,30	-0,23	-0,06	-0,04	0,13	0,09
Mai	-0,43	-0,32	0,06	0,04	0,02	0,02
Jun	-0,32	-0,23	0,10	0,06	-0,04	-0,03
Jul	-0,31	-0,23	-0,14	-0,11	0,00	0,00
Ago	-0,29	-0,22	-0,12	-0,09	-0,10	-0,07
Set	-0,16	-0,13	-0,11	-0,09	-0,12	-0,10
Out	-0,17	-0,12	0,08	0,05	0,03	0,02
Nov	-0,36	-0,27	0,18	0,14	-0,15	-0,11
Dez	-0,18	-0,11	-0,04	-0,03	0,08	0,06

Fonte: Elaborada pela autora.

A Tabela 12 apresenta os valores das inclinações das tendências. Apenas 8 meses apresentam valores significativos para as fontes fotovoltaica e eólica, sendo que 6 deles indicam tendências opostas. Apesar de poucos resultados significantes, os que existem estão alinhados ao que foi calculado com os coeficientes.

Tabela 12 – Resultados obtidos com o método ITA para a bacia Paraguaçu.

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	P _{FV}	-0,02	-0,11	-0,04	-0,01	-0,00	-0,01	0,08	0,00	0,00	-0,02	-0,10	-0,04
	P _{EOL}	0,01	-0,03	-0,00	-0,16	0,02	0,10	-0,06	-0,09	0,02	0,00	0,04	-0,07
	ENA	-0,49	-0,77	-2,47	-3,99	-10,8	0,50	2,31	2,44	-0,88	-0,23	-0,08	-0,24
2016	P _{FV}	-0,03	0,02	-0,04	-0,01	-0,07	0,01	0,05	-0,03	-0,30	0,40	0,00	0,00
	P _{EOL}	-0,00	-0,01	-0,01	0,01	0,10	0,16	0,03	0,05	-0,02	0,07	0,09	-0,09
	ENA	4,11	-11,0	-0,89	0,03	0,06	0,01	-0,05	-0,01	0,29	0,92	4,28	-0,88
2017	P _{FV}	0,03	0,03	-0,13	-0,00	-0,03	-0,02	-0,00	0,05	0,03	-0,05	0,14	0,14
	P _{EOL}	-0,02	-0,05	0,08	0,11	-0,06	0,07	-0,20	0,00	-0,10	0,03	0,00	-0,05
	ENA	-0,06	0,00	-0,03	-0,80	-0,26	-0,91	0,93	-0,59	0,21	-0,74	2,96	-0,40
2018	P _{FV}	0,01	0,05	-0,04	-0,13	-0,02	0,03	0,08	0,04	0,06	-0,14	-0,04	0,05
	P _{EOL}	0,02	-0,08	-0,08	0,07	-0,03	0,00	0,00	0,03	0,01	0,11	0,01	-0,00
	ENA	0,02	1,19	0,37	0,53	-0,82	-0,77	-0,58	-0,53	0,00	-0,08	0,08	-11,1
2019	P _{FV}	0,06	-0,01	-0,16	-0,02	-0,00	0,01	-0,01	-0,03	0,06	0,03	-0,07	0,02
	P _{EOL}	0,00	-0,00	0,04	-0,01	-0,02	-0,19	-0,07	0,03	0,01	-0,02	0,01	-0,01
	ENA	-0,38	0,28	22,5	-6,47	-0,09	0,24	0,28	0,78	-0,52	-0,27	-0,61	-0,21
2020	P _{FV}	-0,04	-0,04	-0,02	-0,10	-0,03	0,03	0,02	0,01	0,02	-0,05	0,03	-0,01

Ano		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
	P _{EOL}	-0,00	-0,01	0,26	0,42	-0,16	-0,03	0,03	0,08	-0,00	0,02	-0,09	0,00
	ENA	0,70	-5,75	11,8	12,1	-0,54	0,02	-0,14	-0,55	0,37	0,34	-2,76	-1,35
2021	P _{FV}	0,01	0,03	0,01	-0,05	0,06	-0,00	0,06	0,03	0,01	-0,08	-0,00	-0,04
	P _{EOL}	-0,01	-0,00	-0,00	-0,04	-0,22	0,04	-0,13	-0,16	0,06	-0,01	-0,05	-0,02
	ENA	-0,39	0,77	-0,79	2,61	-2,37	0,41	-0,02	-0,05	-0,01	0,38	-5,69	-9,46
2022	P _{FV}	0,02	0,07	0,07	-0,12	-0,05	0,01	0,01	0,01	0,02	-0,03	-0,04	0,05
	P _{EOL}	-0,01	0,00	-0,00	0,13	0,05	-0,01	0,01	0,10	-0,02	0,00	-0,23	-0,04
	ENA	-4,40	1,26	0,42	1,77	-0,01	-0,48	0,85	-1,17	-0,13	0,00	6,63	-3,16
2023	P _{FV}	0,04	-0,06	-0,08	-0,06	0,02	0,04	0,00	-0,00	-0,04	0,05	0,06	-0,04
	P _{EOL}	-0,00	-0,00	-0,00	0,02	0,09	-0,07	-0,03	-0,01	0,01	-0,00	-0,04	0,01
	ENA	-10,7	-0,09	0,42	-0,59	0,66	-0,23	-0,45	-1,05	-0,24	-0,15	0,85	-0,06
2024	P _{FV}	-0,08	-0,09	-0,04	0,01	-0,06	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	-0,04	0,04
	P _{EOL}	0,01	0,00	0,00	0,04	0,03	-0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	-0,00	-0,00
	ENA	6,63	10,9	-6,56	4,35	-3,09	1,11	-0,88	-0,08	-0,11	0,14	2,25	-1,56

Fonte: Elaborada pela autora.

4.7. DISCUSSÕES

A aplicação do método de avaliação de complementariedade, às bacias selecionadas, demonstrou sua eficácia e aplicabilidade prática, evidenciando que ele funciona de maneira satisfatória. Os testes realizados indicaram que as premissas para o cálculo do coeficiente de Pearson são de difícil atendimento, principalmente devido à natureza dos dados. A relação entre irradiação solar e velocidade do vento, por exemplo, nem sempre segue um comportamento linear, e a distribuição da velocidade do vento pode apresentar assimetrias e caudas longas, dificultando a aplicação desse coeficiente. Esse resultado está em conformidade com [90], no qual os autores argumentam que o coeficiente de Pearson não é apropriado para esse tipo de variável. Por essa razão, em todos os casos, optou-se pelo uso dos coeficientes de Kendall e Spearman, cujos resultados se mostraram bastante semelhantes, o que corrobora as discussões apresentadas em[57].

Além das particularidades estatísticas das variáveis analisadas, outro desafio encontrado foi a qualidade das bases de dados disponíveis. As medições de irradiação e velocidade do vento apresentaram diversas lacunas e inconsistências, o que compromete a regularidade esperada pelos responsáveis pela coleta. Embora essas dificuldades tenham sido contornadas ao longo da pesquisa, um monitoramento mais rigoroso e contínuo permitiria a obtenção de resultados ainda mais representativos da realidade.

Não obstante às questões correlatas à efetividade da aplicação da metodologia desenvolvida, vale ressaltar que os resultados encontrados para as bacias selecionadas ao longo do período analisado foram, em síntese:

- Nenhuma das bacias apresentou complementariedade alta de forma consistente ao longo do período analisado.
- A bacia Tietê exibiu a maior complementariedade entre as fontes fotovoltaica e hidráulica, uma vez que os valores de correlação negativa foram consistentes durante todo o período estudado.
- A bacia do Jacuí foi a única a apresentar correlações negativas para todas as combinações de fontes em diversos meses, enquanto as demais bacias mostraram predominância de correlação positiva para pelo menos uma combinação.
- A bacia Paraguaçu apresentou resultados consistentes para a combinação entre fotovoltaica e eólica na bacia Paraguaçu, indicando a existência de complementariedade, mesmo que fraca.

Convém destacar que os resultados aqui apresentados não têm como objetivo promover uma análise comparativa entre as bacias hidrográficas selecionadas. Isso porque tal comparação demandaria a consideração de uma série de outros fatores, como particularidades climáticas, regimes hidrológicos, padrões sazonais de radiação solar e vento, além das diferenças de latitude e localização geográfica de cada bacia. O foco deste trabalho foi demonstrar a aplicabilidade da metodologia desenvolvida em diferentes contextos, de modo que os valores de correlação encontrados devem ser entendidos como parte do processo de validação do método, sem pretensão de estabelecer conclusões comparativas sobre a complementariedade energética em cada região.

5. CONCLUSÕES

A metodologia proposta pode ser facilmente adaptada para aplicação em diferentes regiões geográficas, exigindo apenas modificações mínimas. Inicialmente, sua aplicação foi direcionada ao contexto brasileiro, em razão da utilização de bases de dados provenientes exclusivamente de instituições nacionais. Os resultados obtidos por meio dessa abordagem podem servir como uma ferramenta valiosa para o planejamento da geração de energia, especialmente no contexto de usinas híbridas, ao permitir o aproveitamento mais eficiente das infraestruturas existentes e otimizar investimentos em novos recursos, como sistemas de armazenamento de energia e painéis fotovoltaicos flutuantes.

Além da possibilidade de melhorar a utilização das infraestruturas já instaladas, os investimentos nessas tecnologias podem ser direcionados para regiões que apresentam alta demanda por carga, mas possuem espaço físico limitado para a instalação de novas estruturas de geração. Dessa forma, a utilização da área dos reservatórios para a geração de energia surge como uma estratégia promissora para aumentar a oferta sem a necessidade de expansão territorial significativa. Adicionalmente, as limitações atuais do sistema de transmissão representam mais um fator motivador para esse tipo de instalação, uma vez que a geração próxima aos centros de consumo pode reduzir a sobrecarga na rede e minimizar perdas associadas ao transporte de energia. Os resultados obtidos para a combinação entre geração fotovoltaica e hidráulica na bacia do rio Tietê reforçam essa perspectiva, demonstrando a viabilidade desse modelo de complementaridade.

O método foi implementado de maneira eficiente utilizando a linguagem Python, o que facilitou sua aplicação e permitiu a automatização dos cálculos e testes estatísticos. Entretanto, o principal desafio enfrentado esteve relacionado à qualidade dos dados disponíveis. Embora os conjuntos de dados não tenham apresentado *outliers* evidentes, verificou-se a presença de lacunas em diversas séries temporais, o que comprometeu a utilização de medições de várias estações. Essa limitação evidencia a necessidade de aprimoramento das bases de dados utilizadas para análises energéticas, visto que a falta de informações pode prejudicar a confiabilidade dos resultados obtidos.

Apesar do método incluir testes matemáticos para a detecção de *outliers*, recomenda-se a realização de uma análise visual complementar. Isso se deve ao fato de que, em algumas situações, grandes variações nos dados podem estar dentro do comportamento esperado e não necessariamente indicar erros ou inconsistências. A análise gráfica permite uma interpretação

mais criteriosa, contribuindo para a correta identificação de padrões e anomalias nos dados analisados.

Não obstante aos desenvolvimentos apresentados e dos resultados obtidos, os seguintes tópicos podem ser elencados como merecedores de pesquisas e oportunidades futuras:

- Aperfeiçoamento de técnicas para lidar com séries temporais incompletas, incluindo métodos mais refinados de imputação de dados e estratégias para estimar medições ausentes.
- Expansão da análise para períodos mais longos, incluindo dados históricos anteriores a 2015 e projeções futuras.
- Comparação dos resultados obtidos com medições reais em locais onde a geração híbrida já está em operação para validação experimental da metodologia.
- Estudo do impacto de ciclos climáticos, como o El Niño, nas tendências para verificar se há padrões recorrentes que influenciam a complementariedade.
- Aperfeiçoamento da metodologia para incluir sistemas de armazenamento de energia na análise.

REFERÊNCIAS

- [1] A. Beluco, P. K. de Souza, e A. Krenzinger, “A dimensionless index evaluating the time complementarity between solar and hydraulic energies”, *Renew. Energy*, vol. 33, nº 10, p. 2157–2165, 2008, doi: 10.1016/j.renene.2008.01.019.
- [2] J. Jurasz, F. A. Canales, A. Kies, M. Guezgouz, e A. Beluco, “A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions”, *Sol. Energy*, vol. 195, nº October 2019, p. 703–724, 2020, doi: 10.1016/j.solener.2019.11.087.
- [3] G. Ren, J. Liu, J. Wan, Y. Guo, e D. Yu, “Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and mitigation solutions”, *Appl. Energy*, vol. 204, p. 47–65, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.098.
- [4] M. Z. Jacobson e M. A. Delucchi, “Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials”, *Energy Policy*, vol. 39, nº 3, p. 1154–1169, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2010.11.040.
- [5] C. de O. Dias, “Estudo e implementação computacional de sistema de armazenamento de energia com conexão direta ao sistema elétrico”, Universidade Federal de Uberlândia, 2020.
- [6] Ministério de Minas e Energia e ANEEL, “Resolução normativa ANEEL n 954, de 30 de novembro de 2021”, *Diário Of. da União*, vol. 228, 2021.
- [7] F. A. Canales e G. J. Acuña, “Metrics and indices used for the evaluation of energetic complementarity—a review”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz e A. Beluco, Orgs. Elsevier, 2022, p. 35–55.
- [8] A. Beluco, A. Krenzinger, e P. Souza, “A Complementariedade no Tempo entre as Energias Hidrelétrica e Fotovoltaica”, *Rev. Bras. Recur. Hídricos*, vol. 8, nº 1, p. 99–109, 2003, doi: 10.21168/rbrh.v8n1.p99-109.
- [9] P. C. B. Fernandes, A. Risso, e A. Beluco, “A survey on temporal and spatial complementarity between wind and solar resources along the coast of northeastern Brazil”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz e A. Beluco, Orgs. Elsevier, 2022, p. 99–120.
- [10] M. P. Cantão, “Complementaridade Hidroeólica no Território Brasileiro”, 2015.
- [11] U. Stiubiener, T. Carneiro da Silva, F. B. M. Trigoso, R. da S. Benedito, e J. C. Teixeira,

- “PV power generation on hydro dam’s reservoirs in Brazil: A way to improve operational flexibility”, *Renew. Energy*, vol. 150, p. 765–776, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.01.003.
- [12] M. Galdino e M. Oliveri, “Considerações sobre a implantação de sistemas fotovoltaicos flutuantes no Brasil”, in *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2016, p. 1–6, [Online]. Disponível em: <http://www.abens.org.br/CBENS2016/anais/anais/trabalhos/2538Ofinal.pdf>.
- [13] ONS, “O Sistema em Números - Capacidade Instalada no SIN”, *Operador Nac. do Sist.*, 2025, [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>.
- [14] Agência Gov, “Matriz elétrica brasileira registra maior expansão da história em 2024”, 2025. [Online]. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202501/matriz-eletrica-brasileira-registra-maior-expansao-da-historia-em-2024> (acessado jan. 12, 2025).
- [15] EPE, “PDE 2034 - Transmissão de Energia”. Rio de Janeiro, p. 37, 2024, [Online]. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno de Transmissão de Energia - PDE 2034_Publicacao \(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202034_Publicacao%20(1).pdf).
- [16] N. B. Braga, A. L. F. Barbosa, B. S. M. C. Borba, N. do V. A. S. Silva, e R. de L. Mattos, “Análise das regiões da Bahia com maior potencial de hibridização de usinas eólica-fotovoltaica, considerando a margem do sistema de transmissão”, 2022.
- [17] M. Bagatini, M. G. Benevit, A. Beluco, e A. Risso, “Complementarity in Time between Hydro, Wind and Solar Energy Resources in the State of Rio Grande do Sul, in Southern Brazil”, *Energy Power Eng.*, vol. 09, nº 09, p. 515–526, 2017, doi: 10.4236/epe.2017.99036.
- [18] J. F. Chade Ricosti e I. L. Sauer, “An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, p. 742–753, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.010.
- [19] F. Weschenfelder, “Impact of climate change on wind and solar energy sources complementarity: a case study of the northeast Brazilian region”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz e A. Beluco, Orgs. Elsevier, 2022, p. 243–269.
- [20] P. B. L. Neto, O. R. Saavedra, e D. Q. Oliveira, “The effect of complementarity between

- solar, wind and tidal energy in isolated hybrid microgrids”, *Renew. Energy*, vol. 147, p. 339–355, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.08.134.
- [21] MME/EPE, “Estudos de planejamento da expansão da geração - Avaliação da geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas: Proposta metodológica e estudos de caso”. p. 32, 2017, [Online]. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-214/Metodologia para avaliação de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-232/topico-214/Metodologia%20para%20avaliacao%20de%20usinas%20h%C3%ADbridas%20e%C3%B3lico-fotovoltaicas.pdf).
- [22] C. de Oliveira Costa Souza Rosa, K. A. Costa, E. da Silva Christo, e P. B. Bertahone, “Complementarity of hydro, photovoltaic, and wind power in Rio de Janeiro State”, *Sustain.*, vol. 9, nº 7, p. 1–12, 2017, doi: 10.3390/su9071130.
- [23] B. R. M. Rezende, “Complementaridade entre fontes renováveis através da Análise de Componentes Principais”, Universidade Federal Fluminense, 2020.
- [24] J. Jurasz, A. Beluco, e F. A. Canales, “The impact of complementarity on power supply reliability of small scale hybrid energy systems”, *Energy*, vol. 161, p. 737–743, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.07.182.
- [25] R. A. Campos, L. Rafael, e R. Rüther, “The complementary nature between wind and photovoltaic generation in Brazil and the role of energy storage in utility-scale hybrid power plants”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 221, nº April, p. 113160, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113160.
- [26] P. E. Bett e H. E. Thornton, “The climatological relationships between wind and solar energy supply in Britain”, *Renew. Energy*, vol. 87, p. 96–110, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.10.006.
- [27] M. P. Cantão, M. R. Bessa, R. Bettega, D. H. M. Detzel, e J. M. Lima, “Evaluation of hydro-wind complementarity in the Brazilian territory by means of correlation maps”, *Renew. Energy*, vol. 101, p. 1215–1225, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.10.012.
- [28] M. Aza-Gnandji *et al.*, “Complementarity between Solar and Wind Energy Potentials in Benin Republic”, *Adv. Eng. Forum*, vol. 28, p. 128–138, jun. 2018, doi: 10.4028/www.scientific.net/AEF.28.128.
- [29] J. R. Paredes e J. J. Ramírez, “Variable Renewable Energies and Their Contribution to Energy Security: Complementarity in Colombia”, *Inter-American Dev. Bank. Energy Div.*, p. 57, 2017.
- [30] T. J. da Luz, C. U. Vila, e A. R. Aoki, “Complementarity Between Renewable Energy Sources and Regions - Brazilian Case”, *Brazilian Arch. Biol. Technol.*, vol. 66, 2023,

doi: 10.1590/1678-4324-2023220442.

- [31] I. Kougias, S. Szabó, F. Monforti-Ferrario, T. Huld, e K. Bódis, “A methodology for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems”, *Renew. Energy*, vol. 87, p. 1023–1030, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.09.073.
- [32] A. R. Silva, F. M. Pimenta, A. T. Assireu, e M. H. C. Spyrides, “Complementarity of Brazils hydro and offshore wind power”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, p. 413–427, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.11.045.
- [33] L. O. Pimentel e J. de A. do Rosário, “Evaluation of Energy Complementarity Between Wind, Solar and Water Resources in the Municipality of Lages (Santa Catarina, Brazil)”, *Rev. Gestão Soc. e Ambient.*, vol. 18, nº 5, p. e05462, mar. 2024, doi: 10.24857/rgsa.v18n5-030.
- [34] E. F. El-Hashash e R. H. A. Shiekh, “A Comparison of the Pearson, Spearman Rank and Kendall Tau Correlation Coefficients Using Quantitative Variables”, *Asian J. Probab. Stat.*, nº November, p. 36–48, 2022, doi: 10.9734/ajpas/2022/v20i3425.
- [35] V. J. Hodge e J. I. M. Austin, “A Survey of Outlier Detection Methodologies”, *Artif. Intell. Rev.*, vol. 22, p. 85–126, 2004.
- [36] H. Pir, G. Ceribasi, e A. I. Ceyhunlu, “The effect of climate change on energy generated at hydroelectric power plants: A case of Sakarya river basin in Turkey”, *Renew. Energy*, vol. 223, p. 120077, mar. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.120077.
- [37] G. Ceribasi, A. I. Ceyhunlu, A. Wałęga, e D. Młyński, “Investigation of the Effect of Climate Change on Energy Produced by Hydroelectric Power Plants (HEPPs) by Trend Analysis Method: A Case Study for Dogancay I–II HEPPs”, *Energies*, vol. 15, nº 7, 2022, doi: 10.3390/en15072474.
- [38] R. Ali, A. Kuriqi, S. Abubaker, e O. Kisi, “Long-term trends and seasonality detection of the observed flow in Yangtze River using Mann-Kendall and Sen’s innovative trend method”, *Water (Switzerland)*, vol. 11, nº 9, 2019, doi: 10.3390/w11091855.
- [39] J. O. Pessoa *et al.*, “Application of the Innovative Trend Analysis (ITA) Method for detecting trends in annual and seasonal rainfall in the Metropolitan Region of Recife”, *Rev. Bras. Geogr. Fis.*, vol. 16, nº 6, p. 2958–2977, 2023, doi: 10.26848/rbgf.v16.6.p2958-2977.
- [40] M. Esit, “Investigation of innovative trend approaches (Ita with significance test and ipt) comparing to the classical trend method of monthly and annual

- hydrometeorological variables: A case study of Ankara region, Turkey”, *J. Water Clim. Chang.*, vol. 14, n° 1, p. 305–329, 2023, doi: 10.2166/wcc.2022.356.
- [41] Z. Şen, “Innovative trend significance test and applications”, *Theor. Appl. Climatol.*, vol. 127, n° 3–4, p. 939–947, 2017, doi: 10.1007/s00704-015-1681-x.
- [42] E. Kahn, “Reliability of wind power from dispersed sites: a preliminary assessment.”, 1978.
- [43] C. G. Justus e A. S. Mikhail, “Computer model for large arrays of wind turbines”, n° January 1979, p. 39, 1979.
- [44] J. Akerlund, “Hybrid Power Systems for Remote Sites - Solar, Wind and Mini Diesel.”, *INTELEC, Int. Telecommun. Energy Conf.*, p. 443–449, 1983.
- [45] A. D. Tipney-Hicks e R. Attwood, “Hybrid Schemes for Remote Power Systems.”, *INTELEC, Int. Telecommun. Energy Conf.*, p. 166–169, 1984, doi: 10.1109/intlec.1984.4794115.
- [46] B. S. Borowy e Z. M. Salameh, “Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 9, n° 3, p. 482–488, 1994, doi: 10.1109/60.326466.
- [47] A. Russell, “Wind and Solar-Powered Hybrid Prime Power Systems.”, *INTELEC, Int. Telecommun. Energy Conf.*, p. 154–158, 1984, doi: 10.1109/intlec.1984.4794113.
- [48] C. de O. C. S. Rosa, L. dos Santos, K. A. Costa, e E. da S. Christo, “Research trends in renewable energy complementarity: a bibliometric analysis”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, Elsevier, 2022, p. 1–35.
- [49] B. da E. de E. UFRGS, “Bases de Dados de Engenharia”. [Online. Disponível em: <https://www.ufrgs.br/bibeng/bases-de-dados-engenharia/> (acessado jul. 19, 2022).
- [50] A. Shaw, Louise M.; Horstead, “Renewable Energy Country Attractiveness Index”, 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.ey.com/content/dam/ey-unified-site/ey-com/en-sg/insights/energy-resources/documents/ey-gl-recai-63-report-06-2024.pdf>.
- [51] T. Mareda, L. Gaudard, e F. Romerio, “A parametric genetic algorithm approach to assess complementary options of large scale wind-solar coupling”, *IEEE/CAA J. Autom. Sin.*, vol. 4, n° 2, p. 260–272, 2017, doi: 10.1109/JAS.2017.7510523.
- [52] J. P. Montávez, S. Jerez, R. Lorente-Plazas, J. Ruiz, e A. Sarsa, “Renewable energy production over the iberian peninsula: Optimizing power plants location and energy reservoirs”, *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, n° 12, p. 467–471, 2014, doi: 10.24084/repqj12.372.

- [53] A. A. Recalde e M. S. Alvarez-Alvarado, “Design optimization for reliability improvement in microgrids with wind – tidal – photovoltaic generation”, *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 188, n° July, p. 106540, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106540.
- [54] Y. Zhang, C. Ma, J. Lian, X. Pang, Y. Qiao, e E. Chaima, “Optimal photovoltaic capacity of large-scale hydro-photovoltaic complementary systems considering electricity delivery demand and reservoir characteristics”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 195, n° May, p. 597–608, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.05.036.
- [55] E. Chaima, J. Lian, C. Ma, Y. Zhang, e S. Kavwenje, “Complementary optimization of hydropower with pumped hydro storage–photovoltaic plant for all-day peak electricity demand in malawi”, *Energies*, vol. 14, n° 16, 2021, doi: 10.3390/en14164948.
- [56] W. Zappa e M. van den Broek, “Analysing the potential of integrating wind and solar power in Europe using spatial optimisation under various scenarios”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 94, n° May 2017, p. 1192–1216, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.071.
- [57] R. P. Gallardo, “A comparative study of correlation coefficients used to assess the solar and wind complementarity in Mexico”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, Elsevier, 2022, p. 269–290.
- [58] F. J. Santos-Alamillos, D. Pozo-Vázquez, J. A. Ruiz-Arias, V. Lara-Fanego, e J. Tovar-Pescador, “Analysis of spatiotemporal balancing between wind and solar energy resources in the southern Iberian Peninsula”, *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, vol. 51, n° 11, p. 2005–2024, 2012, doi: 10.1175/JAMC-D-11-0189.1.
- [59] R. P. Gallardo, A. M. Ríos, e J. S. Ramírez, “Analysis of the solar and wind energetic complementarity in Mexico”, *J. Clean. Prod.*, vol. 268, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122323.
- [60] Y. Liu, L. Xiao, H. Wang, S. Dai, e Z. Qi, “Analysis on the hourly spatiotemporal complementarities between China’s solar and wind energy resources spreading in a wide area”, *Sci. China Technol. Sci.*, vol. 56, n° 3, p. 683–692, 2013, doi: 10.1007/s11431-012-5105-1.
- [61] A. Hajou, Y. El Mghouchi, e M. Chaoui, “A new solar-wind complementarity index: An application to the climate of Morocco”, *Renew. Energy*, vol. 227, p. 2025, 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.120490.
- [62] F. Henao, J. P. Viteri, Y. Rodríguez, J. Gómez, e I. Dyner, “Annual and interannual complementarities of renewable energy sources in Colombia”, vol. 134, n° September, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110318.

- [63] F. Monforti, T. Huld, K. Bódis, L. Vitali, M. D'Isidoro, e R. Lacal-Arántegui, “Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy. A Monte Carlo approach”, *Renew. Energy*, vol. 63, n° 2014, p. 576–586, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.10.028.
- [64] L. Parra, S. Gómez, C. Montoya, e F. Henao, “Assessing the Complementarities of Colombia’s Renewable Power Plants”, *Front. Energy Res.*, vol. 8, n° November, 2020, doi: 10.3389/fenrg.2020.575240.
- [65] X. Costoya, M. deCastro, D. Carvalho, e M. Gómez-Gesteira, “Assessing the complementarity of future hybrid wind and solar photovoltaic energy resources for North America”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 173, n° June 2022, 2023, doi: 10.1016/j.rser.2022.113101.
- [66] S. A. Genchi, A. J. Vitale, M. Cintia Piccolo, e G. M. E. Perillo, “Assessing wind, solar, and wave energy sources in the southwest of Buenos Aires province (Argentina)”, *Investig. Geogr.*, n° 97, p. 1–15, 2018, doi: 10.14350/rig.59657.
- [67] A. Couto e A. Estanqueiro, “Assessment of wind and solar PV local complementarity for the hybridization of the wind power plants installed in Portugal”, *J. Clean. Prod.*, vol. 319, n° April, 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128728.
- [68] F. J. Santos-Alamillos, D. Pozo-Vázquez, J. A. Ruiz-Arias, L. Von Bremen, e J. Tovar-Pescador, “Combining wind farms with concentrating solar plants to provide stable renewable power”, *Renew. Energy*, vol. 76, n° 2015, p. 539–550, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.11.055.
- [69] M. Guezgouz, J. Jurasz, B. Bekkouche, e B. Kaźmierczak, “Complementarity analysis of hybrid solar–wind power systems’ operation”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz e A. Beluco, Orgs. Elsevier, 2022, p. 341–358.
- [70] E. Kasiulis, J. Jurasz, P. Sapiega, e B. Bochenek, “Complementarity and application of renewable energy sources in the marine environment”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz e A. Beluco, Orgs. Elsevier, 2022, p. 527–558.
- [71] J. Jurasz, J. Mikulik, P. B. Dabek, M. Guezgouz, e B. Kaźmierczak, “Complementarity and ‘resource droughts’ of solar and wind energy in poland: An era5-based analysis”, *Energies*, vol. 14, n° 4, 2021, doi: 10.3390/en14041118.
- [72] Y. Cao, Y. Zhang, H. Zhang, e P. Zhang, “Complementarity assessment of wind-solar energy sources in Shandong province based on NASA”, *J. Eng.*, vol. 2019, n° 18, p. 4996–5000, 2019, doi: 10.1049/joe.2018.9367.

- [73] J. Jurasz, A. Kies, e M. De Felice, “Complementary behavior of solar and wind energy based on the reported data on the European level—a country-level analysis”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz e A. Beluco, Orgs. Elsevier, 2022, p. 197–214.
- [74] J. L. Muñoz-Pincheira, L. Salazar, F. Sanhueza, e A. Lüer-Villagra, “Temporal Complementarity Analysis of Wind and Solar Power Potential for Distributed Hybrid Electric Generation in Chile”, *Energies*, vol. 17, n° 8, p. 1–23, 2024, doi: 10.3390/en17081890.
- [75] B. François, M. Borga, J. D. Creutin, B. Hingray, D. Raynaud, e J. F. Sauterleute, “Complementarity between solar and hydro power: Sensitivity study to climate characteristics in Northern-Italy”, *Renew. Energy*, vol. 86, p. 543–553, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.08.044.
- [76] D. Cantor, O. Mesa, e A. Ochoa, “Complementarity beyond correlation”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz e A. Beluco, Orgs. Elsevier, 2022, p. 121–141.
- [77] M. Denault, D. Dupuis, e S. Couture-Cardinal, “Complementarity of hydro and wind power: Improving the risk profile of energy inflows”, *Energy Policy*, vol. 37, n° 12, p. 5376–5384, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.07.064.
- [78] C. Viviescas *et al.*, “Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security in Latin America: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 113, n° November 2017, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.06.039.
- [79] J. Widén, “Correlations between large-scale solar and wind power in a future scenario for Sweden”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, n° 2, p. 177–184, 2011, doi: 10.1109/TSTE.2010.2101620.
- [80] M. D’Isidoro *et al.*, “Estimation of solar and wind energy resources over Lesotho and their complementarity by means of WRF yearly simulation at high resolution”, *Renew. Energy*, vol. 158, p. 114–129, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.05.106.
- [81] J. Kapica, “Global complementarity of renewable energy sources”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, Elsevier, 2022, p. 141–170.
- [82] Y. Liu, L. Y. Xiao, H. F. Wang, L. Z. Lin, e S. T. Dai, “Investigation on the spatiotemporal complementarity of wind energy resources in China”, *Sci. China Technol. Sci.*, vol. 55, n° 3, p. 725–734, 2012, doi: 10.1007/s11431-011-4678-4.

- [83] M. M. Miglietta, T. Huld, e F. Monforti-Ferrario, “Local Complementarity of Wind and Solar Energy Resources over Europe: An Assessment Study from a Meteorological Perspective”, *J. Appl. Meteorol. Climatol.*, vol. 56, n° 1, p. 217–234, 2017, doi: 10.1175/JAMC-D-16-0031.1.
- [84] M. Gonzalez-Salazar e W. Roger Pogonietz, “Making use of the complementarity of hydropower and variable renewable energy in Latin America: A probabilistic analysis”, *Energy Strateg. Rev.*, vol. 44, n° October, p. 100972, 2022, doi: 10.1016/j.esr.2022.100972.
- [85] A. Naeem, N. U. Hassan, C. Yuen, e S. M. Mueen, “Maximizing the Economic Benefits of a Grid-Tied Microgrid Using Solar-Wind Complementarity”, p. 1–22, 2019, doi: 10.3390/en12030395.
- [86] F. J. Santos-Alamillos, A. Jiménez-Garrote, e D. Pozo-Vázquez, “Meteorological assessment of coupled wind–solar power generation regimes in Spain”, *Complement. Var. Renew. Energy Sources*, p. 215–243, jan. 2022, doi: 10.1016/B978-0-323-85527-3.00018-2.
- [87] K. Kardakaris, I. Boufidi, e T. Soukissian, “Offshore wind and wave energy complementarity in the greek seas based on ERA5 data”, *Atmosphere (Basel)*, vol. 12, n° 10, p. 1–17, 2021, doi: 10.3390/atmos12101360.
- [88] D. Schindler, H. Dieter, e C. Jung, “On the spatiotemporal variability and potential of complementarity of wind and solar resources”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 218, n° March, p. 113016, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113016.
- [89] J. Jurasz e J. Mikulik, “Site selection for wind and solar parks based on resources temporal and spatial complementarity – mathematical modelling approach”, *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 93, n° 7, p. 86–91, 2017, doi: 10.15199/48.2017.07.20.
- [90] G. Ren, J. Wan, J. Liu, e D. Yu, “Spatial and temporal assessments of complementarity for renewable energy resources in China”, *Energy*, vol. 177, p. 262–275, 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.04.023.
- [91] S. Jerez, R. M. Trigo, A. Sarsa, R. Lorente-Plazas, D. Pozo-Vázquez, e J. P. Montávez, “Spatio-temporal complementarity between solar and wind power in the Iberian Peninsula”, *Energy Procedia*, vol. 40, p. 48–57, 2013, doi: 10.1016/j.egypro.2013.08.007.
- [92] R. Calif, F. Schmitt, e Y. Huang, “Study of local correlations of the simultaneous wind speed-irradiance measurements using the time dependent intrinsic correlation method”,

- J. Appl. Nonlinear Dyn.*, vol. 5, nº 4, p. 373–390, 2016, doi: 10.5890/JAND.2016.12.001.
- [93] J. Jurasz, M. Wdowikowski, B. Kazmierczak, e P. Dabek, “Temporal and spatial complementarity of wind and solar resources in Lower Silesia (Poland)”, in *International Conference on Advances in Energy Systems and Environmental Engineering (ASEE17)*, 2017, vol. 22, p. 9, doi: 10.1051/e3sconf/20172200074.
- [94] L. Xu, Z. Wang, e Y. Liu, “The spatial and temporal variation features of wind-sun complementarity in China”, *Energy Convers. Manag.*, vol. 154, nº June, p. 138–148, 2017, doi: 10.1016/j.enconman.2017.10.031.
- [95] R. Castro e J. Crispim, “Variability and correlation of renewable energy sources in the Portuguese electrical system”, *Energy Sustain. Dev.*, vol. 42, p. 64–76, 2018, doi: 10.1016/j.esd.2017.10.005.
- [96] A. Risso, A. Beluco, e R. De Cássia Marques Alves, “Complementarity roses evaluating spatial complementarity in time between energy resources”, *Energies*, vol. 11, nº 7, p. 1–14, 2018, doi: 10.3390/en11071918.
- [97] P. S. Dos Anjos, A. S. A. Da Silva, B. Stošić, e T. Stošić, “Long-term correlations and cross-correlations in wind speed and solar radiation temporal series from Fernando de Noronha Island, Brazil”, *Phys. A Stat. Mech. its Appl.*, vol. 424, p. 90–96, 2015, doi: 10.1016/j.physa.2015.01.003.
- [98] P. De Jong, A. S. Sánchez, K. Esquerre, R. A. Kalid, e E. A. Torres, “Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 23, p. 526–535, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.01.050.
- [99] P. Paiva, “Entenda como os fenômenos El Niño e La Niña afetam a agricultura brasileira”, *Brasil Agrícola*, 2014. [Online]. Disponível em: <https://www.brasilagricola.com/2014/08/entenda-como-os-fenomenos-el-nino-e-la.html> (acessado jul. 29, 2023).
- [100] J. Damazio, A. Ghirardi, e F. Costa, “Análise de complementariedades hidrológicas a nível continental na América do Sul”, *Rev. Bras. Recur. Hídricos*, vol. 2, nº 2, p. 143–156, 1997, doi: 10.21168/rbrh.v2n2.p143-156.
- [101] J. Schmidt, R. Cancelli, e A. O. P. Junior, “The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of Brazil”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, p. 131–141, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.10.159.
- [102] V. S. Lopes e C. L. T. Borges, “Impact of the Combined Integration of Wind Generation

- and Small Hydropower Plants on the System Reliability”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, n° 3, p. 1169–1177, 2015, doi: 10.1109/TSTE.2014.2335895.
- [103] T. da Luz e P. Moura, “Power generation expansion planning with complementarity between renewable sources and regions for 100% renewable energy systems”, *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, n° 7, p. 1–19, 2019, doi: 10.1002/2050-7038.2817.
- [104] T. Luz e P. Moura, “100% Renewable energy planning with complementarity and flexibility based on a multi-objective assessment”, *Appl. Energy*, vol. 255, n° August, p. 113819, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113819.
- [105] A. Beluco, A. Risso, e F. A. Canales, “Simplified evaluation of energetic complementarity based on monthly average data”, *MethodsX*, vol. 6, n° May, p. 1194–1198, 2019, doi: 10.1016/j.mex.2019.05.019.
- [106] E. M. Borba e R. M. Brito, “An Index Assessing the Energetic Complementarity in Time between More than Two Energy Resources”, *Energy Power Eng.*, vol. 09, n° 09, p. 505–514, 2017, doi: 10.4236/epe.2017.99035.
- [107] M. S. Javed, T. Ma, J. Jurasz, I. Khan, e M. Iqbal, “Designing hybrid systems operation in the context of resources complementarity”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, Elsevier, 2022, p. 317–341.
- [108] F. A. Canales, J. Jurasz, A. Beluco, e A. Kies, “Assessing temporal complementarity between three variable energy sources through correlation and compromise programming”, *Energy*, vol. 192, p. 116637, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116637.
- [109] A. Risso, A. Beluco, e R. de C. Rita de, “Qualitative evaluation of spatial complementarity between renewable energy resources with complementarity roses”, *MethodsX*, vol. 6, n° April, p. 800–804, 2019, doi: 10.1016/j.mex.2019.04.005.
- [110] J. L. Devore, *Probabilidade e estatística para Engenharia e Ciências*, 6ª. São Paulo: Cengage Learning Edições Ltda., 2005.
- [111] A. Roque, “Aula 18 - Regressão Linear”. p. 1–12.
- [112] D. C. Montgomery e G. C. Runger, *Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros*, 4ª. Rio de Janeiro: LTC, 2009.
- [113] P. R. B. Guimarães, “Análise de Correlação e medidas de associação”, p. 1–26, 2017.
- [114] Á. Sousa, “Coeficiente de Correlação de Pearson e Coeficiente de correlação de Spearman . O que medem e em que situações devem ser utilizados?”, *Corr. dos Açores*, p. 19, 2019, [Online]. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10400.3/5365>.
- [115] A. M. da Silva Filho, “Autocorrelação e correlação cruzada: teorias e aplicações”,

SENAI CIMATEC, 2014.

- [116] J. Cohen, *Statistical Power Analysis for the Behavioral Sciences*, 2º ed. Nova Iorque: Lawrence Erlbaum Associates, 1988.
- [117] D. B. Figueiredo Filho e J. A. D. S. Júnior, “Desvendando os mistérios do coeficiente de correlação de Pearson (r)”, *Rev. Política Hoje*, vol. 18, nº 1, p. 115–146, 2009.
- [118] L. M. de A. Lima Filho, “Correlação e Regressão”. Universidade Federal da Paraíba, p. 24, [Online]. Disponível em: <http://www.de.ufpb.br/~luiz/AED/Aula9.pdf>.
- [119] B. Falley, “chapter 12 Linear Regression and Correlation”, 2019. [Online]. Disponível em: <https://twu-ir.tdl.org/server/api/core/bitstreams/90bec0ff-feb2-4602-adaa-0b73801ee7a9/content> (acessado jan. 27, 2025).
- [120] S. Han *et al.*, “Quantitative evaluation method for the complementarity of wind–solar–hydro power and optimization of wind–solar ratio”, *Appl. Energy*, vol. 236, nº August 2018, p. 973–984, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.12.059.
- [121] F. Lucambio, “Estatística não paramétrica Coeficientes de correlação não paramétricos”. Departamento de Estatística - Universidade Federal do Paraná, p. 12, 2021, [Online]. Disponível em: <http://leg.ufpr.br/~lucambio/CE050/20211S/ENParam11.pdf>.
- [122] SciPy, “scipy.stats.kendalltau - SciPy v.1.16.2 Manual”. [Online]. Disponível em: <https://docs.scipy.org/doc/scipy-1.16.2/reference/generated/scipy.stats.kendalltau.html> (acessado set. 29, 2025).
- [123] M. G. Kendall, “The treatment of ties in ranking problems”, *Biometrika*, vol. 33, p. 239–251, 1945, doi: 10.1093/biomet/33.3.239.
- [124] F. A. During Fo, A. Beluco, E. G. Rossini, e J. de Souza, “Influence of Time Complementarity on Energy Storage through Batteries in Hydro PV Hybrid Energy System”, *Comput. Water, Energy, Environ. Eng.*, vol. 07, nº 03, p. 142–159, 2018, doi: 10.4236/cweee.2018.73010.
- [125] C. Azevedo, “Análise de Correlação Canônica”. UNICAMP, p. 48, 2015, [Online]. Disponível em: https://www.ime.unicamp.br/~cnaber/aula_ACC_Ana_Multi_2S_2015.pdf.
- [126] M. M. Ribeiro, “Análise de correlação canônica : estruturação teórica e aplicações em estatística ambiental”, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004.
- [127] J. Yan, “Multidimensional metrics for complementarity”, in *Complementarity of Variable Renewable Energy Sources*, J. Jurasz e A. Beluco, Orgs. Elsevier, 2022, p. 55–80.

- [128] D. Cantor, A. Ochoa, e O. Mesa, “Total variation as a metric for complementarity in energy resources time series”, *TechRxiv*, n° July, p. 13, 2021, doi: 10.36227/techrxiv.14850258.v1.
- [129] Z. Şen, “Innovative Trend Analysis Methodology”, *J. Hydrol. Eng.*, vol. 17, n° 9, p. 1042–1046, 2012, doi: 10.1061/(asce)he.1943-5584.0000556.
- [130] T. Caloiero, “Evaluation of rainfall trends in the South Island of New Zealand through the innovative trend analysis (ITA)”, *Theor. Appl. Climatol.*, vol. 139, n° 1–2, p. 493–504, 2020, doi: 10.1007/s00704-019-02988-5.
- [131] M. E. P. Maceira *et al.*, “Representação de Usinas Hidrelétricas Individualmente e de Forma Agregada na Programação Dinâmica Dual Estocástica - a Abordagem Híbrida”, 2019.
- [132] ANEEL, “Nota Técnica n° 108/2017”. p. 1–7, 2017.
- [133] ONS, “Plano de Operação Energética 2019-2023 - Sumário Executivo”. p. 36, 2019, [Online]. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN_Executivo_2019-2023.pdf.
- [134] ONS, “reservatórios”. 2022, [Online]. Disponível em: <https://ons-dl-prod-opensdata.s3.amazonaws.com/dataset/reservatorio/RESERVATORIOS.xlsx>.
- [135] O. (Operador N. do S. Elétrico), “Reservatórios”. 2022, [Online]. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/reservatorio>.
- [136] L. D. C. Ribeiro, J. Vitorino, D. A. Neto, R. Cauduro, e D. De Paiva, “Avaliação de vazões de referência estimadas a partir de modelagem hidrológica continental”, in *XXIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos*, 2019, p. 1–10, [Online]. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/216403/001114829.pdf?sequence=1>.
- [137] IBGE, “Divisão Hidrográfica Nacional - DHN250 Documentação Técnica”. Rio de Janeiro, p. 14, 2021.
- [138] IBGE, “Série Relatórios Metodológicos: Bacias e Divisões Hidrográficas do Brasil”, 2021.
- [139] ONS, “Relatório anual 2022”, 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.iba.org/datafiles/publicacoes/relatorios/relatorio-anual-iba2022-compactado.pdf>.
- [140] ONS, “Energia Natural Afluente por Bacia”, *Operador Nacional do Sistema*. 2018, [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da>

operacao/historico-da-operacao/energia_afluente_bacia.aspx.

- [141] ONS, “ONS: período seco começa com um dos maiores armazenamentos nos reservatórios nos últimos anos”, 2022. [Online]. Disponível em : <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/ONS-período-seco-começa-com-um-dos-maiores-armazenamentos-nos-reservatórios-nos-últimos-anos.aspx> (acessado set. 10, 2022).
- [142] I. (Infraestrutura N. de D. Espaciais), “Catálogo de Metadados”, 2016. [Online]. Disponível em: <https://metadados.inde.gov.br/geonetwork/srv/por/catalog.search#/metadata/fe192ba0-45a9-4215-90a5-3fba6abea174> (acessado jan. 20, 2023).
- [143] F. J. A. de Oliveira, *O Planejamento da Operação Energética no Sistema Interligado Nacional*. São Paulo: Artliber Editora LTDA, 2020.
- [144] CEPEL, “Manual de Referência - Modelo NEWAVE”. p. 106, 2012, [Online]. Disponível em: https://simsee.org/simsee/biblioteca/Brasil/NW201203/ManualReferencia_Newave_comentado.pdf.
- [145] M. E. P. Maceira, “Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos”, 1993.
- [146] W. C. da Conceição, “Programação Dinâmica Estocástica com Discretização do Intercâmbio de Energia entre Subsistemas Hidrotérmicos no Problema de Planejamento da Operação”, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2016.
- [147] C. M. B. De Castro, “Planejamento Energético da Operação de Médio Prazo Conjugando as Técnicas de PDDE, PAR(P) e BOOTSTRAP”, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012.
- [148] ONS, “Glossário”. [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossario> (acessado set. 08, 2022).
- [149] ONS, “Submódulo 23.5 dos Procedimentos de Rede - Critérios para estudos hidrológicos”. p. 12, 2010, [Online]. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FMódulo%2023%2FSubmódulo%2023.5%2FSubmódulo%2023.5_Rev_1.1.pdf.
- [150] TIOBE Software, “TIOBE Index for June 2023”, 2023. [Online] Disponível em : <https://www.tiobe.com/tiobe-index/> (acessado jul. 07, 2023).
- [151] D. C. Branco, “Qual foi a linguagem de programação mais popular de 2021?”, *Canaltech*, 2022. [Online]. Disponível em: <https://canaltech.com.br/seguranca/qual-foi->

- a-linguagem-de-programacao-mais-popular-de-2021-205993/ (acessado jul. 07, 2023).
- [152] A. C. Campos, “Redes geográficas e coordenadas geográficas”. p. 15, [Online]. Disponível em: https://cesad.ufs.br/ORBI/public/uploadCatalogo/11193804042012Cartografia_Basica_Aula_7.pdf.
- [153] S. Alves, J. P. de Carvalho, e F. C. P. Milies, “A geometria do globo terrestre”, *Rev. Iniciação Científica OBMEP*, p. 1–41, 2009, [Online]. Disponível em: <http://www.bienasbm.ufba.br/M29.pdf>.
- [154] Agência Nacional de Águas, “Sistema Interligado Nacional”. [Online]. Disponível em: <https://www.ana.gov.br/sar/sin>.
- [155] ONS, “Contorno de Bacia Hidro Energética”, 2021. [Online]. Disponível em: https://dados.ons.org.br/dataset/bacia_contorno.
- [156] Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler (Fepam), “Qualidade Ambiental - Qualidade das águas da bacia hidrográfica do Rio Jacuí”. [Online]. Disponível em: http://www.fepam.rs.gov.br/qualidade/qualidade_jacui/jacui.asp.
- [157] “Sistema Chesf Boa Esperança”. [Online]. Disponível em: <https://www.chesf.com.br/sistemachesf/pages/sistemageracao/boaesperanca.aspx> (acessado nov. 16, 2022).
- [158] CEMIG, “UHE Salto Grande”. [Online]. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/usina/uhe-salto-grande/> (acessado nov. 16, 2022).
- [159] Retiro Baixo Energética S.A., “RBE – Retiro Baixo Energético”. [Online]. Disponível em: <https://www.rbe.com.br/> (acessado nov. 16, 2022).
- [160] ONS, “ENA Diário por Bacia”, 2021. [Online]. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/ena-diario-por-bacia>.
- [161] INMET, “BDMEP - Dados Históricos”. [Online]. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/servicos/bdmep-dados-historicos> (acessado set. 05, 2022).
- [162] E. Pereira *et al.*, *Atlas brasileiro de energia solar*. São José dos Campos, SP, 2017.
- [163] W. da S. da Costa, R. Dallacort, e M. A. C. de Carvalho, “sistema web para pré-processamento e análise de dados meteorológicos”, *Rev. Bras. Climatol.*, p. 593–610, 2022, [Online]. Disponível em: <https://ojs.ufgd.edu.br/index.php/rbclima/article/view/15079/8588>.
- [164] INPE, “SONDA - Validação dos Dados”, 2021. [Online]. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/infos/validacao.html> (acessado fev. 01, 2023).
- [165] INMET, “Nota técnica 001/2011SEGER/LAIME/CSC/INMET - Rede de Estações

- Meteorológicas Automáticas do INMET”, nº 001. p. 1–11, 2011.
- [166] A. S. de Oliveira, “Capítulo IV - Radiação Solar”, *UFRB*. [Online]. Disponível em: <https://www.ufrb.edu.br/neas/documento/category/8-cca-035-meteorologia-e-climatologia-agricola?download=40:cap-4-radsolar> (acessado fev. 01, 2023).
- [167] S. Moreno-Tejera, L. Ramírez-Santigosa, e M. A. Silva-Pérez, “A proposed methodology for quick assessment of timestamp and quality control results of solar radiation data”, *Renew. Energy*, vol. 78, p. 531–537, 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.01.031.
- [168] S. G. Relva, “método de caracterização da irradiação para geração fotovoltaica : uma análise sistêmica da modelagem da energia primária”, Universidade de São Paulo, 2017.
- [169] E. Galvani, J. F. Escobedo, e A. B. Pereira, “Balanço de radiação e fluxo de calor no solo em ambiente natural e protegido cultivado com pepineiro”, *Bragantia*, vol. 60, nº 2, p. 139–147, 2001, doi: 10.1590/s0006-87052001000200010.
- [170] P. C. Sentelhas e L. R. Angelocci, “Radiação Solar - Balanço de Energia”. ESALQ/USP, 2012, [Online]. Disponível em: http://www.leb.esalq.usp.br/leb/aulas/lce306/Aula5_2012.pdf.
- [171] WRMC-BSRN, “How to interpret the quality code diagrams”. [Online]. Disponível em: <https://bsrn.awi.de/products/quality-code/physically-possible-limits/> (acessado jun. 16, 2023).
- [172] M. J. H. de Souza, “Irradiância solar direta: desenvolvimento e avaliação de modelos, e sua distribuição espacial e temporal para o estado de Minas Gerais”, Universidade Federal de Viçosa, 1996.
- [173] V. M. De Almeida, “Caracterização climatológica de eventos extremos de irradiância solar incidente na superfície devido ao efeito ‘cloud enhancement’”. Universidade Federal de São Paulo e Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, p. 25, 2020.
- [174] E. C. Sucharov e M. B. Rosa, “Estimativas da radiação solar direta normal através de um modelo parametrizado, na ausência de nuvens”, *Anuário do Inst. Geociências*, vol. 17, nº 1978, p. 73–92, 1994, doi: 10.11137/1994_0_73-92.
- [175] I. M. B. Victoria, “Medição da radiação solar global e difusa utilizando piranômetro com sensores fotoelétricos”, Universidade Federal de Pelotas, 2008.
- [176] J. R. S. Moreira e C. R. F. Pacheco, “Engenharia de Energia Solar”. Lab. de Sistemas Energéticos Alternativos e Renováveis, Depto. Enga. Mecânica, Escola Politécnica da

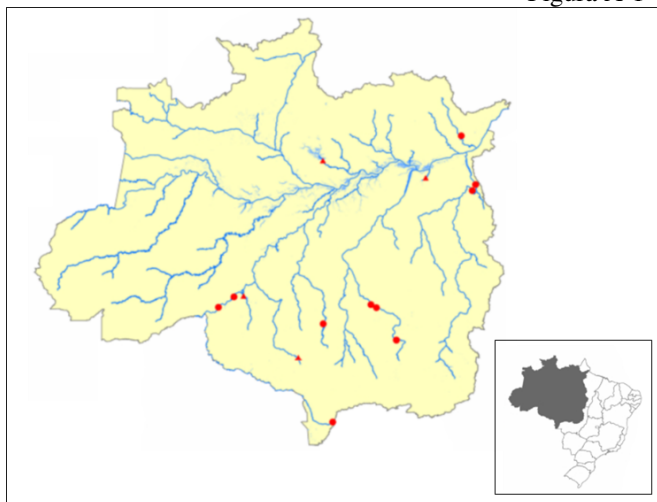
- USP, p. 24, 2020, [Online]. Available at: <http://paineira.usp.br/sisea/wp-content/uploads/2020/03/Aulas-23-PotencialGeometriaSolar.pdf>.
- [177] M. C. Vargas, J. A. C. Siqueira, C. E. C. Nogueira, M. M. M. Zampiva, E. A. A. Cunha, e C. A. Bohn, “Métodos De Determinação Da Radiação Solar Global Em Diferentes Planos Inclinados”, *Rev. Bras. Energias Renov.*, vol. 8, nº 4, 2019, doi: 10.5380/rber.v8i4.65760.
- [178] C. P. Tieghi e A. D. Pai, “Radiação Solar Global em Superfícies Verticais: Série Temporal”, in *5ª Jornacitec - Jornada Científica e Tecnológica da FATEC*, 2016, p. 1–7, [Online]. Disponível em: <http://www.jornacitec.fatecbt.edu.br/index.php/VJTC/VJTC/paper/viewFile/762/1021>.
- [179] C. de Oliveira Costa Souza Rosa, E. da Silva Christo, K. A. Costa, e L. dos Santos, “Assessing complementarity and optimising the combination of intermittent renewable energy sources using ground measurements”, *J. Clean. Prod.*, vol. 258, p. 120946, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120946.
- [180] R. W. Portmann, S. Solomon, e G. C. Hegerl, “Spatial and seasonal patterns in climate change, temperatures, and precipitation across the United States”, *Proc. Natl. Acad. Sci. U. S. A.*, vol. 106, nº 18, p. 7324–7329, 2009, doi: 10.1073/pnas.0808533106.
- [181] L. Ntsangwane, B. Mabasa, V. Sivakumar, N. Zwane, K. Ncongwane, e J. Botai, “Quality control of solar radiation data within the South African Weather Service solar radiometric network”, *J. Energy South. Africa*, vol. 30, nº 4, p. 51–63, 2019, doi: 10.17159/2413-3051/2019/v30i4a5586.
- [182] L. F. M. Lima, A. M. Maroldi, D. V. O. da Silva, M. C. P. I. Hayashi, e C. R. M. Hayashi, “Detecção de outliers nas métricas científicas: estudo preliminar para dados univariados”, in *5º Encontro Brasileiro de Bibliometria e Cientometria*, 2016, p. A21–A31, [Online]. Disponível em: <https://brapci.inf.br/index.php/res/download/55785>.
- [183] B. Dastjerdy, A. Saeidi, e S. Heidarzadeh, “Review of Applicable Outlier Detection Methods to Treat Geomechanical Data”, *Geotechnics*, vol. 3, nº 2, p. 375–396, 2023, doi: 10.3390/geotechnics3020022.
- [184] S. Seo, “A review and comparison of methods for detecting outliers in univariate data sets”, University of Pittsburgh, 2006.
- [185] G. F. De Lima e A. O. Salazar, “Proposta para Identificação e Substituição de Outliers em Dados de Velocidade de Pipeline Inspection Gauges”, 2020.
- [186] R. Veroneze, “Tratamento de Dados Faltantes Empregando Biclusterização com

- Imputação Múltipla”, Universidade Estadual de Campinas, 2011.
- [187] E. L. M. Stochero, “A influência da variabilidade dos dados na qualidade de imputação de dados faltantes”, Universidade Federal de Santa Maria, 2019.
- [188] L. N. Nunes, “Métodos de Imputação de Dados Aplicados na Área da Saúde”, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007.
- [189] J. P. Brubacher, G. G. de Oliveira, e L. A. Guasselli, “Gap filling in historical data of daily precipitation in Rio Grande do Sul”, *Rev. Bras. Meteorol.*, vol. 35, nº 2, p. 335–344, 2020, doi: 10.1590/0102-7786352035.
- [190] ANA, “Qualificação de Dados Hidrológicos e Reconstituição de Vazões Naturais no País”. Brasília, 2011, [Online]. Disponível em: <https://www.ana.gov.br/arquivos/institucional/sge/CEDOC/Catalogo/2011/QualificacaoDadosHidrologicos.pdf>.
- [191] C. de Oliveira Costa Souza Rosa, “Estudo de complementaridade entre as energias hidrelétrica, eólica e fotovoltaica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste Estudo de complementaridade entre as energias hidrelétrica , eólica e fotovoltaica nas regiões Sudeste e Centro-Oeste”, Universidade Federal Fluminense, 2019.
- [192] WMO, *Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation (WMO-8, updated 2018)*, nº 8. 2014.
- [193] J. A. Aird, R. J. Barthelmie, T. J. Shepherd, e S. C. Pryor, “Occurrence of Low-Level Jets over the Eastern U.S. Coastal Zone at Heights Relevant to Wind Energy”, *Energies*, vol. 15, nº 2, 2022, doi: 10.3390/en15020445.
- [194] F. Bauelos-Ruedas, C. Angeles-Camacho, e Sebastin, “Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region”, in *Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*, InTech, 2011, p. 13.
- [195] CEPEL, “Atlas do Potencial Eólico Brasileiro - Simulações 2013”. p. 52, 2017, [Online]. Disponível em: <http://novoatlas.cepel.br/>.
- [196] P. O. Prado, “Projeto de um parque eólico com a utilização de sistema de informação geográfica”, Universidade Estadual Paulista, 2009.
- [197] INPE, “Topodata - Mapa Índice”. <http://www.webmapit.com.br/inpe/topodata/> (acessado jun. 04, 2023).
- [198] G. R. Kishore, V. Prema, e K. U. Rao, “Multivariate wind power forecast using artificial neural network”, *2014 IEEE Glob. Humanit. Technol. Conf. - South Asia Satell. GHTC-*

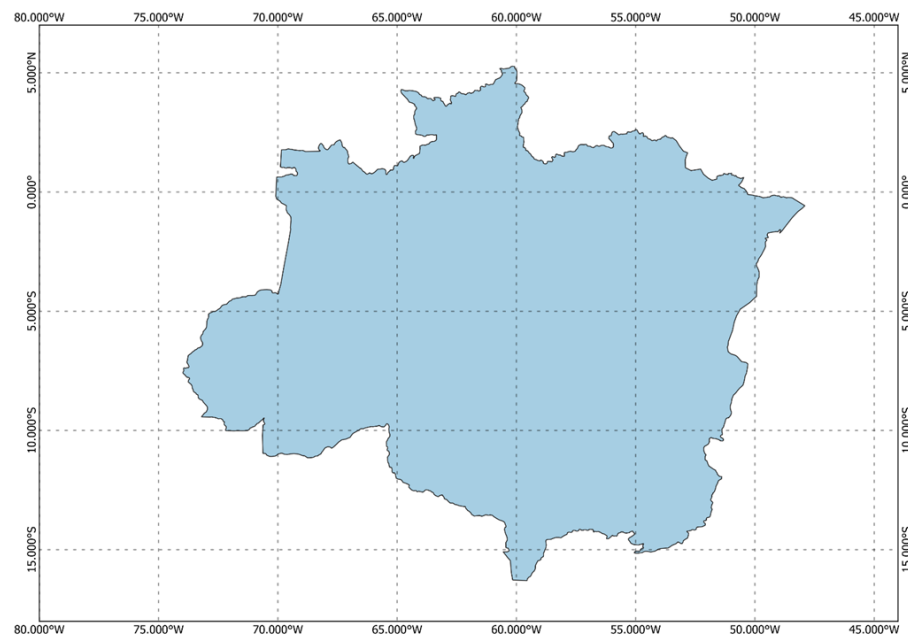
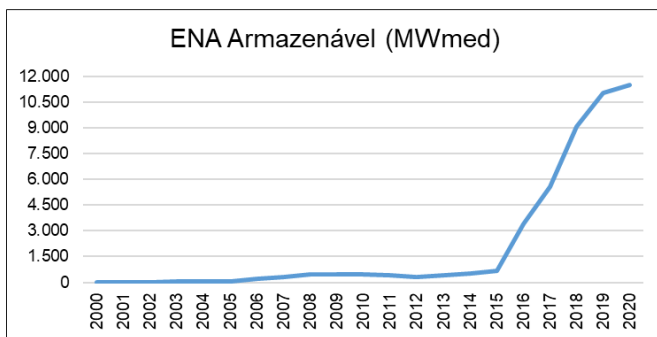
- SAS 2014, p. 159–163, 2014, doi: 10.1109/GHTC-SAS.2014.6967576.
- [199] O. (Operador N. do S. Elétrico), “Tabela Relação de Usinas”. [Online]. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/tabela-relacao-usinas.aspx> (acessado dez. 19, 2023).
- [200] D. Villanueva e A. Feijóo, “Wind power distributions: A review of their applications”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, nº 5, p. 1490–1495, 2010, doi: 10.1016/j.rser.2010.01.005.
- [201] H. A. Miot, “Avaliação da normalidade dos dados em estudos clínicos e experimentais”, *J. Vasc. Bras.*, vol. 16, nº 2, p. 88–91, 2017, doi: 10.1590/1677-5449.041117.
- [202] M. D. M. Lopes, V. T. F. Castelo Branco, e J. B. Soares, “Utilização dos testes estatísticos de Kolmogorov-Smirnov e Shapiro-Wilk para verificação da normalidade para materiais de pavimentação”, *TRANSPORTES*, vol. 21, nº 1, p. 59–66, abr. 2013, doi: 10.4237/transportes.v21i1.566.
- [203] M. Jastrzębska, A. Futa, e Z. Suchorab, “The linear regression model to evaluate material moisture using reflectometric technique”, *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 2628, nº 1, 2023, doi: 10.1088/1742-6596/2628/1/012007.
- [204] H. O. Akewugberu *et al.*, “Breusch-Pagan test: a comprehensive evaluation of its performance in detecting heteroscedasticity across linear, exponential, quadratic, and square root structures using monte carlo simulations”, *FUDMA J. Sci.*, vol. 8, nº 6, p. 233–239, dez. 2024, doi: 10.33003/fjs-2024-0806-2826.
- [205] ONS, “ENA Diário por Bacia”, 2024. [Online]. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/dataset/ena-diario-por-bacia> (acessado jan. 29, 2025).
- [206] P. Schober e L. A. Schwarte, “Correlation coefficients: Appropriate use and interpretation”, *Anesth. Analg.*, vol. 126, nº 5, p. 1763–1768, 2018, doi: 10.1213/ANE.0000000000002864.
- [207] M. Şan, F. Akçay, N. T. T. Linh, M. Kankal, e Q. B. Pham, “Innovative and polygonal trend analyses applications for rainfall data in Vietnam”, *Theor. Appl. Climatol.*, vol. 144, nº 3–4, p. 809–822, 2021, doi: 10.1007/s00704-021-03574-4.
- [208] E. G. Beek, “Spatial interpolation of daily meteorological data: Theoretical evaluation of available techniques”, Wageningen, 1991. [Online]. Disponível em: <http://edepot.wur.nl/360405>.

APÊNDICE A – INFORMAÇÕES DAS BACIAS HIDROGRÁFICAS

Figura A-1 – Informações da Bacia Amazonas



Fonte: ANA

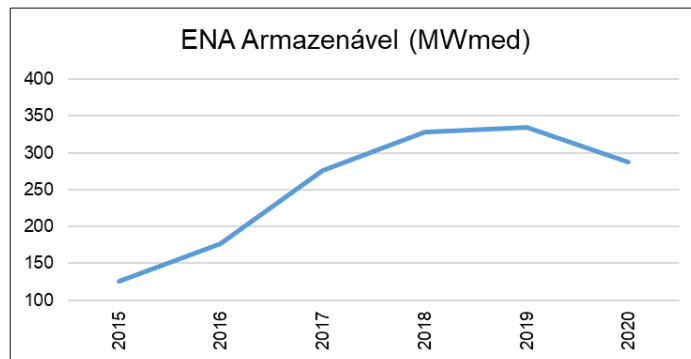


Fonte: ONS

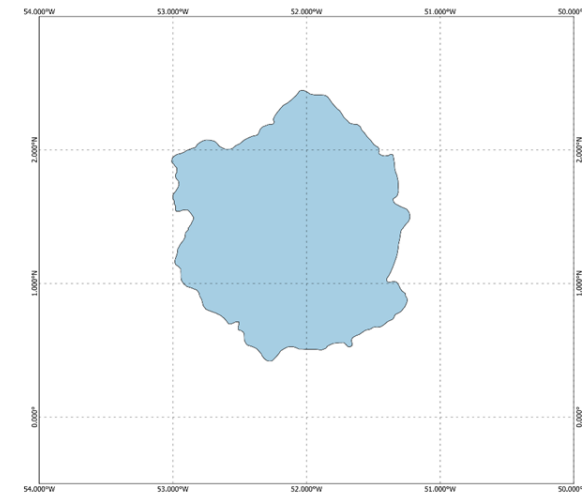
Figura A-2 – Informações da Bacia Araguari



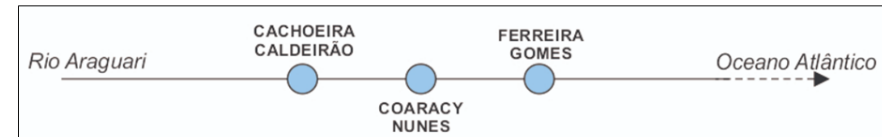
Fonte: ANA



Fonte: ONS



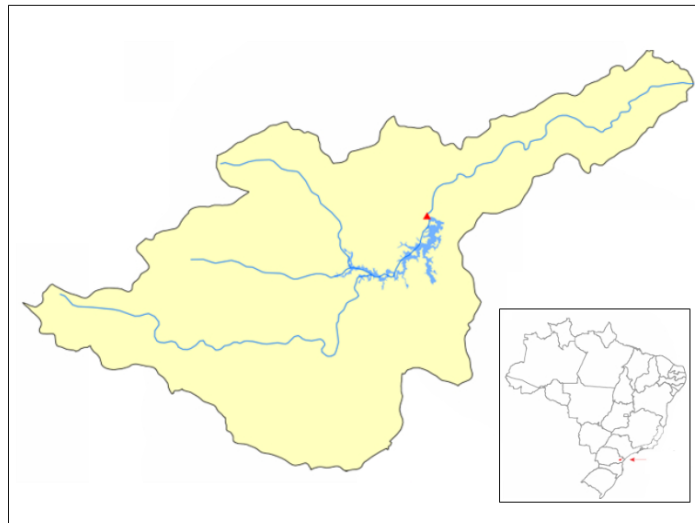
Fonte: ONS



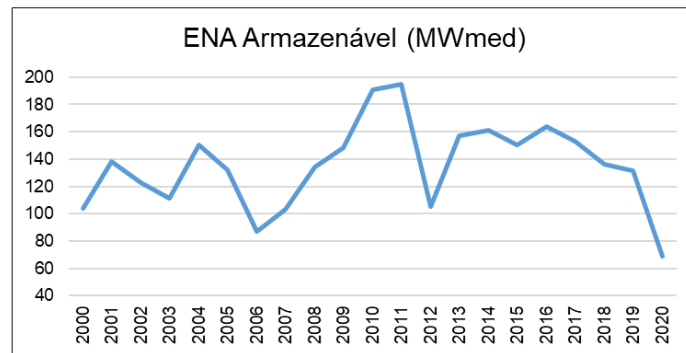
Fonte: ANA

Bacia Araguari						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Cachoeira Caldeirão	Araguari (AP)	47,99	219	39,89	Ferreira Gomes (AP)	0°51'15"S, 51°17'11"O
Coaracy Nunes	Araguari (AP)	23	78	14,21	Ferreira Gomes (AP)	0°54'11"N 51°15'35"O
Ferreira Gomes	Araguari (AP)	17,7	252	45,90	Ferreira Gomes (AP)	0°51'30"N 51°11'49"O
Potência Instalada Total (MW):			549			

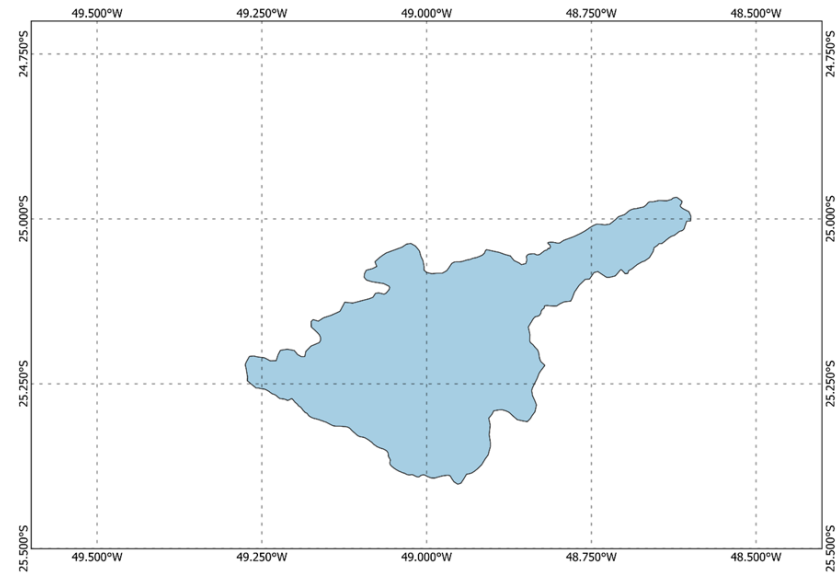
Figura A-3 – Informações da Bacia Capivari



Fonte: ANA



Fonte: ONS



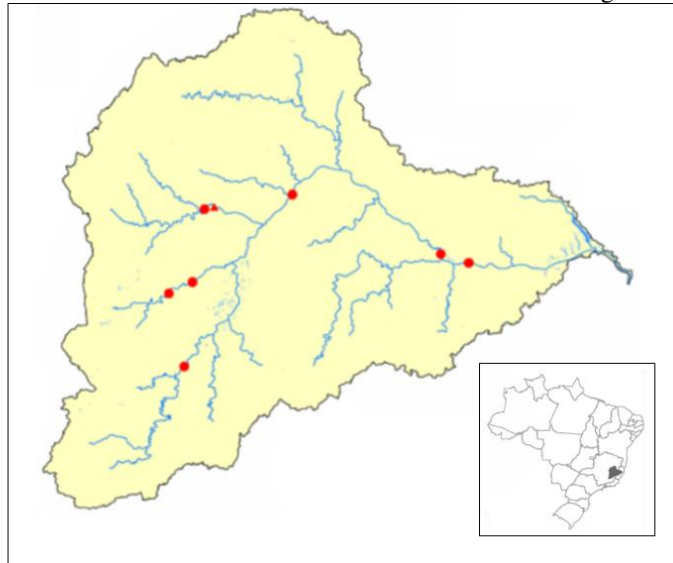
Fonte: ONS



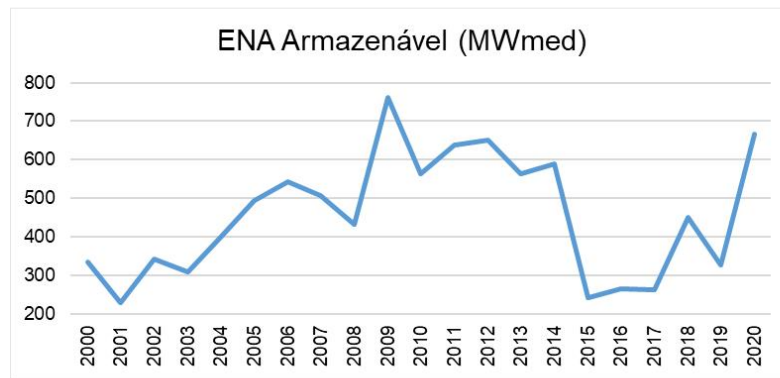
Fonte: ANA

Bacia Capivari						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Capivari Cachoeira (Gov. emador Pedro Viriato Parigot de Souza)	Capivari e Cachoeira	14.227	260	100	Antonina (PR)	25°8'18"S, 48°52'28"O
Potência Instalada Total (MW):			260			

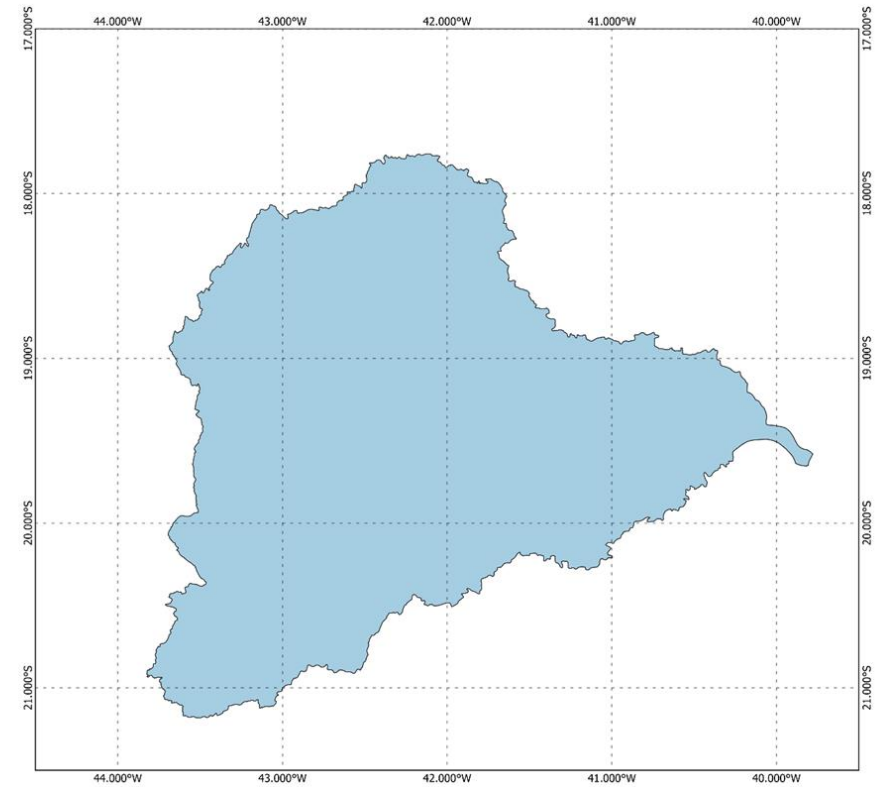
Figura A-4 – Informações da Bacia Doce



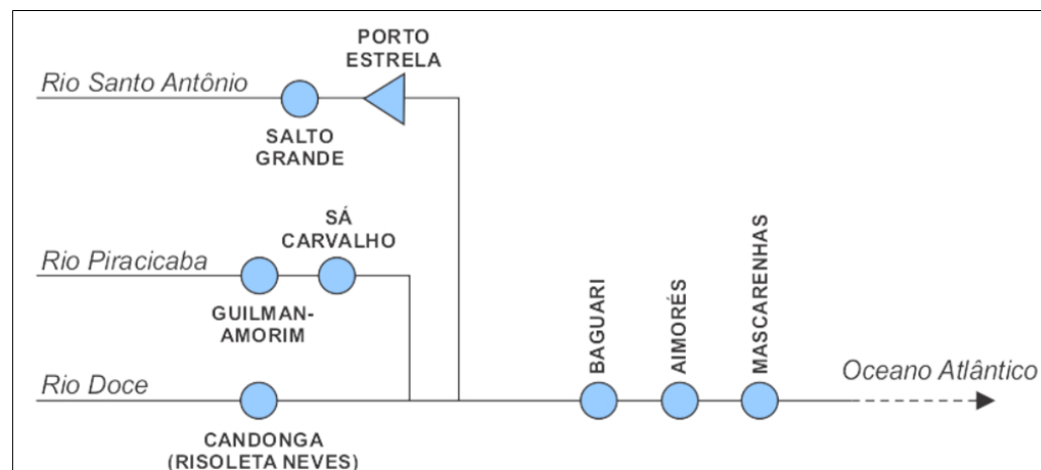
Fonte: ANA



Fonte: ONS



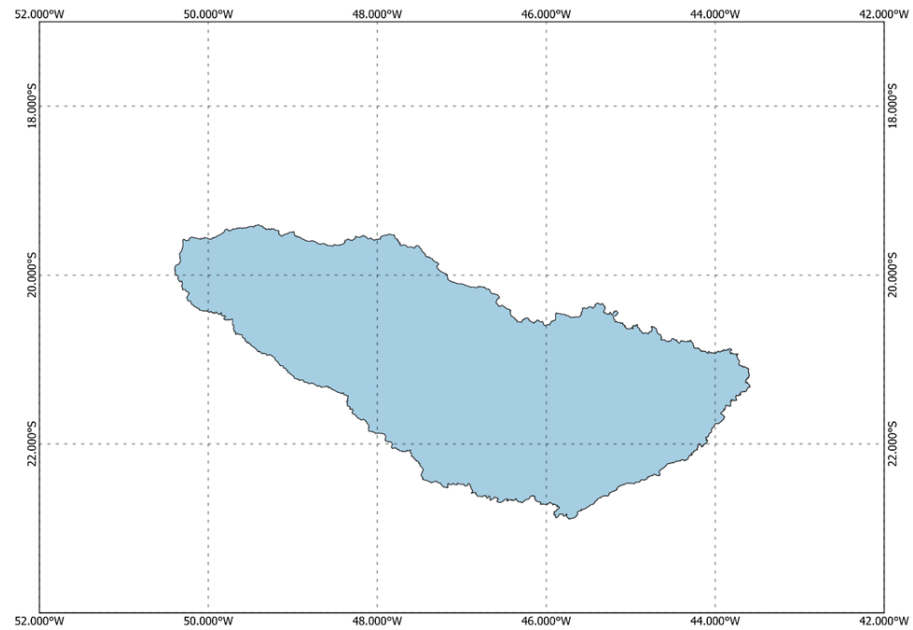
Fonte: ONS



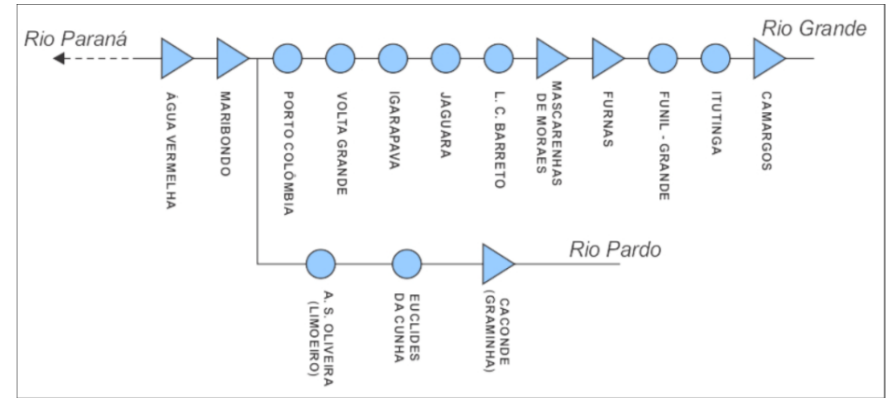
Fonte: ANA

Bacia Doce						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Salto Grande	Guanhães e Santo Antônio	6,04 (0,46 do reservatório de Santo Antônio e 5,58 de Guanhães)	104	8,25	Braúnas (MG)	19°8'47"S, 42°44'55"O
Porto Estrela	Santo Antônio	3,93	112	8,89	Entre Joanésia e Açucena (MG)	19°7'0"S, 42°39'47"O
Guilman-Amorim	Piracicaba	0,876	140	11,11	Nova Era (MG)	19°40'40"S, 42°55'2"O
Sá Carvalho	Piracicaba	0,647	78	6,19	Antônio Dias (MG)	19°42'30"S, 42°57'38"O
Candonga (Risoleta Neves)	Doce	2,652	140	11,11	Santa Cruz do Escalvado (MG)	20°12'31"S, 42°51'19"O
Baguari	Doce	13,083	140	11,11	Governador Valadares (MG)	19°1'21"S, 42°7'27"O
Aimorés	Doce	29,68	348	27,62	Entre Baixo Guandu e Aimorés (MG)	19°27'23,73"S, 41°05'44,35"O
Mascarenhas	Doce	4,003	198	15,71	Baixo Guandu (ES)	19°30'02"S, 40°55'06"O
Potência Instalada Total (MW):			1260			

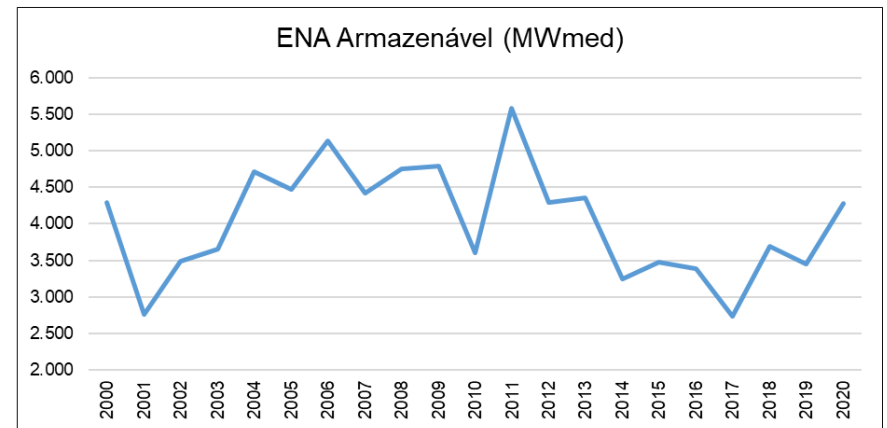
Figura A-5 – Informações da Bacia Grande



Fonte: ONS



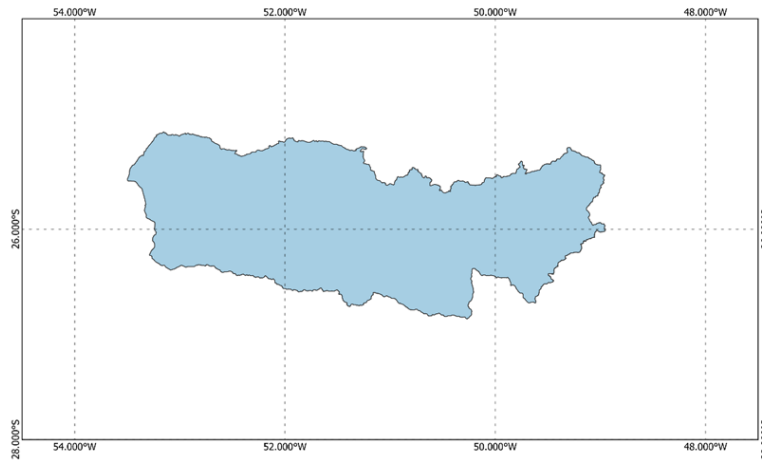
Fonte: ANA



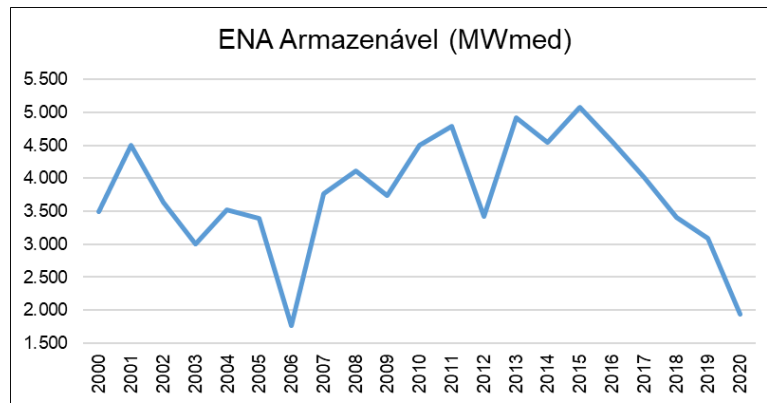
Fonte: ONS

Bacia Grande						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Água Vermelha	Grande	650,72	1.396,20	11,45	Entre Iturama (MG) e Ouroeste (SP)	19°52'4,155"S, 50°20'43,9736"O
Marimbondo	Grande	438,46	1440	11,81	Entre Icém(SP) e Fronteira(MG)	20°18'04"S, 49°11'48"O
Porto Colômbia	Grande	136,42	320	2,62	Entre Planura(MG) e Guaira(SP)	20°7'27"S, 48°34'19"O
Volta Grande	Grande	196,04	380	3,12	Entre Conceição das Alagoas(MG) e Miguelópolis (SP)	20°3'59"S, 48°22'46"O
Igarapava	Grande	38,387	210	1,72	Entre Igarapava e Rifaina (SP)	19°59'32"S, 47°45'30"O
Jaguara	Grande	33,7	424	3,48	Rifaina (SP)	20°1'25,73"S, 47°26'1,41"O
Luiz Carlos Barreto de Carvalho	Grande	48,894	1050	8,61	Pedregulho (SP)	20°9'2"S, 47°16'46"O
Mascarenha de Moraes	Grande	276,36	476	3,90	Entre Ibiraci e Delfinópolis (MG)	20°17'16"S, 47°03'58"O
Furnas	Grande	1440	6000	49,22	Entre São José da Barra e São João Batista do Glória (MG)	20°40'11"S, 46°19'5"O
Funil - Grande	Grande	32,73	171	1,40	Entre Lavras e Perdões (MG)	21°8'30"S, 45°2'7"O
Itutinga	Grande	2,03	52	0,43	Entre Itutinga e Nazareno (MG)	21°17'37"S, 44°37'24"O
Camargos	Grande	76,924	50	0,41	Itutinga (MG)	21°19'28"S, 44°36'59"O
Armando de Salles Oliveira (Limoeiro)	Pardo	2,613	32,2	0,26	Entre Mococa e São José do Rio Pardo (SP)	21°37'30,7825"S, 47°0'34,1048"O
Euclides da Cunha	Pardo	0,74	108,8	0,89	São José do Rio Pardo (SP)	21°36'11,4434"S, 46°56'56,6019"O
Caconde (Graminha)	Pardo	31,911	80,4	0,66	Caconde (SP)	21°34'36,0528" S, 46°37'27,0233" O
Potência Instalada Total (MW):			12190,6			

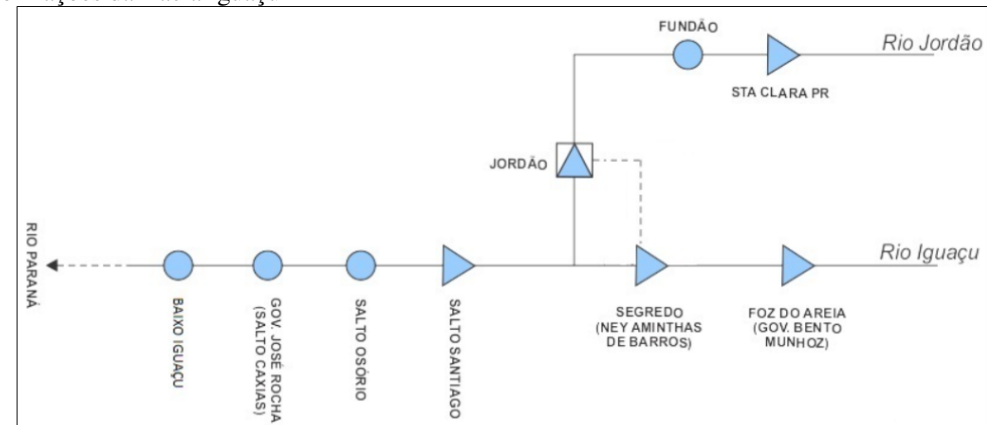
Figura A-6 – Informações da Bacia Iguazu



Fonte: ONS



Fonte: ONS



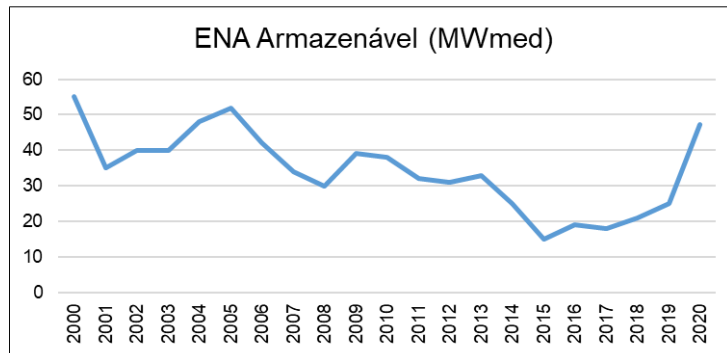
Fonte: ANA

Bacia Iguazu						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Baixo Iguazu	Iguazu	13,5	350,2	4,82	Entre Capanema e Capitão Leônidas Marques (PR)	25°30'12"S, 53°40'18"O
Governador José Richa (Salto Caxias)	Iguazu	139,623	1240	17,07	Entre Capitão Leônidas Marques e Nova Prata do Iguazu (PR)	25°32'34,3"S, 53°29'28,5"O
Salto Osório	Iguazu	56,133	1078	14,84	São Jorge d'Oeste (PR)	25°32'73"S, 53°1'56"O
Salto Santiago	Iguazu	209,189	1420	19,55	Saudade do Iguazu (PR)	25°36'30"S, 52°37'15"O
Fundão	Jordão	2,15	120	1,65	Entre Candói e Esquerda Pinhão (PR)	25°43'16"S, 52°2'18"O
Santa Clara PR	Jordão	20,15	120	1,65	Entre Candói e Esquerda Pinhão (PR)	25°40'1"S, 51°58'3"O
Segredo (Ney Aminthas de Barros Braga)	Iguazu	79,876	1260	17,35	Entre Reserva do Iguazu e Mangueirinha (PR)	25°47'35,1"S, 52°6'47,3"O
Foz do Areia (Governador Bento Munhoz da Rocha Netto)	Iguazu	126,44	1676	23,07	Entre Pinhão e Bituruna (PR)	26°0'37"S, 51°39'54"O
Potência Instalada Total (MW):			7264,2			

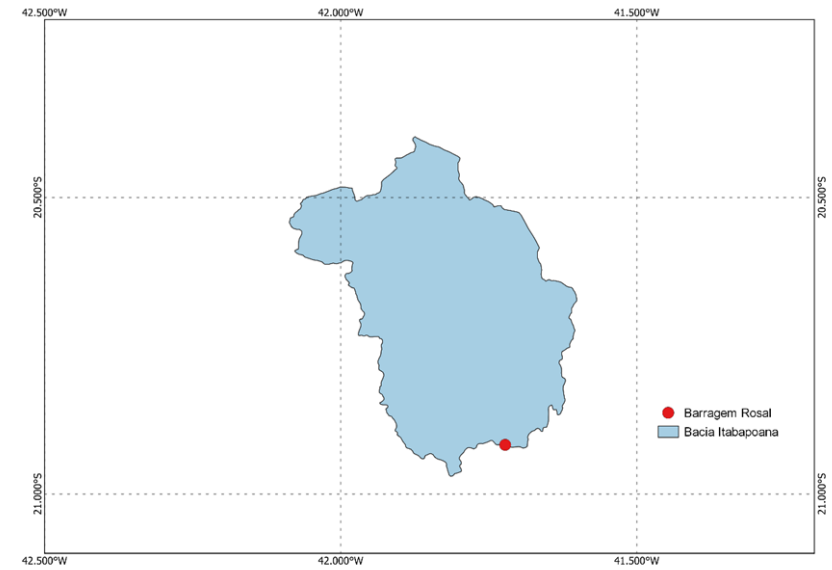
Figura A-7 – Informações da Bacia Itabapoana



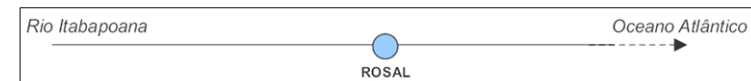
Fonte: ANA



Fonte: ONS



Fonte: ONS



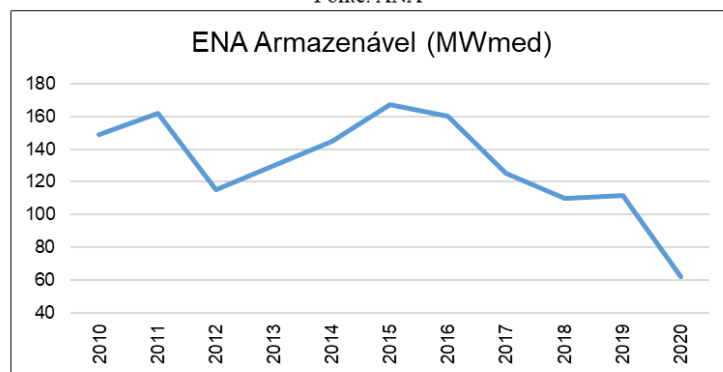
Fonte: ANA

Bacia Itabapoana						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Rosal	Itabapoana	1,56	55	100	Entre Guaçuí(ES) e Bom Jesus do Itabapoana (RJ)	20°55'2"S, 41°43'20"O

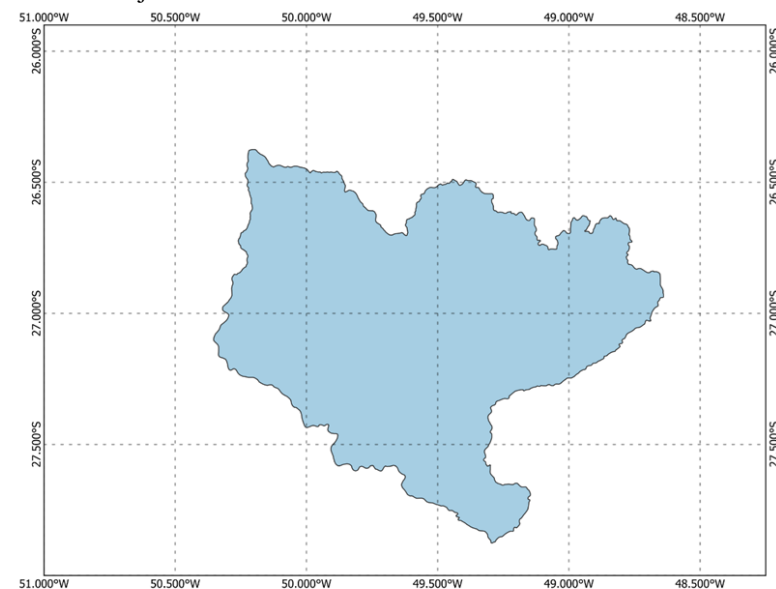
Figura A-8 – Informações da Bacia Itajaí



Fonte: ANA



Fonte: ONS



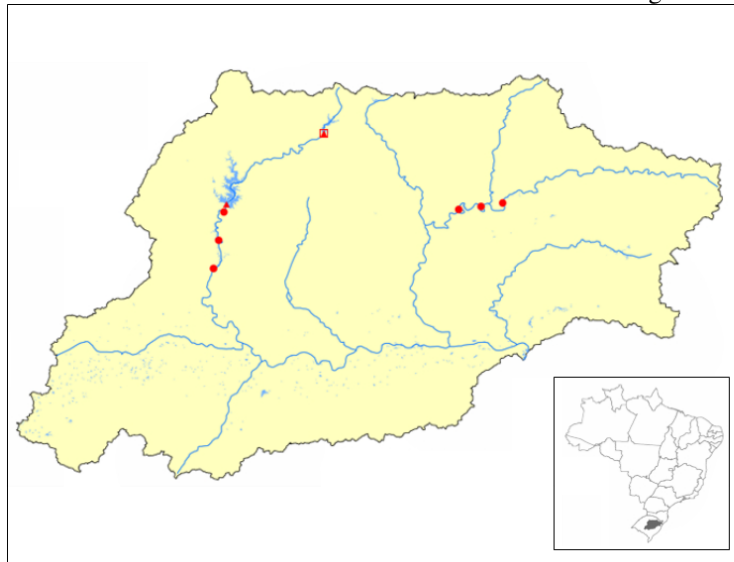
Fonte: ONS



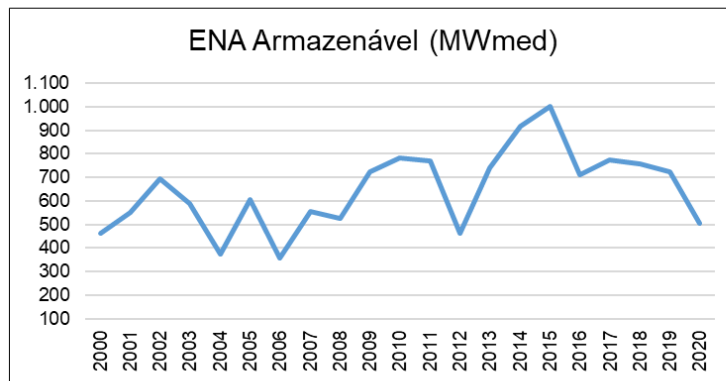
Fonte: ANA

Bacia Itajaí						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Salto Pilão	Itajaí-açu	0,165	191,9	100	Apituna (SC)	27°8'13,92"S, 49°31'8,04"O
Potência Instalada Total (MW):			191,9			

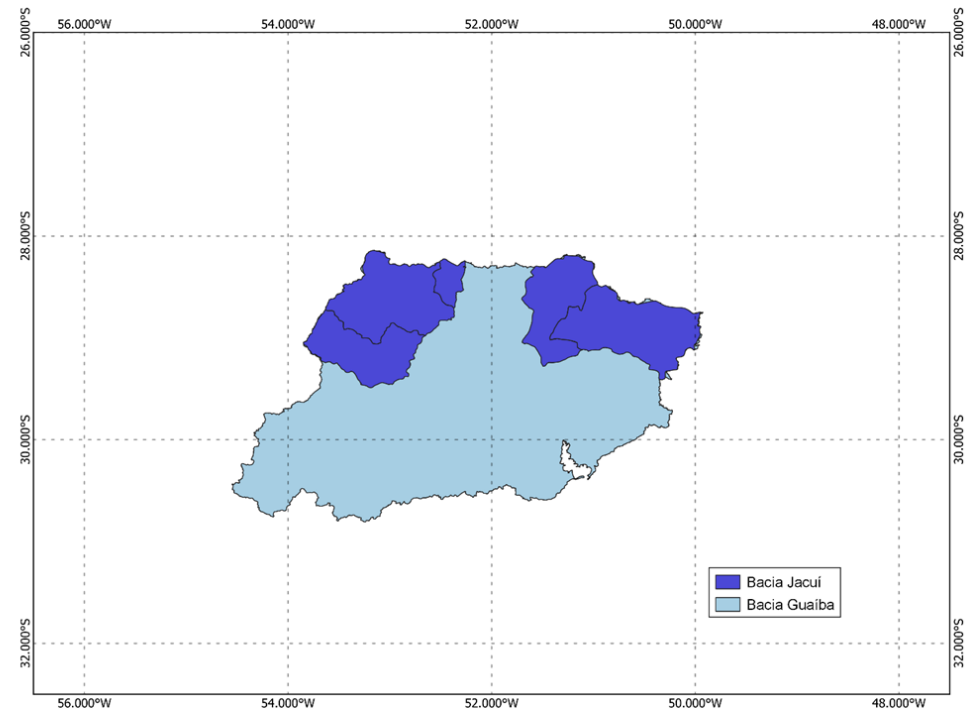
Figura A-9 – Informações da Bacia Jacuí



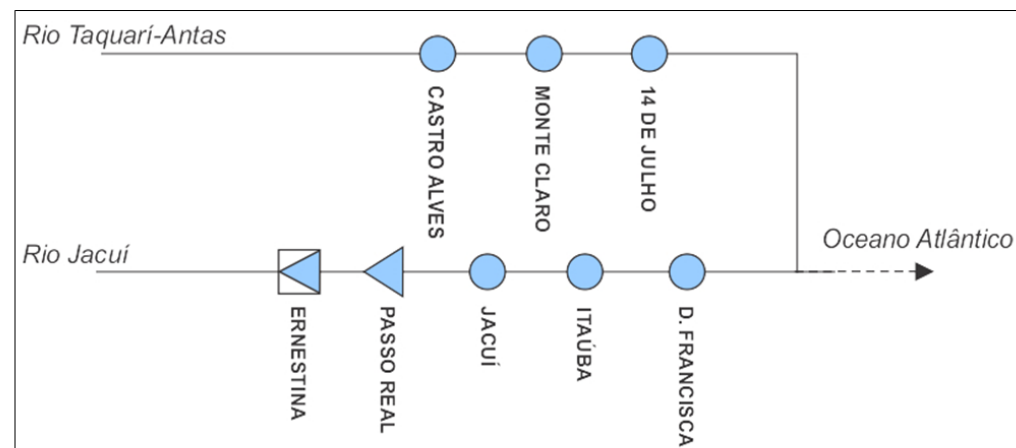
Fonte: ANA



Fonte: ONS



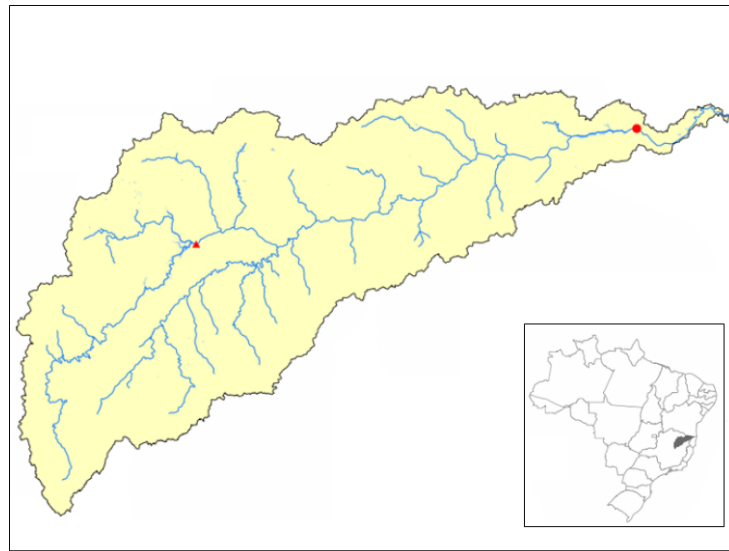
Fonte: ONS



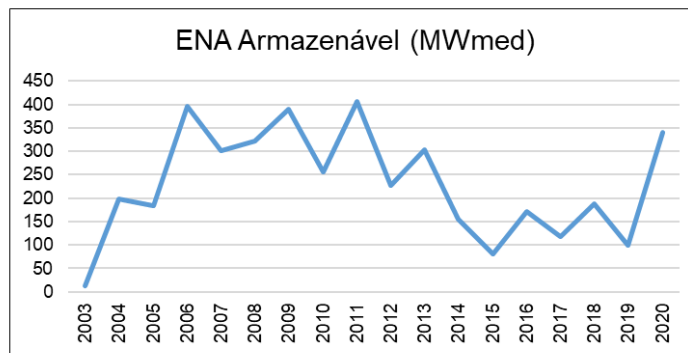
Fonte: ANA

Bacia Jacuí						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Ernestina	Jacuí	38,5	3,7	0,243862251	Tio Hugo (RS)	28°33'21"S, 52°32'44"W
Passo Real	Jacuí	227,33	158	10,4135772	Fortaleza dos Valos (RS)	29°00'59,76"S, 53°11'19,98"O
Jacuí (Governador Leonel de Moura Brizola)	Jacuí	4,408	180	11,86356896	Salto do Jacuí (RS)	29°04'22"S, 53°12'29"O
Itaúba	Jacuí	13,26	500	32,95435821	Entre Pinhal Grande e Estrela Velha (RS)	29°15'35,777"S, 53°14'07,22"O
Dona Francisca	Jacuí	18,816	125	8,238589553	Entre Nova Palma e Sobradinho (RS)	29°28'18,84"S, 53°16'53,04"O
Castro Alves	Taquari-Antas	5,31	130	8,568133136	Entre Nova Roma do Sul e Nova Prata (RS)	29°0'21"S, 51°23'08"O
Monte Claro	Taquari-Antas	1,608	320,55	21,12703905	Entre Veranópolis, Nova Roma do Sul e Bento Gonçalves (RS)	29°1'46"S, 51°31'19"O
14 de Julho	Taquari-Antas	5,631	100	6,590871643	Entre Cotiporã e Bento Gonçalves (RS)	29°03'58"S, 51°40'28"O
Potência Instalada Total (MW):			1517,25			

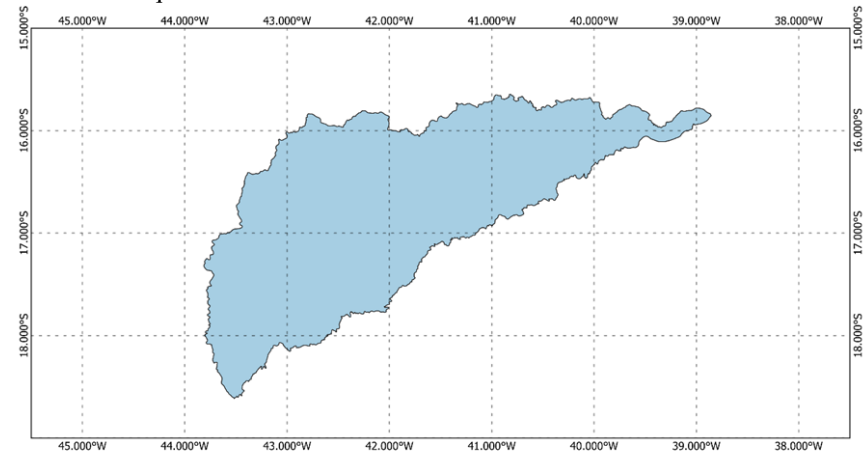
Figura A-10 – Informações da Bacia Jequitinhonha



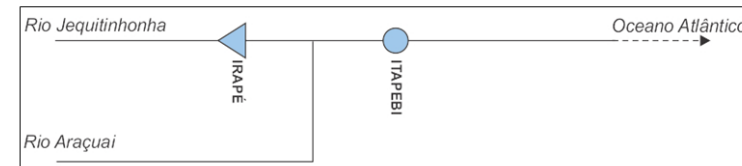
Fonte: ANA



Fonte: ONS



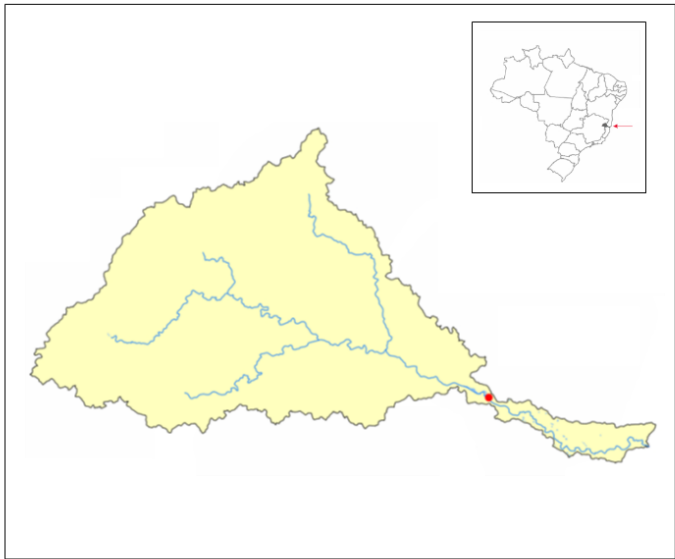
Fonte: ONS



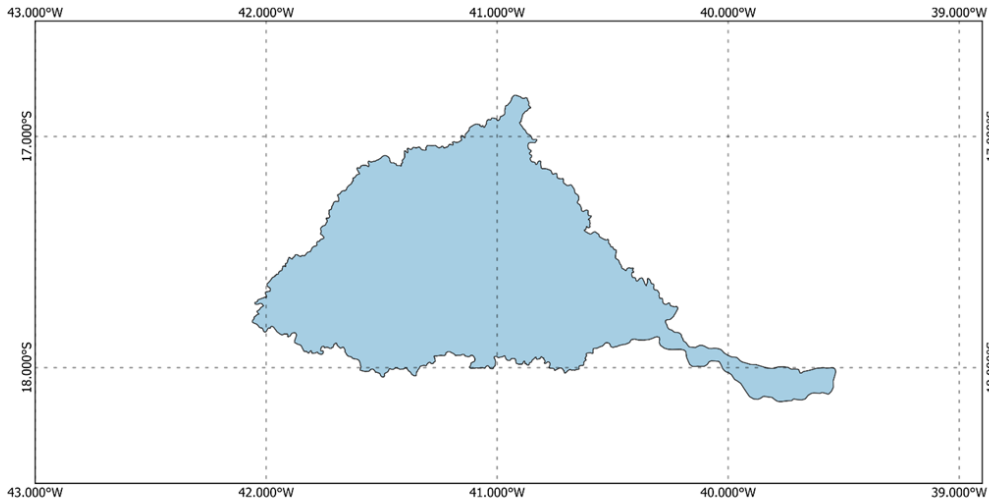
Fonte: ANA

Bacia Jequitinhonha						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Irapé (Presidente Juscelino Kubitschek)	Jequitinhonha	137,449	360	43,79562044	Entre Berilo e Grão Mogol (MG)	16°44'09"S, 42°34'23"O
Itapebi	Jequitinhonha	62,48	462	56,20437956	Itapebi (BA)	15°58'4"S, 39°35'25"O
Potência Instalada Total (MW):			822			

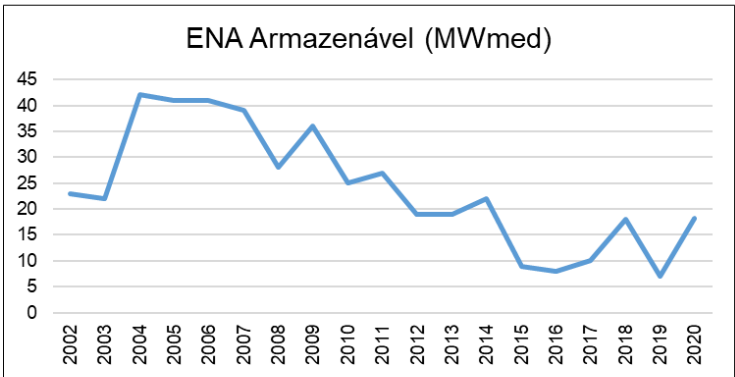
Figura A-11 – Informações da Bacia Mucuri



Fonte: ANA



Fonte: ONS



Fonte: ONS



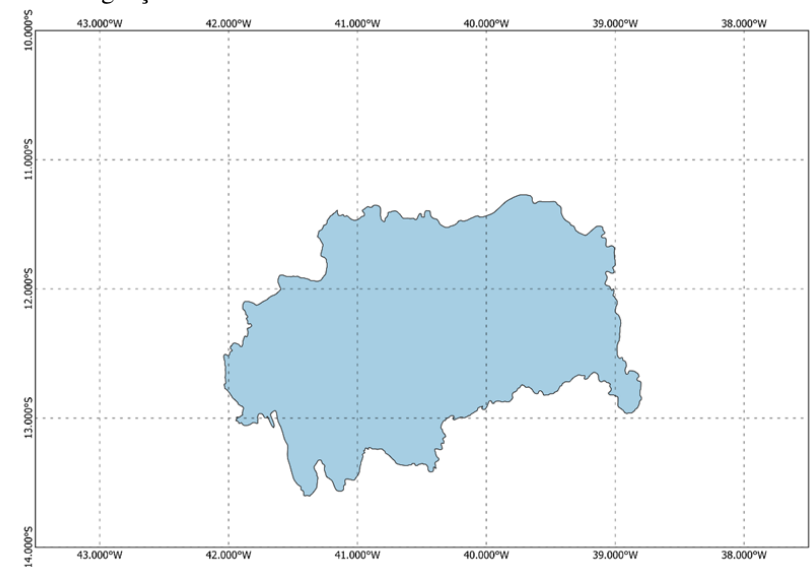
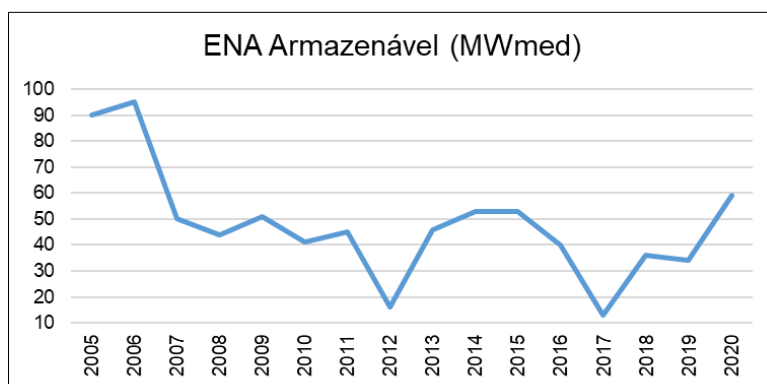
Fonte: ANA

Bacia Mucuri						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Santa Clara	Mucuri	8,318	60	100	Entre Nanuque (MG) Mucuri (BA)	17°53'48"S, 41°12'12.02"O
Potência Instalada Total (MW):			60			

Figura A-12 – Informações da Bacia Paraguaçu



Fonte: ANA



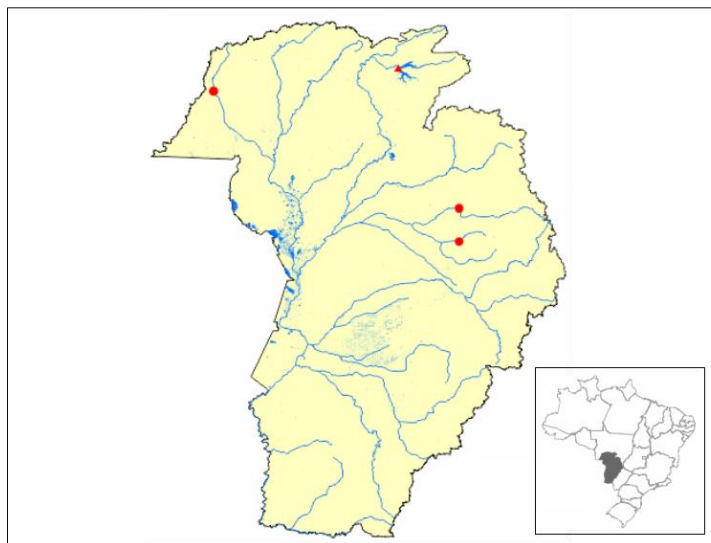
Fonte: ONS



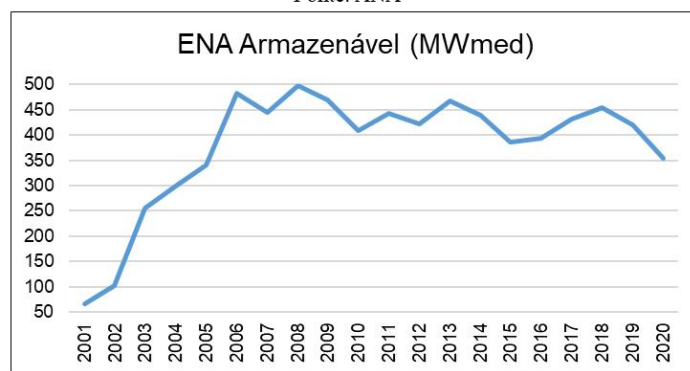
Fonte: ANA

Bacia Paraguaçu						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Pedra do Cavalo	Paraguaçu	186,2	160	100	Entre Governador Mangabeira e Cachoeira (BA)	12°35'11"S, 38°59'54"O
Potência Instalada Total (MW):			160			

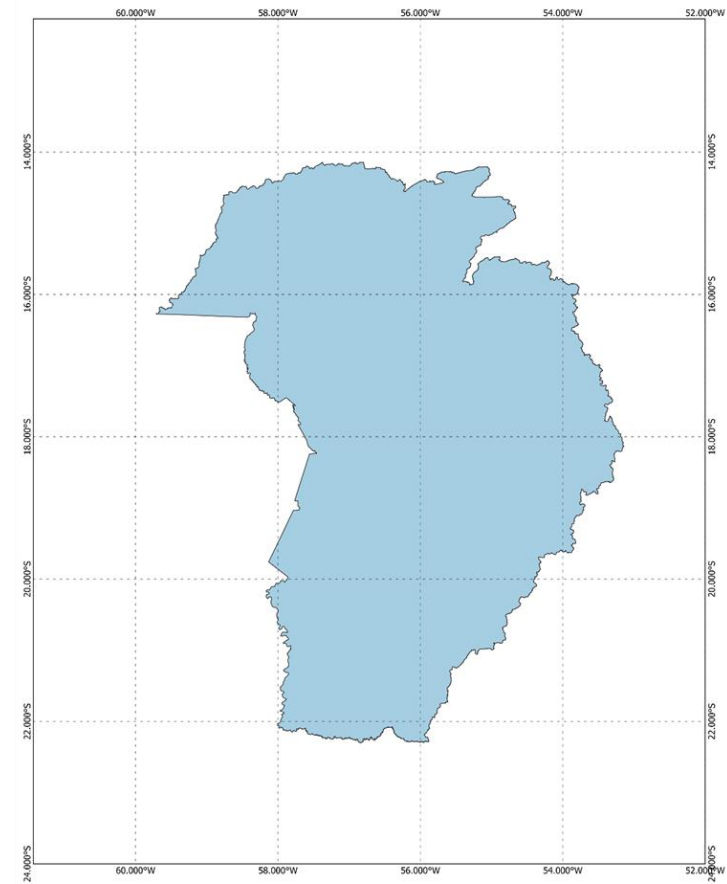
Figura A-13 – Informações da Bacia Paraguai



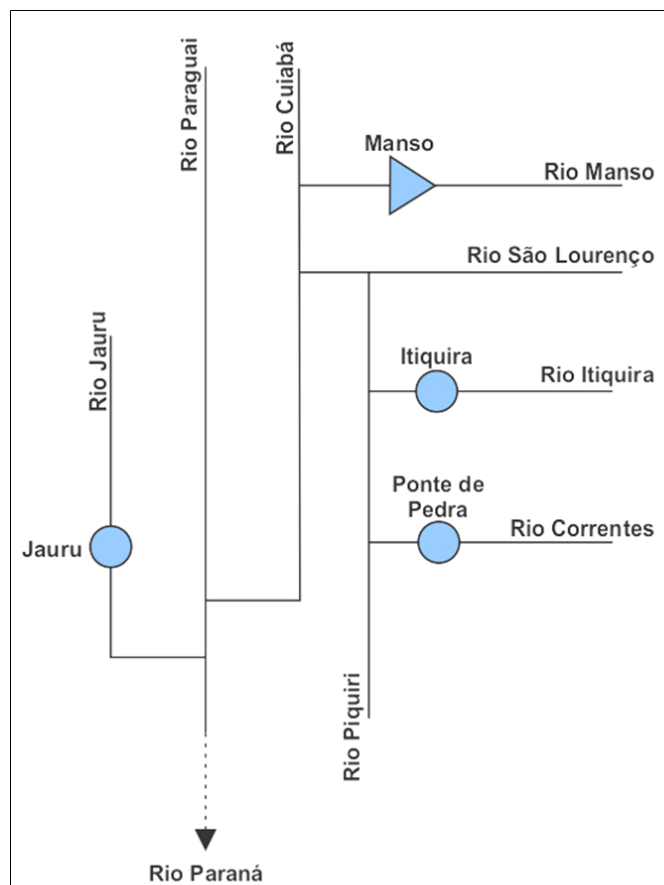
Fonte: ANA



Fonte: ONS



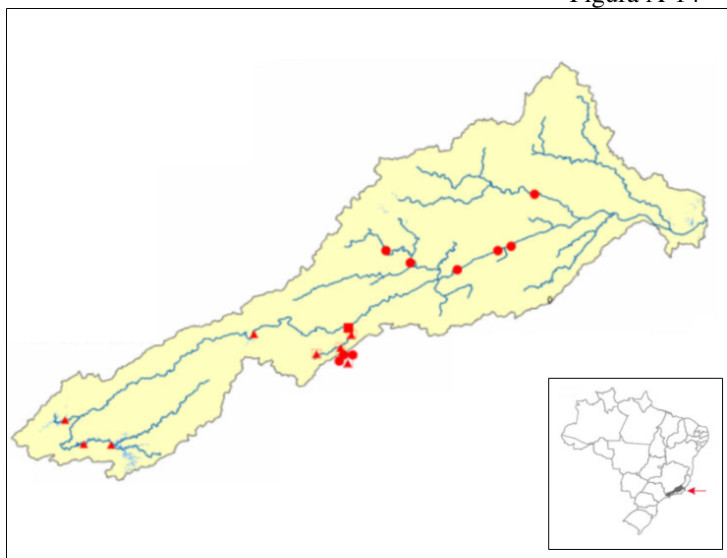
Fonte: ONS



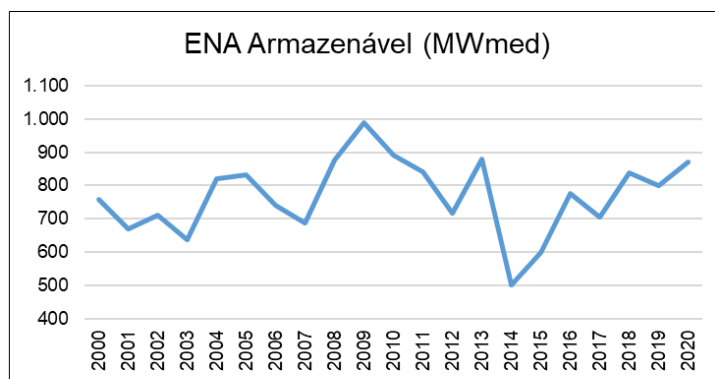
Fonte: ANA

Bacia Paraguai						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km ²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Jauru	Jauru	2,497	121,5	18,27067669	Entre Jauru e Indaiavá (MT)	15°14'10,3"S, 58°43'39,2"O
Manso	Manso	383,066	210	31,57894737	Chapada dos Guimarães e Nova Brasilândia (MT)	14°52'19"S, 55°47'12,3"O
Itiquira	Itiquira		157,37	23,66466165	Itiquira (MT)	17°4'58"S, 54°52'32"O
Ponte de Pedra	Correntes	16,089	176,13	26,48571429	Entre Itiquira (MT) e Sonora (MS)	17°36'31"S, 54°49'27"O
Potência Instalada Total (MW):			665			

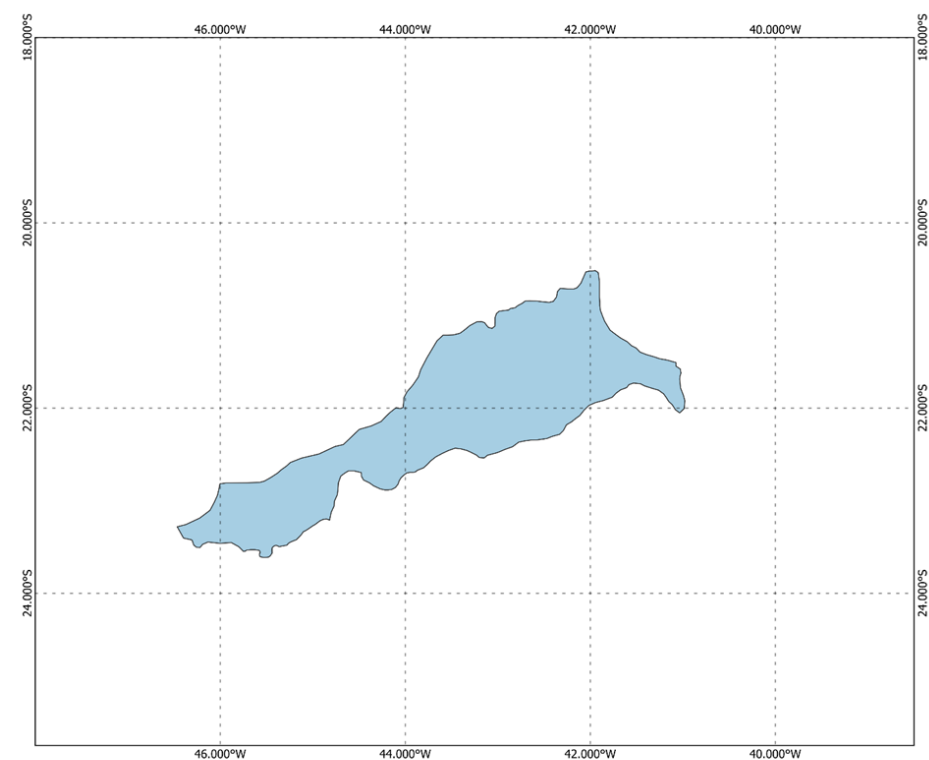
Figura A-14 – Informações da Bacia Paraíba do Sul



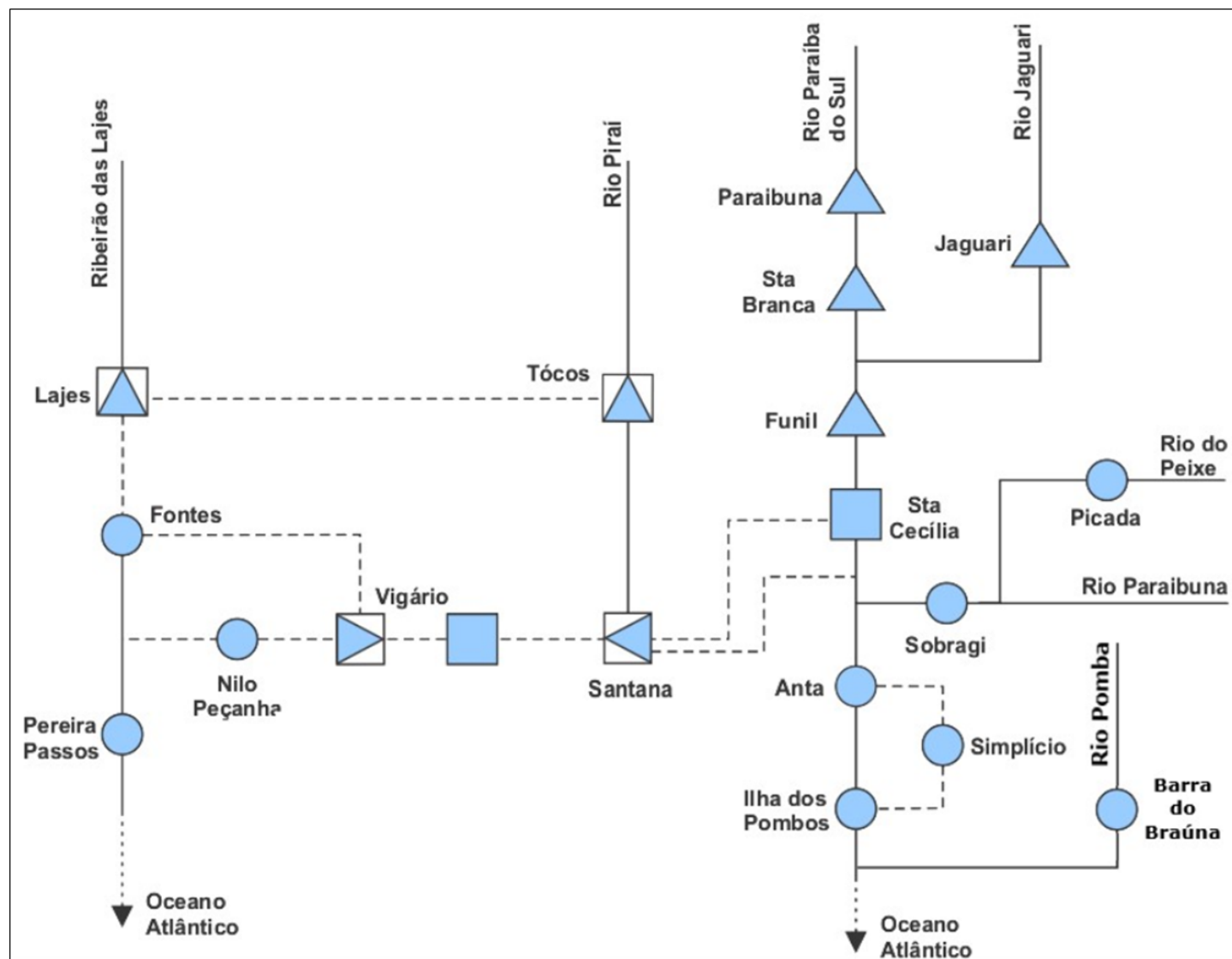
Fonte: ANA



Fonte: ONS

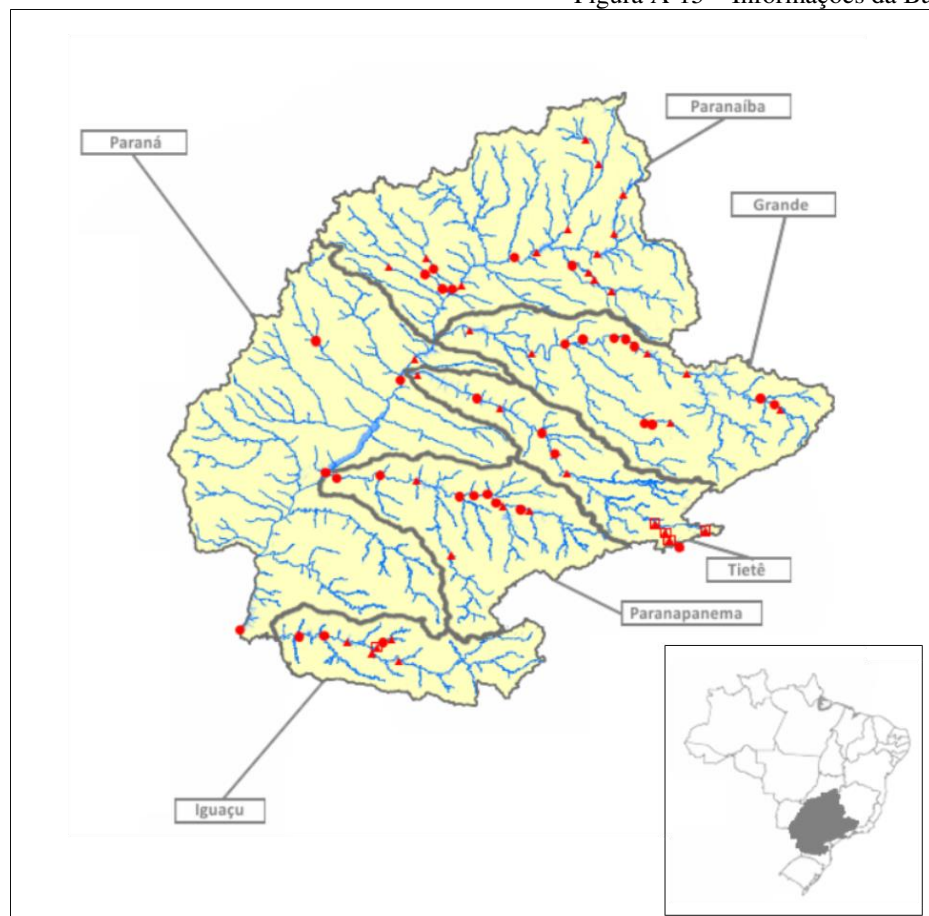


Fonte: INDE

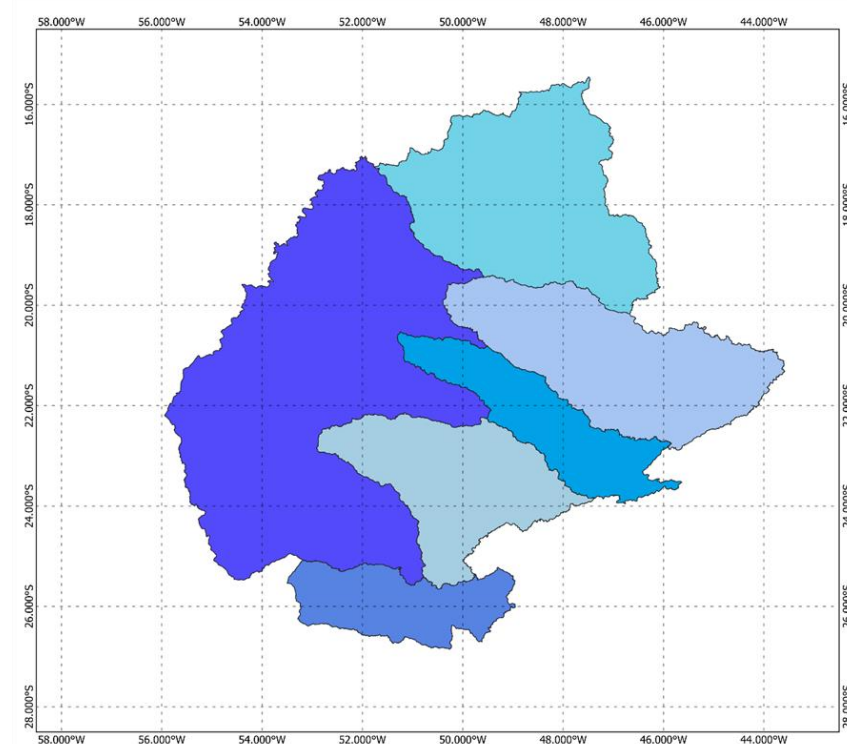


Fonte: ANA

Figura A-15 – Informações da Bacia Paraná (ANA)

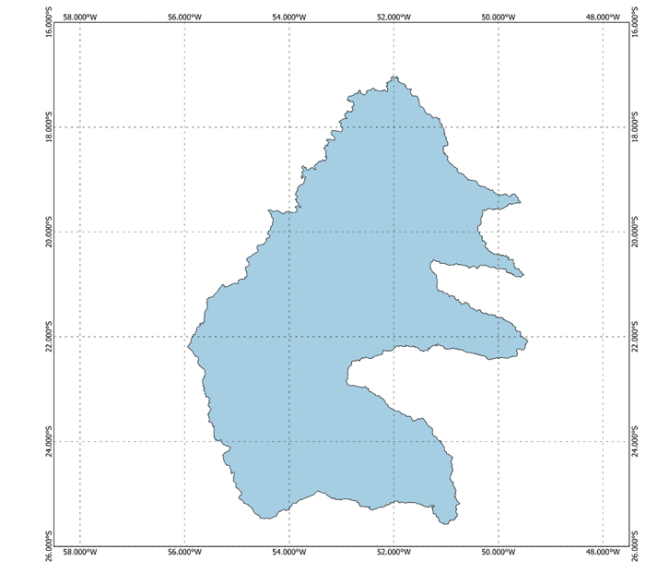


Fonte: ANA

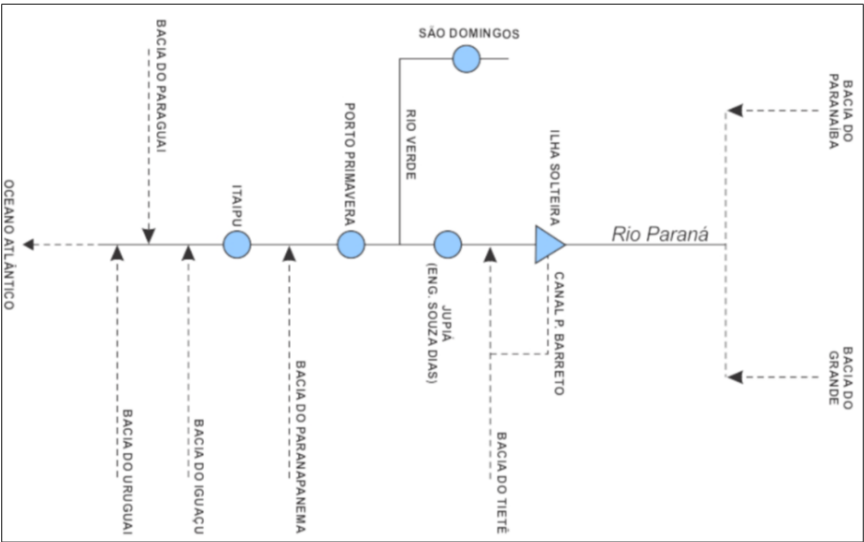


Fonte: ONS

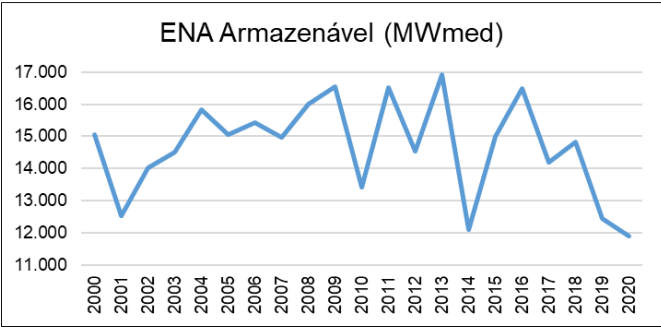
Figura A-16 – Informações da Bacia Paraná (ONS)



Fonte: ONS



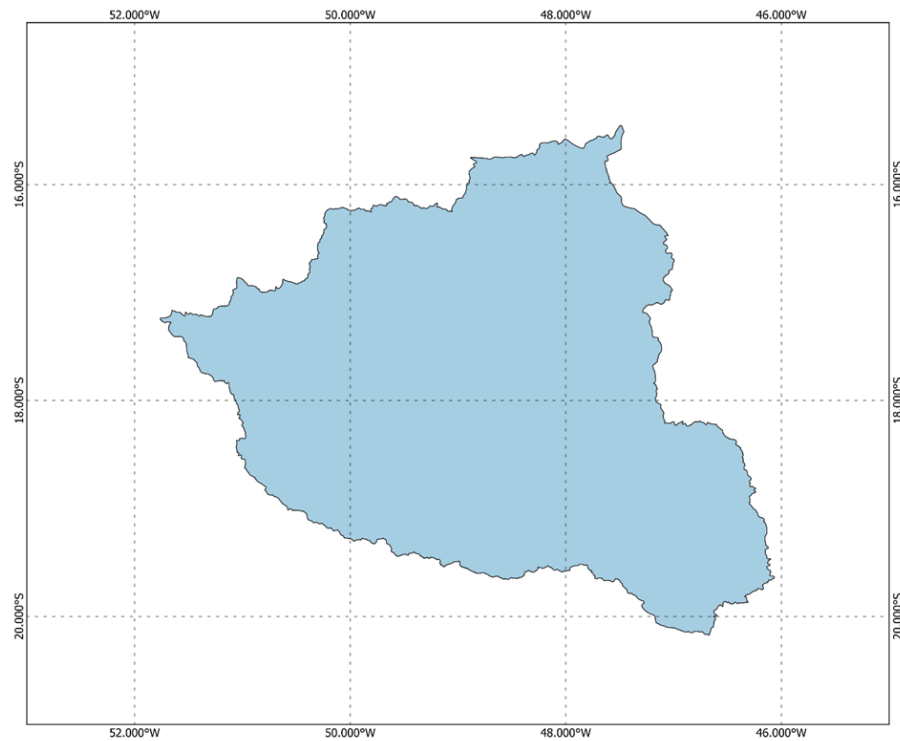
Fonte: ANA



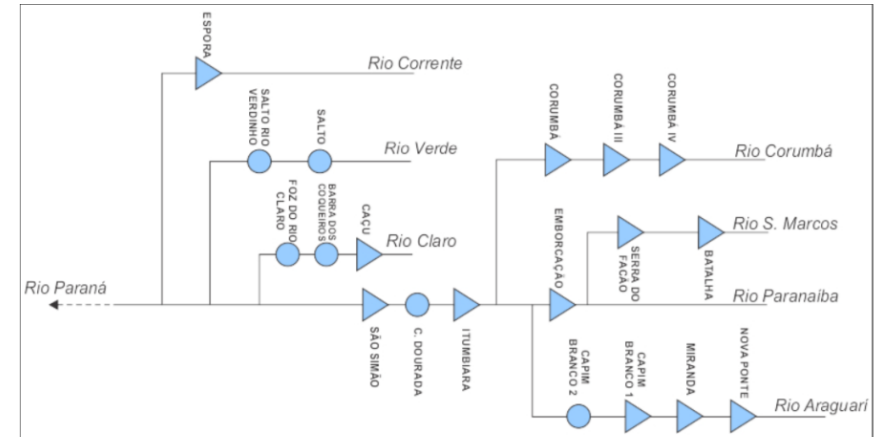
Fonte: ONS

Bacia Paraná						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Itaipu	Paraná	1350	14000	68.02	Foz do Iguaçu (PR) e Hernandarias (Paraguai)	25°24'28"S, 54°35'24"O
Porto Primavera (Engenheiro Sérgio Motta)	Paraná	2017,02	1540	7,48	Rosana (SP) e Batayporã (MS)	22°28'S, 52°58'O
São Domingos	Verde	17	48	0,23	Água Clara e Ribas do Rio Pardo (MS)	20°3'55"S, 53°11'33"O
Jupiá (Eng. Souza Dias)	Paraná	318,24	1551,2	7,54	Entre Andradina e Castilho (SP) e Três Lagoas (MS)	20°47'S, 51°38'O
Ilha Solteira	Paraná	1245,215	3444	16,73	Entre Ilha Solteira (SP) e Selvíria (MS)	20°23'S, 51°22'O
Potência Instalada Total (MW):			20583,2			

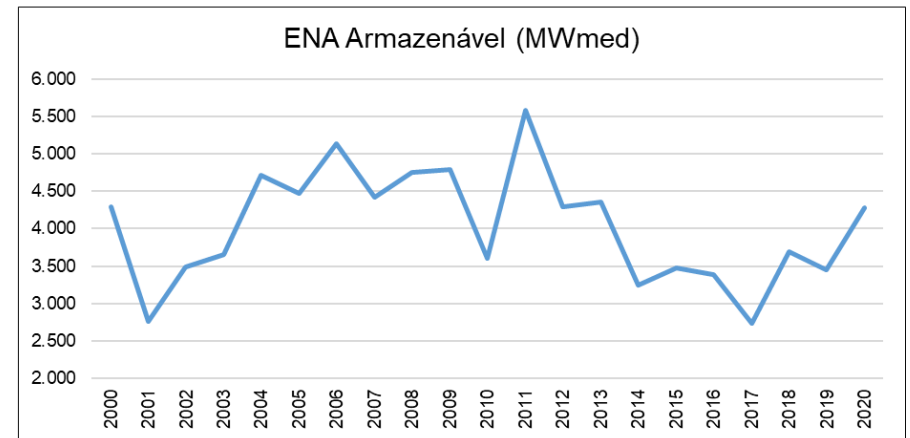
Figura A-17 – Informações da Bacia Paranaíba



Fonte: ONS

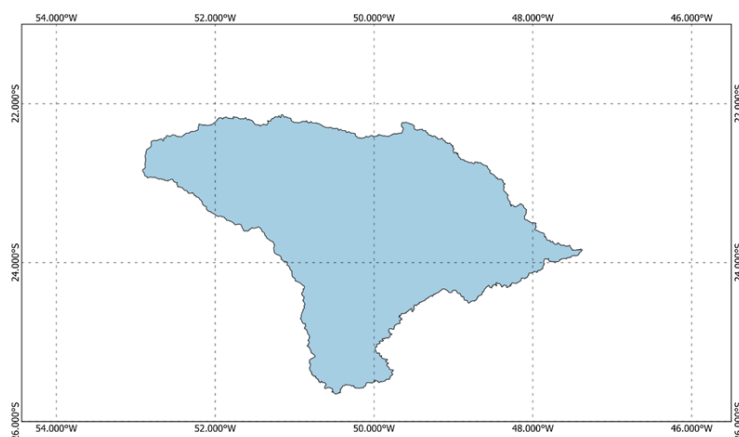


Fonte: ANA

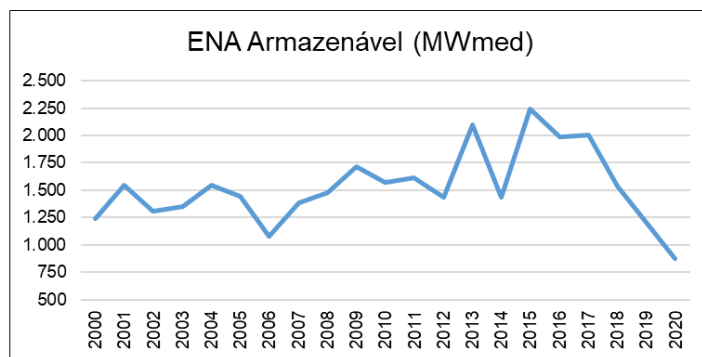


Fonte: ONS

Figura A-18 – Informações da Bacia Paranapanema



Fonte: ONS



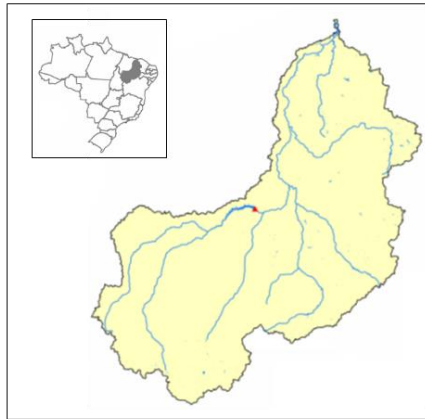
Fonte: ONS



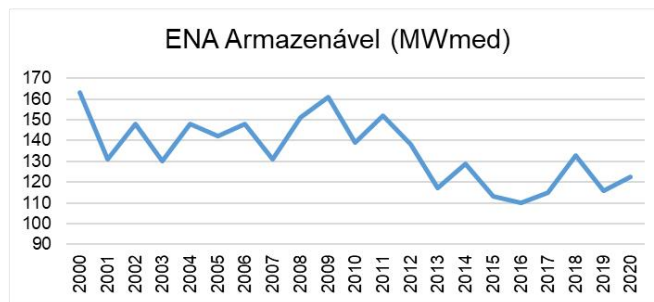
Fonte: ANA

Bacia Paranapanema						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Rosana	Paranapanema	205,63	354	12,84	Entre Rosana (SP) e Diamante do Norte (PR)	22°36'5"S, 52°52'18"O
Taquaruçu	Paranapanema	81,64	554	20,09	Entre Sandovalina (SP) e Itaguajé (PR)	22°32'29"S, 51°59'56"O
Capivara	Paranapanema	633,38	619	22,45	Taciba (SP) e Porecatu (PR)	22°39'33"S, 51°21'33"O
Mauá (Governador Jayme Canet Júnior)	Tibagi	83,9	363	13,16	Entre Telêmaco Borba e Ortigueira (PR)	24°03'48" S, 50°42'05" O
Canoas I	Paranapanema	27,332	82,5	2,99	Entre Itambaracá (PR) e Cândido Mota (SP)	22°56'25"S, 50°31'0"O
Canoas II	Paranapanema	21,347	72	2,61	Entre Palmital (SP) e Andirá (PR)	22°56'17"S, 50°15'2"O
Lucas Nogueira Garcez (Salto Grande)	Paranapanema	13,06	74	2,68	Entre Salto Grande (SP) e Cambará (PR)	22°54'14"S, 49°59'52"O
Ourinhos	Paranapanema	4,714	44,1	1,60	Entre Ourinhos (SP) e Jacarezinho (PR)	23°4'4"S, 49°50'15"O
Chavantes	Paranapanema	402,53	414	15,01	Entre Chavantes (SP) e Ribeirão Claro (PR)	23°7'34"S, 49°43'51"O
Piraju	Paranapanema	14,983	80	2,90	Piraju (SP)	23°9'23"S, 49°22'48"O
Jurumirim (Armando Avellanay Laydner)	Paranapanema	463,33	100,9	3,66	Entre Cerqueira César e Piraju (SP)	23°12'34"S, 49°13'48"O
Potência Instalada Total (MW):			2757,5			

Figura A-19 – Informações da Bacia Parnaíba

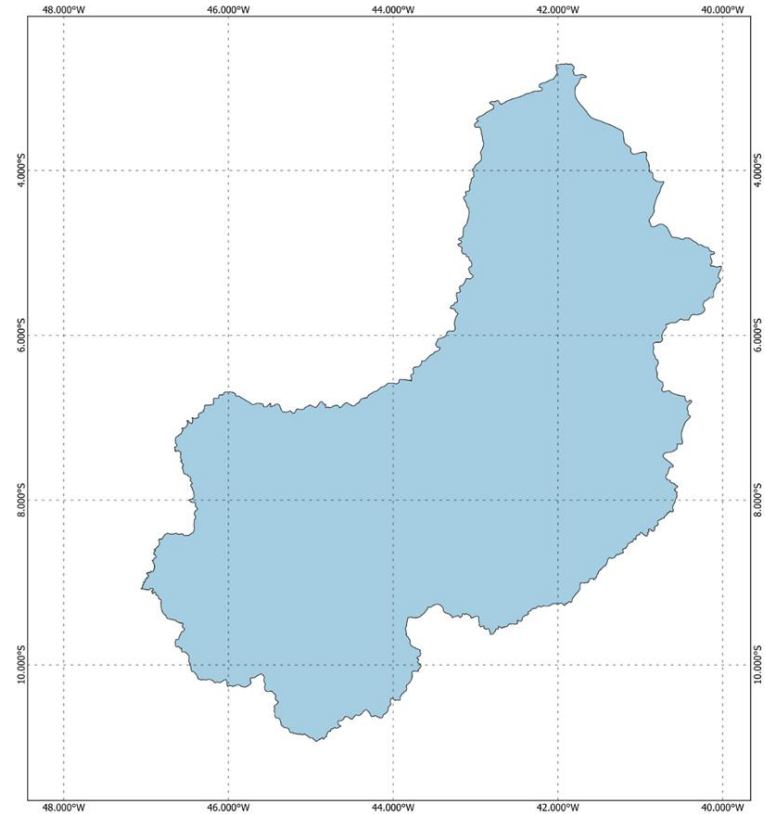


Fonte: ANA



Fonte: ONS

Bacia Parnaíba						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Boa Esperança	Parnaíba	352,2	237,3	100	Guadalupe (PI)	6° 50' S, 43° 34' O
Potência Instalada Total (MW):			237,3			

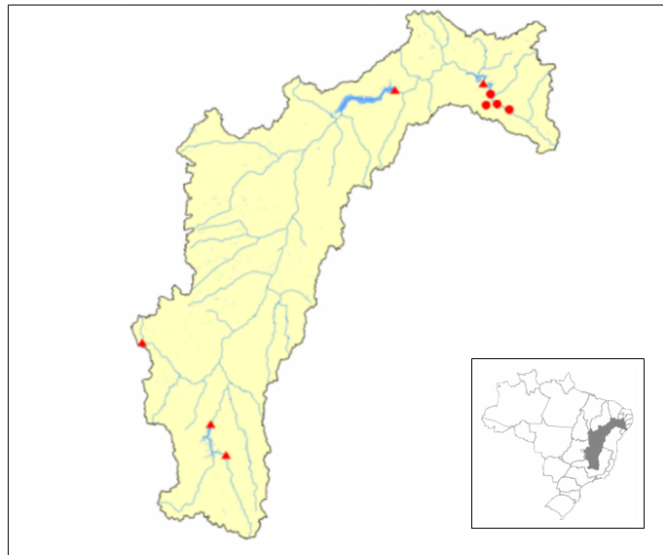


Fonte: ONS

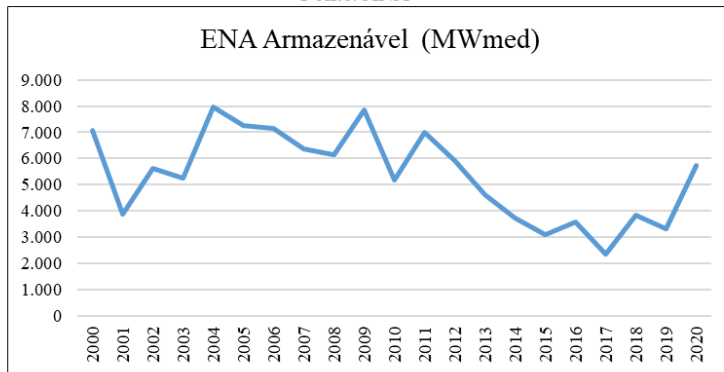


Fonte: ANA

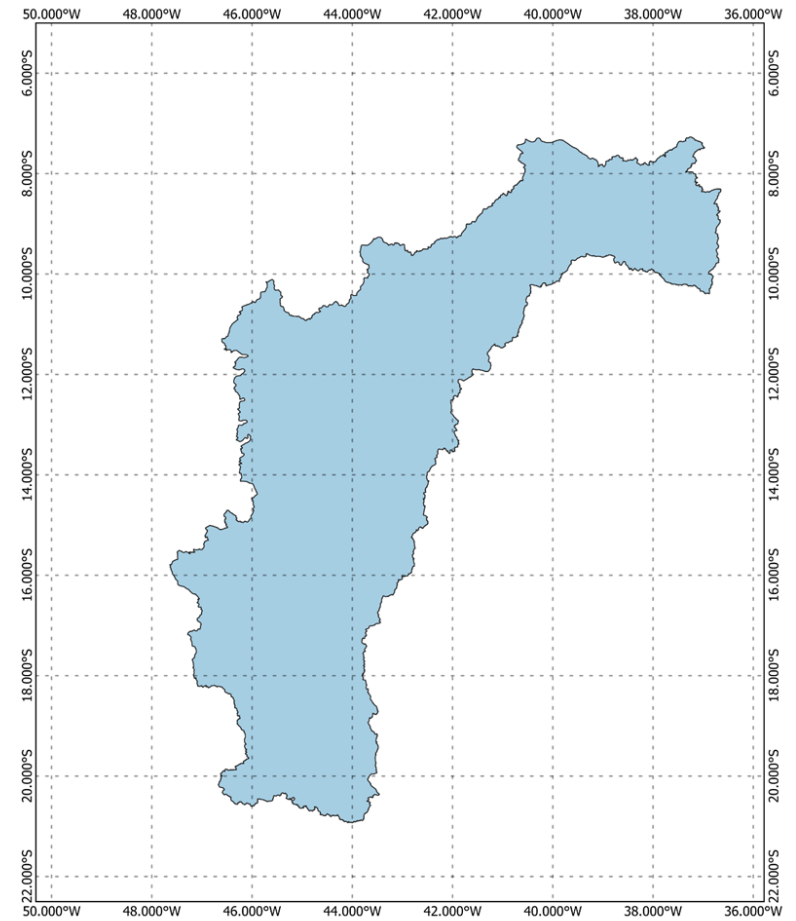
Figura A-20 – Informações da Bacia São Francisco



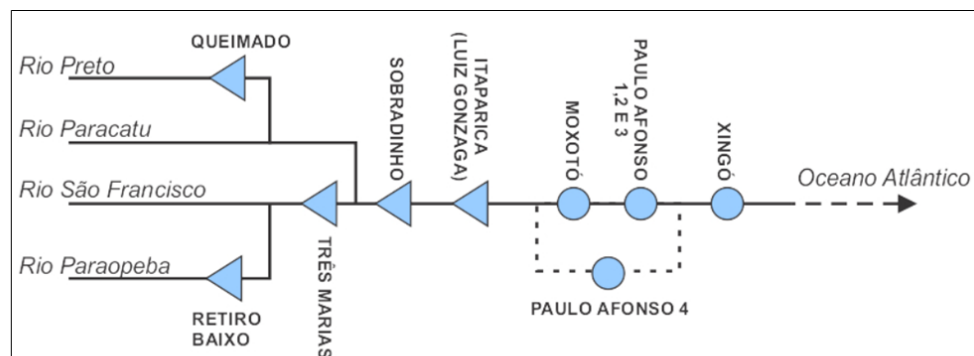
Fonte: ANA



Fonte: ONS



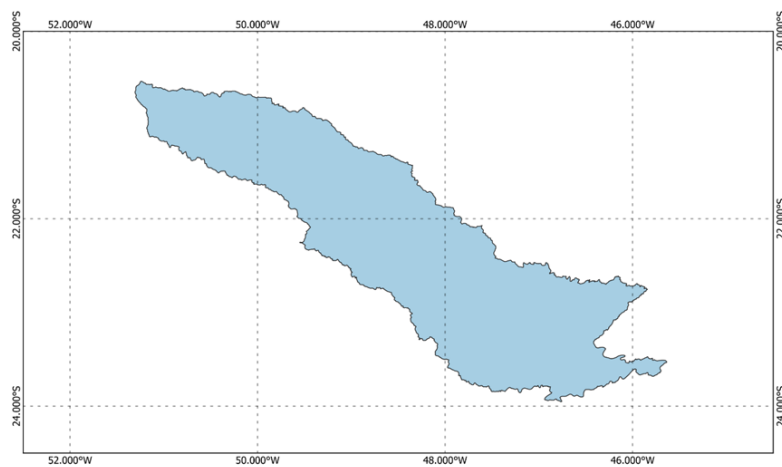
Fonte: ONS



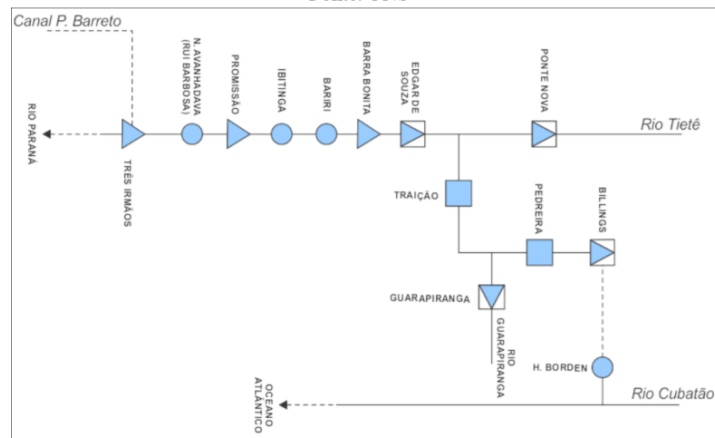
Fonte: ANA

Bacia São Francisco						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Retiro Baixo	Paraopeba	22,58	82	0,78	Entre Curvelo e Pompeu (MG)	18°52'46"S, 44°46'34"O
Três Marias	São Francisco	1054,6	387,6	3,68	Entre Três Marias e São Gonçalo do Abaeté (MG)	18°12'54"S, 45°15'33"O
Queimado	Preto	38,689	105	1,00	Entre Unai (MG) e Cristalina (GO)	16°12'38"S, 47°19'24"O
Sobradinho	São Francisco	3984,965	1050,3	9,96	Entre Sobradinho e CasaNova (BA)	9°35'00"S, 40°50'00"O
Itaparica (Luiz Gonzaga)	São Francisco	828	1479,6	14,03	Entre Petrolândia (PE) e Glória (BA)	9°6'00"S, 38°19'00"O
Paulo Afonso 4	São Francisco	12,9	2462,4	23,35	Paulo Afonso (BA)	9°22'00"S, 38°16'00"O
Moxotó (Apolônio Sales)	São Francisco	98	400	3,79	Entre Delmiro Gouveia (AL) e Paulo Afonso (BA)	9°17'00"S, 38°11'00"O
Paulo Afonso 1, 2 e 3	São Francisco	4,11	1417,2	13,44	Entre Delmiro Gouveia (AL) e Paulo Afonso (BA)	9°22'00"S, 38°16'00"O
Xingó	São Francisco	62,056	3162	29,98	Canindé do São Francisco (SE)	9°37'00"S, 37°47'00"O
Potência Instalada Total (MW):			10546,1			

Figura A-21 – Informações da Bacia Tietê

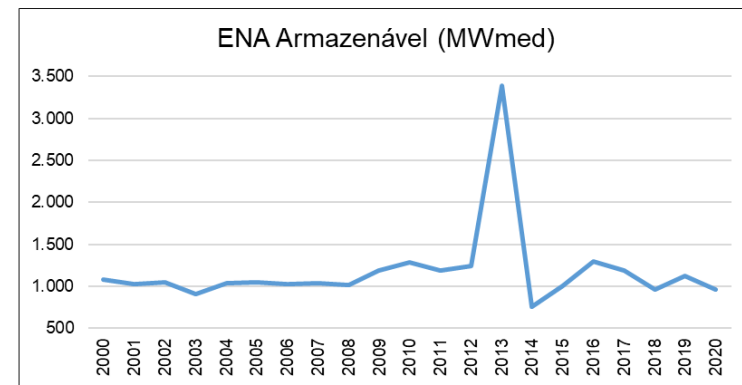


Fonte: ONS



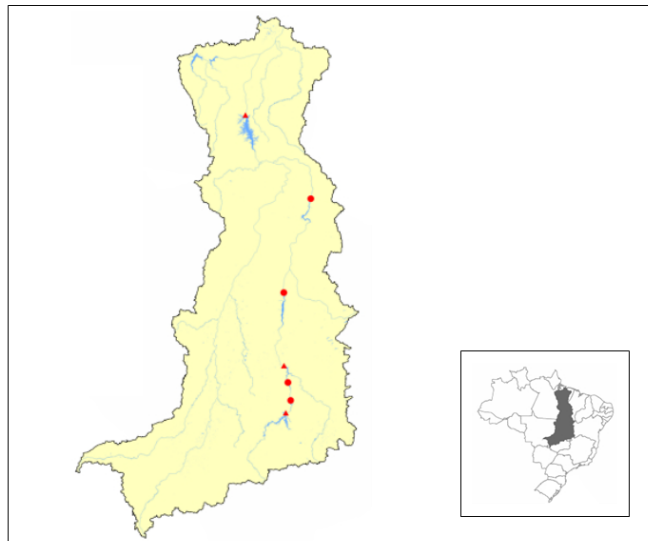
Fonte: ANA

Bacia Tietê					
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem
Três Irmãos	Tietê	696,01	807,5	29,72	Entre Pereira Barreto e Andradina (SP)
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	Tietê	218,661	347,4	12,79	Entre Buritama e Brejo Alegre (SP)
Promissão (Mário Lopes Leão)	Tietê	596,65	264	9,72	Entre Promissão e Ubarana (SP)
Ibitinga	Tietê	100,418	131,49	4,84	Ibitinga (SP)
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	Tietê	53,188	136,8	5,04	Entre Bariri e Boracéia (SP)
Barra Bonita	Tietê	307,71	140,76	5,18	Entre Barra Bonita e Igarapé do Tietê (SP)
Pinheiros (Represa Billings) e das Pedras (Reservatório Rio das Pedras)		4723	889	32,72	Cubatão (SP)
Henry Borden					
Potência Instalada Total (MW):			2716,95		

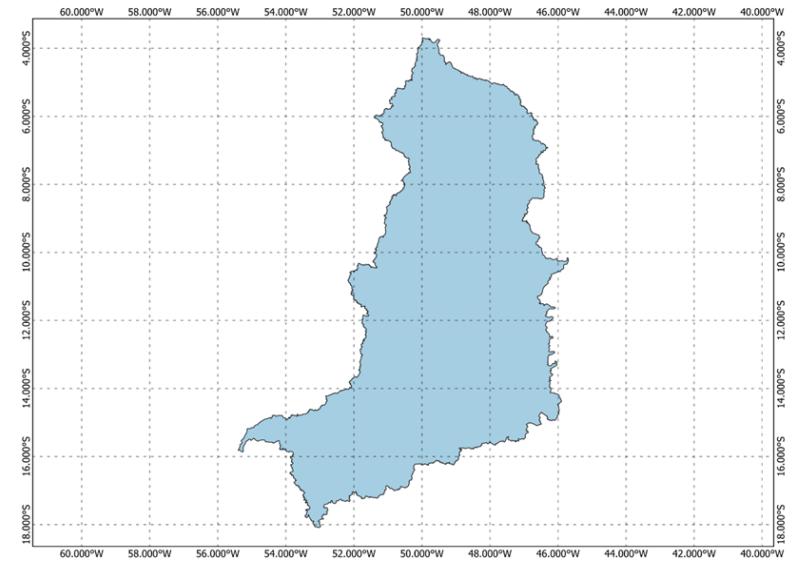


Fonte: ONS

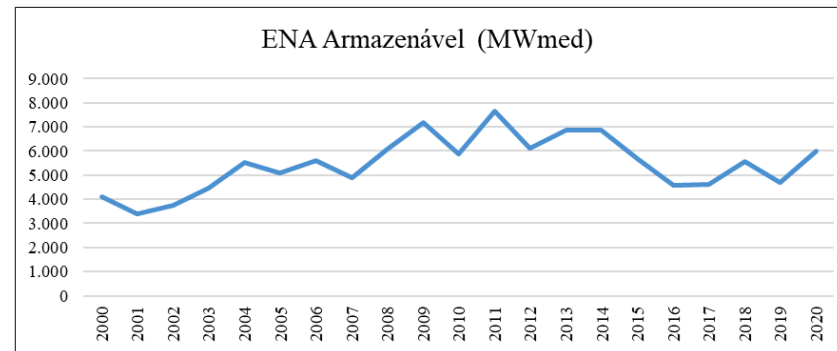
Figura A-22 – Informações da Bacia Tocantins



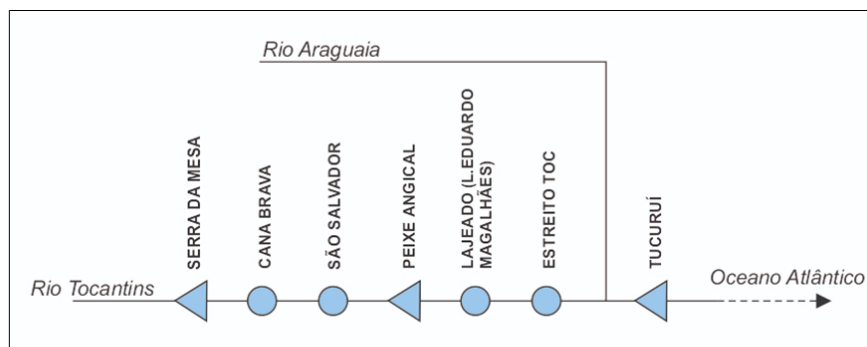
Fonte: ANA



Fonte: ONS



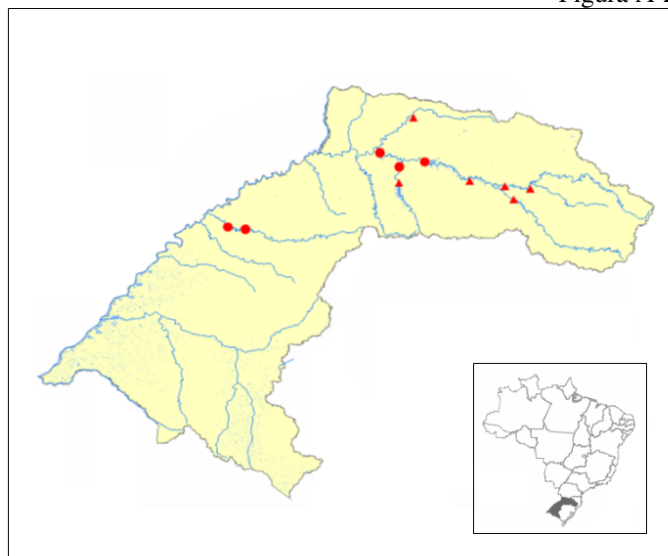
Fonte: ONS



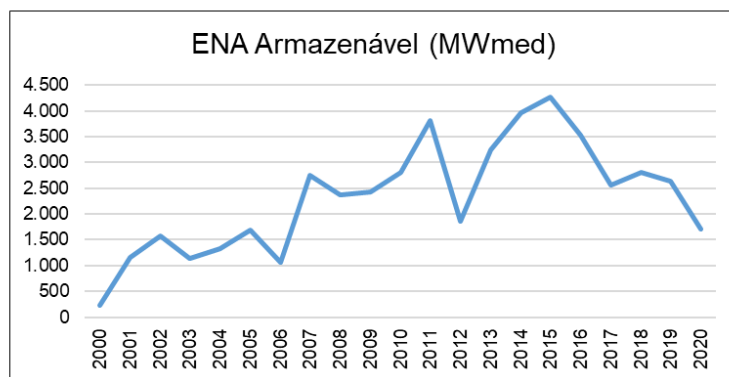
Fonte: ANA

Bacia Tocantins						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km ²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
Serra da Mesa	Tocantins	1782,12	1275	9,94	Minaçu (GO)	13°49'44"S, 48°18'24"O
Cana Brava	Tocantins	129,036	450	3,51	Cavalcante (GO)	13°24'13"S, 48°8'18"O
São Salvador	Tocantins	99,213	243,2	1,90	Paraná (TO)	12°48'31"S, 48°14'18"O
Peixe Angical	Tocantins	266,12	498,75	3,89	Entre Peixe e São Salvador do Tocantins (TO)	12°14'16,6"S, 48°23'08"O
Luís Eduardo Magalhães (Lajeado)	Tocantins	731,502	902,5	7,04	Miracema do Tocantins e Lajeado (TO)	9°45'26"S, 48°22'17"O
Estreito	Tocantins	555	1087	8,47	Estreito (MA)	6° 35' 11" S, 47° 27' 27" O
Tucuruí	Tocantins	2850	8370	65,26	Tucuruí (PA)	3°49'54"S, 49°38'34"O
Potência Instalada Total (MW):			12826,45			

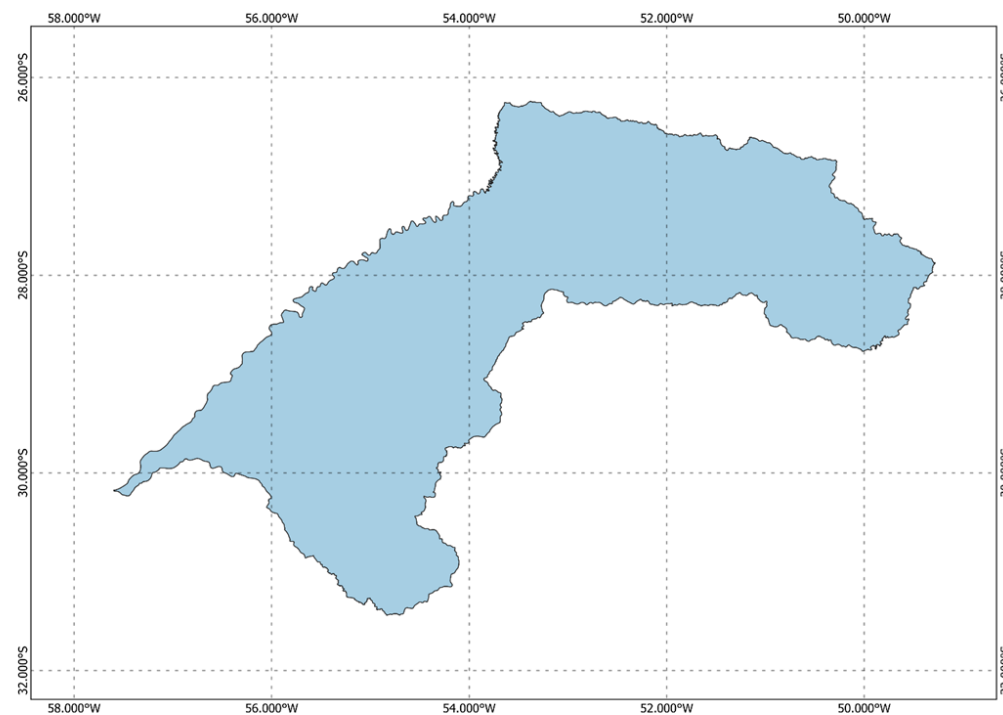
Figura A-23 – Informações da Bacia Uruguai



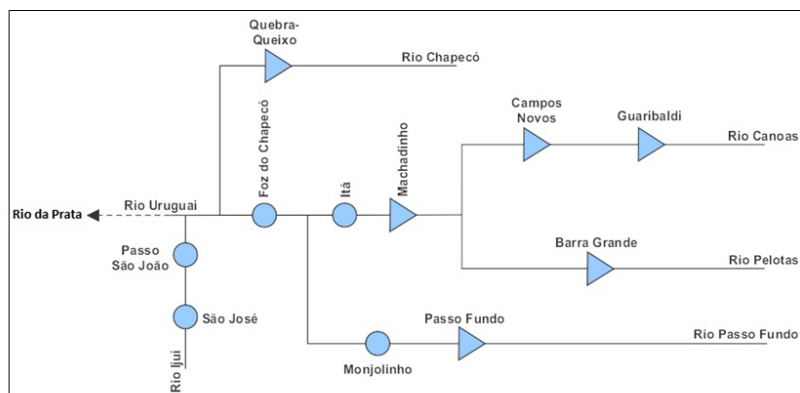
Fonte: ANA



Fonte: ONS



Fonte: ONS



Fonte: ANA

Bacia Uruguai						
Usina	Rio	Área do Reservatório (km²)	Potência Instalada (MW)	Porcentagem da CI total (%)	Localização da Barragem	Coordenadas Geográficas
São José	Ijuí	24,53	51	0,89	Entre Rolador e Salvador das Missões (RS)	28°10'26"S, 54°48'51"O
Passo São João	Ijuí	25,24	77	1,34	Entre Roque Gonzales e Dezesesseis de Novembro (RS)	28°7'55"S, 55°3'17"O
Quebra Queixo	Chapecó	5,54	120	2,09	Entre Ipuacu e São Domingos (SC)	26°40'00"S, 52°33'00"O
Foz do Chapecó	Uruguai	79,2	855	14,87	Alpestre (RS)	27°08'22"S, 53°02'50"O
Monjolinho (Alzir dos Santos Antunes)	Passo Fundo	5,46	74	1,29	Entre Nonoai e Faxinalzinho (RS)	27°20'43"S, 52°43'51"O
Passo Fundo	Passo Fundo	139,84	220	3,83	Entre Rios do Sul (RS)	27°33'08"S, 52°44'26"O
Itá	Uruguai	143,07	1450	25,22	Aratiba (RS)	27°16'38"S, 52°22'38"O
Machadinho (Carlos Ermírio de Moraes)	Uruguai	80,494	1140	19,83	Entre Piratuba (SC) e Maximiliano de Almeida (RS)	27°31'31"S, 51°42'30"O
Campos Novos	Canoas	35,953	880	15,31	Campos Novos (RS)	27°36'00"S, 51°19'00"O
Garibaldi	Canoas	26,79	191,9	3,34	Entre Abdon Batista e Cerro Negro (SC)	27°38'12"S, 51°0'4"O
Barra Grande	Pelotas	90,736	690	12,00	Entre Anita Garibaldi (SC) e Pinhal da Serra (RS)	27°46'35"S, 51°11'22"O
Potência Instalada Total (MW):			5748,9			

APÊNDICE B – CÓDIGO IMPLEMENTADO NO PYTHON

O código desenvolvido em Python está disponível no link a seguir:
<https://tinyurl.com/xtm34s5c>.