

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL
CURSO DE ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL

Júlia Mella Massing

**AVALIAÇÃO DA PEGADA HÍDRICA DE APROVEITAMENTOS
HIDRELÉTRICOS BRASILEIROS**

Florianópolis

2021

Júlia Mella Massing

**AVALIAÇÃO DA PEGADA HÍDRICA DE APROVEITAMENTOS
HIDRELÉTRICOS BRASILEIROS**

Trabalho Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Sanitária e Ambiental

Orientador: Prof. Pedro Luiz Borges Chaffe, Dr.

Florianópolis

2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Massing, Júlia Mella

Avaliação da pegada hídrica de aproveitamentos
hidrelétricos brasileiros / Júlia Mella Massing ;
orientador, Pedro Luiz Borges Chaffe, 2021.

90 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental,
Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Sanitária e Ambiental. 2. Pegada hídrica.
3. Usinas hidrelétricas. 4. Evaporação. 5. Geração de
energia. I. Chaffe, Pedro Luiz Borges. II. Universidade
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
Sanitária e Ambiental. III. Título.

Júlia Mella Massing

**AVALIAÇÃO DA PEGADA HÍDRICA DE APROVEITAMENTOS
HIDRELÉTRICOS BRASILEIROS**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do título de “Bacharel em Engenharia Sanitária e Ambiental” e aprovado em sua forma final pelo Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental

Florianópolis, 12 de maio de 2021.

Prof. Pedro Luiz Borges Chaffe, Dr.
Orientador

Profª. Maria Elisa Magri, Dra.
Coordenadora do Curso de Engenharia Sanitária e Ambiental

Banca examinadora:

Prof. Leonardo Hoinaski, Dr.

Prof. Roberto Valmir da Silva, Dr.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina por me proporcionar um ensino de qualidade, público, cheio de oportunidades e grandes experiências que ajudaram a moldar a pessoa que sou hoje. À todos os professores do Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental por contribuir na minha formação acadêmica.

Ao professor Pedro, por me apresentar a Hidrologia e me dar a oportunidade e privilégio de ser sua orientanda. Por todo o incentivo, aprendizado e paciência. Por ser uma grande parte da minha formação, pela vivência e oportunidades que obtive estando dentro do Labhidro. Muito obrigada!

À minha família, por sempre apoiar minhas decisões. Aos meus pais Mariângela e Jackson, por me prover todas as oportunidades e incentivos aos estudos desde sempre. Aos meus irmãos, Joanna e Luiz Gustavo, por estarem presentes sempre, me apoiarem e me aturarem. Ao Otto por estar sempre ao meu lado, todos os dias e noites.

Aos amigos que fiz ao longo da graduação. Obrigada aos amigos da 14.2 e agregados por estar comigo até o final, por me apoiar e ajudar sempre que precisei. Vocês fizeram meus dias mais felizes. Obrigada pelos cafezinhos e pelas risadas, essa jornada foi incrível e ter sido com vocês fez toda a diferença.

Obrigada aos amigos do Labhidro, por toda ajuda, apoio, seminários, encontros, barzinhos, artigos, risadas. A amizade também faz parte da ciência. Em especial ao Pedro e Gabriel por estarem sempre ali comigo me aturando, vocês são incríveis.

Aos professores Leonardo e Roberto, pela leitura, avaliação e contribuições que ajudaram a construir a versão final deste trabalho, e contribuíram para minha formação até o último minuto. Muito obrigada.

RESUMO

Usinas hidrelétricas correspondem a 16% da matriz renovável energética mundial e no caso do Brasil esse número chega a 63%. Os impactos do setor elétrico na disponibilidade de recursos hídricos podem ser significativos se considerado o aumento de evaporação ocasionado pela construção dos reservatórios. Um índice que estima o consumo de água para a produção energética é a pegada hídrica. Este trabalho buscou avaliar a pegada hídrica de aproveitamentos hidrelétricos brasileiros. Foram utilizados dados de 132 hidrelétricas do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), aplicando o modelo WREVAP para o cálculo da evaporação. Foi aplicado o WAVE+ (*Water Accounting and Vulnerability Evaluation Model*), que contabiliza a recirculação e vulnerabilidade da bacia, na pegada hídrica. Também, a presença de tendência significativa e magnitude foram estimadas pelo teste de Mann-Kendall e estimador de declividade de Theil-Sen. O valor médio encontrado de pegada hídrica foi de $77,7 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$, sendo o valor máximo médio de $1.237 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ na usina de Balbina na região amazônica. O menor valor médio de pegada hídrica foi de Salto Pilão, de $0,1 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$. No geral, menores valores foram encontrados nas regiões hidrográficas do sul e maiores valores no nordeste e centro-oeste, acompanhando os valores de insolação, que é uma variável determinante na estimativa da evaporação. Também, Reservatórios com maior relação A/PO obtiveram pegadas hídricas maiores, o que torna este um bom indicador da pegada hídrica. Concluiu-se que o modelo WAVE+ deve ser considerado principalmente para bacias mais áridas, além de ter maior sensibilidade na escala de tempo mensal. Com o cálculo da tendência foi possível observar um aumento das magnitudes máximas e diminuição das magnitudes mínimas das séries de pegada hídrica, o que indica uma grande variabilidade nas séries. Usinas com uma grande área alagada que tem um baixo valor de pegada hídrica possuem uma maior eficiência na geração de energia comparado à quantidade de água consumida. O consumo elevado de água de usinas hidrelétricas contribui para o estímulo de outras fontes de energia renováveis com baixa pegada hídrica.

Palavras-chave: Pegada hídrica, evaporação, hidroeletricidade, usinas hidrelétricas, WAVE+.

ABSTRACT

Hydropower plants correspond to 16% of the global renewable energy mix and in Brazil reaches 63%. Electricity sector impacts on water resources availability can be significant if one considers the increased evaporation caused by the construction of reservoirs. An index that estimates water consumption for energy production is water footprint. This work sought to evaluate the water footprint of Brazilian hydropower plants. Data from 132 hydroelectric plants from the National Electric System Operator (ONS) were used, using WREVAP model to calculate evaporation. The WAVE + (Water Accounting and Vulnerability Evaluation Model) was applied in water footprint, and it accounts for the recirculation and vulnerability of the basin. Also, the presence of significant trend was estimated by the Mann-Kendall test and magnitude by the Theil-Sen slope estimator. The average water footprint found was $77.7 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$, with the average maximum value of $1,237 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ at the Balbina plant in the Amazon region. The lowest average water footprint was Salto Pilão, $0.1 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$. In general, lower values were found in the southern hydrographic regions and higher values in the northeast and central-west, following the insolation values, which is a determining variable for evaporation estimates. Also, reservoirs with a higher A/PO ratio obtained larger water footprints. It makes A/PO a good indicator of water footprint magnitude. It was concluded that the WAVE + model should be considered mainly for arid basins, in addition to having greater sensitivity in monthly time scale. With trend analysis, it was possible to observe an increase in the maximum magnitudes and a decrease in the minimum magnitudes of the water footprint series. It indicates a great variability in the series. Plants with a large flooded area that have a low water footprint value are more efficient in energy production compared to the amount of water consumed. The high water consumption of hydroelectric plants can be stimulating for other renewable energy sources with a low water footprint to ascend.

Keywords: Water footprint, evaporation, hydropower, hydropower dam, WAVE+.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Geração total de energia elétrica mundial, por ano e por fonte.	16
Figura 2 - Matriz energética brasileira, por ano e fonte.	17
Figura 3 - Conceito de pegada hídrica aplicado ao nível de bacia, onde estão representadas as PHs verde e azul. Observa-se que a azul está associada com água superficial e subterrânea e a verde com a água contida no solo e na vegetação.	20
Figura 4 - Modificações no ciclo hidrológico local provocadas pela instalação de uma barragem causando interferência no curso de um rio, representados pela seção do rio e do reservatório. Na figura a, antecedendo a construção da barragem, há a evapotranspiração do solo e vegetação, além da evaporação do rio. Na figura b, após construção da barragem, há o aumento considerável da evaporação pela superfície da água devido a área do reservatório, além da evapotranspiração.	21
Figura 5 – Área de estudo, com a representação dos estados brasileiros, principais rios e as usinas hidrelétricas selecionadas para o estudo.	29
Figura 6 – Classificação climática brasileira de acordo com o IBGE.	30
Figura 7 – Média dos valores utilizados das estações meteorológicas do INMET. Interpolação dos valores realizada com o método IDW (<i>Inverse Distance Weighting</i>).	33
Figura 8 - Esquema de funcionamento do código do modelo WREVAP. Os módulos presentes no modelo correspondem aos possíveis cenários de cálculo de evaporação, sendo eles evaporação real em do solo (CRAE), evaporação em lagos rasos (CRWE) e evaporação em lagos profundos com profundidade fixa e variável (CRLE 1 e 2).	34
Figura 9 - Valores de WDI, BIERrunoff e WAVE+ para as bacias localizadas no Brasil.	38
Figura 10 - Estimativa de evaporação de lago média anual dos reservatórios, em mm ano ⁻¹	41
Figura 11 – Relação entre altitude do reservatório e evaporação anual. O tamanho dos círculos é proporcional as áreas superficiais dos reservatórios.	42

Figura 12 – Regressão linear entre a latitude e a evaporação das UHEs. A linha em vermelho representa a curva de ajuste da correlação entre evaporação e latitude dos reservatórios.....	43
Figura 13 – Diferença entre a evaporação de lago média anual calculada para cada reservatório e a precipitação anual média da estação, utilizada como dado de entrada no algoritmo WREVAP, em mm.....	44
Figura 14 - Valores de Pegada Hídrica para as UHEs do Brasil, em m ³ GJ ⁻¹	46
Figura 15 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica Amazônica (AMZ)....	48
Figura 16 – Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Tocantins-Araguaia (TOC).	49
Figura 17 - Pegada hídrica de UHEs Região Hidrográfica do Parnaíba (PRN).....	49
Figura 18 -Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do São Francisco (SFO).	50
Figura 19 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Atlântico Leste (ATL).	50
Figura 20 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste (ASD).	51
Figura 21 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Atlântico Sul (ASU).	52
Figura 22 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Uruguai (URU). ...	52
Figura 23 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Paraná (PRN).	53
Figura 24 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Paraguai (PRG). ...	54
Figura 25 – Valores médios de pegada hídrica por região hidrográfica.	54
Figura 26 – Pegada hídrica, evaporação e geração de energia mensais da UHE Passo São João, de abril de 2012 a dezembro de 2020.....	56
Figura 27 - Pegada hídrica, evaporação e geração de energia mensais da UHE Machadinho, de fevereiro de 2002 a dezembro de 2020	56

Figura 28 – Volume útil do reservatório da UHE Machadinho desde seu enchimento até o início do ano de 2021. Com destaque para o período de 2020 em que o valor ficou abaixo de zero pela primeira vez desde seu enchimento.....	57
Figura 29 - Comparação com o trabalho de Fischmann (2016) de PH médias anuais estimadas para usinas do Sul do Brasil.....	58
Figura 30 – Regressão linear entre potência outorgada e geração de energia média anual das UHEs. A linha vermelha representa a curva de ajuste de todos os empreendimentos entre geração de energia e potência outorgada. Já a linha pontilhada preta é a correlação dos valores quando descontados os empreendimentos de Belo Monte e Itaipu.	59
Figura 31 – Área superficial ao nível normal de operação, de acordo com a pegada hídrica de cada empreendimento. O tamanho dos círculos é proporcional a geração de energia (em 10^{-4} MWh para melhor ajuste dentro da área do gráfico). Os círculos em verde são UHEs com geração anual média menor que $2,5 \times 10^6$ MWh por ano e os em vermelho são maiores que $2,5 \times 10^6$ MWh por ano. As linhas pontilhadas simbolizam as curvas de ajuste da correlação entre as usinas presentes em cada categoria, sendo a vermelha de geração maior ou igual a $2,5 \times 10^6$ MWh e a verde menor que $2,5 \times 10^6$ MWh.....	60
Figura 32 - Correlação entre área alagada/potência outorgada e a pegada hídrica de cada empreendimento. A linha em vermelho representa a curva de ajuste da correlação entre A/PO e pegada hídrica.....	61
Figura 33 – Distribuição espacial das usinas hidrelétricas, com classificação em escala de cores em relação a pegada hídrica ($m^3 GJ^{-1}$) e escala de tamanhos em relação a Área alagada/Potência outorgada ($km^2 MW^{-1}$).	62
Figura 34 – Gráfico da evaporação e pegada hídrica dos aproveitamentos. A linha vermelha representa a curva de ajuste entre a pegada hídrica e a evaporação	63
Figura 35 - Correlação entre estimativas de PH considerando ou não o fator o WAVE+ e sua influência nas médias. A linha vermelha representa a curva de ajuste entre os valores sendo comparados.	64
Figura 36 – Valores mensais de PH para a UHE Sobradinho, com os valores de PH simples e os valores quando contabilizado o fator WAVE+.....	65

Figura 37 – Relação do desvio padrão da pegada hídrica com e sem WAVE+ das usinas hidrelétricas.	65
Figura 38 - Magnitude das tendências nos valores anuais de a) pegada hídrica mínima e b) pegada hídrica máxima, em ($\text{m}^3 \text{GJ}^{-1} \text{ano}^{-2}$). Os círculos em borda preta representam tendências significativas, ou seja, com p-valor inferior a 0,05.....	66
Figura 39 – Potência outorgada por pegada hídrica de cada empreendimento.	85
Figura 40 – Altitude de acordo com a Pegada hídrica de cada UHE.	85
Figura 41 – Profundidade média por pegada hídrica de cada empreendimento.	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Bacia Hidrográfica, em MW.....	19
Tabela 2 - Pegadas hídricas totais de diferentes fontes de produção de energia.....	23
Tabela 3 – Referências de estimativas encontradas na bibliografia para pegada hídrica em usinas hidrelétricas que utilizam a equação 1.....	25
Tabela 4 - Fontes de dados utilizados no presente trabalho.....	31
Tabela 5 - Variáveis de entrada do programa WREVAP no módulo CRLE.....	34
Tabela 6 – PH médias, máximas e mínimas por região hidrográfica, baseadas nas estimativas de pegada hídrica mensal de cada usina.....	45
Tabela 7 – Informações detalhadas de cada UHE e de sua PH (em $\text{m}^3 \text{GJ}^{-1}$), evaporação anual (em mm) e a estação utilizada para o cálculo da evaporação.....	76
Tabela 8 - Relação de meses descontados por geração excepcionalmente baixa de energia.....	87

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivo geral	14
1.2	Objetivos específicos	14
2	Revisão bibliográfica	16
2.1	Matriz energética	16
2.2	Pegada Hídrica.....	19
2.3	Pegada hídrica na geração de energia hidrelétrica.....	20
2.4	Evaporação	25
2.5	Análise de Tendências	26
3	Materiais e métodos.....	28
3.1	Área de estudo	28
3.2	Fontes de dados.....	31
3.2.1	Dados operacionais	31
3.2.2	Dados meteorológicos	32
3.3	Estimativa da evaporação	33
3.4	Estimativa da pegada hídrica	35
3.4.1	Alocação da evaporação	36
3.5	WAVE+	37
3.6	Cálculo de Tendência	38
4	Resultados e discussão.....	40
4.1	Estimativas de evaporação.....	40
4.2	Estimativas de pegada hídrica	44
4.2.1	Relações da pegada hídrica com características das usinas.....	58

4.2.2	WAVE+.....	64
4.2.3	Tendência nas pegadas hídricas mínimas e máximas anuais	66
5	Conclusões e recomendações	68
	REFERÊNCIAS.....	70
	Apêndice A	76
	Apêndice B.....	85
	Apêndice C	87

1 INTRODUÇÃO

O aumento da população mundial e expansão do consumo incrementa a demanda por recursos hídricos (MEKONNEN; HOEKSTRA, 2016; POSTEL, 2000). Esses recursos também são afetados pela regularização dos rios e para diversos usos como a irrigação e geração de hidroeletricidade (JARAMILLO; DESTOUNI, 2015). Usinas hidrelétricas correspondem a 16% da matriz energética renovável mundial (IEA, 2020), e portanto as políticas de proteção a recursos hídricos vulneráveis são essenciais (CREED *et al.*, 2017), principalmente em países com grande potencial hídrico como China, Canadá e Brasil. A disponibilidade hídrica e consequentemente a produção hidrelétrica são ainda impactados pelas mudanças climáticas (GERNAAT *et al.*, 2021). Entretanto, os impactos do setor hidrelétrico no meio ambiente e como esse setor é afetado pela disponibilidades hídrica ainda estão sendo avaliados (DÖLL; FIEDLER; ZHANG, 2009; HAGHIGHI; MARTTILA; KLØVE, 2014).

Os impactos de usinas hidrelétricas e seus reservatórios podem ter consequências na perda da biodiversidade, fragmentação e perda de conectividade dos rios (BELLETTI *et al.*, 2020; GRILL *et al.*, 2019). Além disso, o aumento da evaporação no reservatório pode gerar uma redução significativa na disponibilidade hídrica à jusante (BAKKEN *et al.*, 2015; DAVIES; KYLE; EDMONDS, 2013). O conceito de pegada hídrica (HOEKSTRA, 2003) se resume ao consumo de recursos hídricos por uma atividade ou produção. A pegada hídrica da hidroeletricidade é a razão entre volume de água consumida e quantidade de energia gerada (HOEKSTRA *et al.*, 2011). Comparando diretamente com outras formas de geração de energia, a hidroeletricidade é a maior consumidora de água, correspondendo a 49% do total da pegada hídrica azul da matriz energética mundial (MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA, 2015).

A componente da evaporação na pegada hídrica pode ser calculada considerando-se: (i) apenas a evaporação do reservatório (e.g., MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012); (ii) a evaporação do reservatório e a evapotranspiração prévia à construção do reservatório (e.g., BUENO; ALVES; MELLO, 2020); e (iii) o balanço hídrico entre a evaporação e a precipitação sobre o reservatório (e.g., HERATH *et al.*, 2011). Entretanto, a recirculação na bacia – i.e., a água que evapora e retorna como precipitação na mesma bacia – pode chegar a 32% do total e normalmente não é considerada (BERGER *et al.*, 2014). Fatores como WAVE+ (*Water Accounting and Vulnerability Evaluation Model*) (BERGER *et al.*, 2018) levam em conta este aspecto de recirculação, além de considerar o grau de vulnerabilidade das bacias ao

esgotamento de água e são indicados para aplicação na avaliação de ciclo de vida e na pegada hídrica.

Com um dos maiores potenciais hidrelétricos do mundo, o Brasil conta com 64% da sua matriz energética baseada em hidrelétricas (cerca de 170 mil MW de potência instalada – ONS, 2021c) e alguns dos maiores empreendimentos do tipo. Existe uma sinergia complexa de operação entre os reservatórios, que devem trabalhar em conjunto para suprir a demanda energética nacional (ZAMBON, 2015). A expansão do setor pode ocorrer principalmente na bacia Amazônica, que possui 53% do potencial hidrelétrico total brasileiro inventariado e apenas 22% instalado (SIPOT ELETROBRAS, 2018). O Brasil está dividido em 12 regiões hidrográficas, que possuem condições climáticas muito distintas entre si, variando de equatorial, tropical e temperado. Mesmo com uma base de dados vasta, disponibilizada recentemente pelo ONS (2021a), o que possibilita a realização de estudos com reservatórios em diferentes condições climáticas, a pegada hídrica no Brasil é pouco explorada (e.g., SEMERTZIDIS; SPATARU; BLEISCHWITZ, 2019). A pegada hídrica pode variar no tempo, portanto é necessário usar series mais longas para calcular a tendência. Este trabalho buscou avaliar a existência e a magnitude de tendência das séries de pegada hídrica.

Este trabalho avaliou as pegadas hídricas de 132 empreendimentos hidrelétricos, localizadas em 10 das 12 regiões hidrográficas, num período de 1999 a 2020. Para isso, foram avaliadas as evaporações de cada reservatório, suas características, e adicionalmente analisando a influência de fatores de recirculação da água na bacia e fator de estresse hídrico na pegada hídrica. Além disso, foi verificada a existência de tendência nas séries de pegadas hídricas mínimas e máximas anuais.

1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é avaliar a pegada hídrica de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos são:

1. Avaliar a evaporação associada aos reservatórios das usinas hidrelétricas;

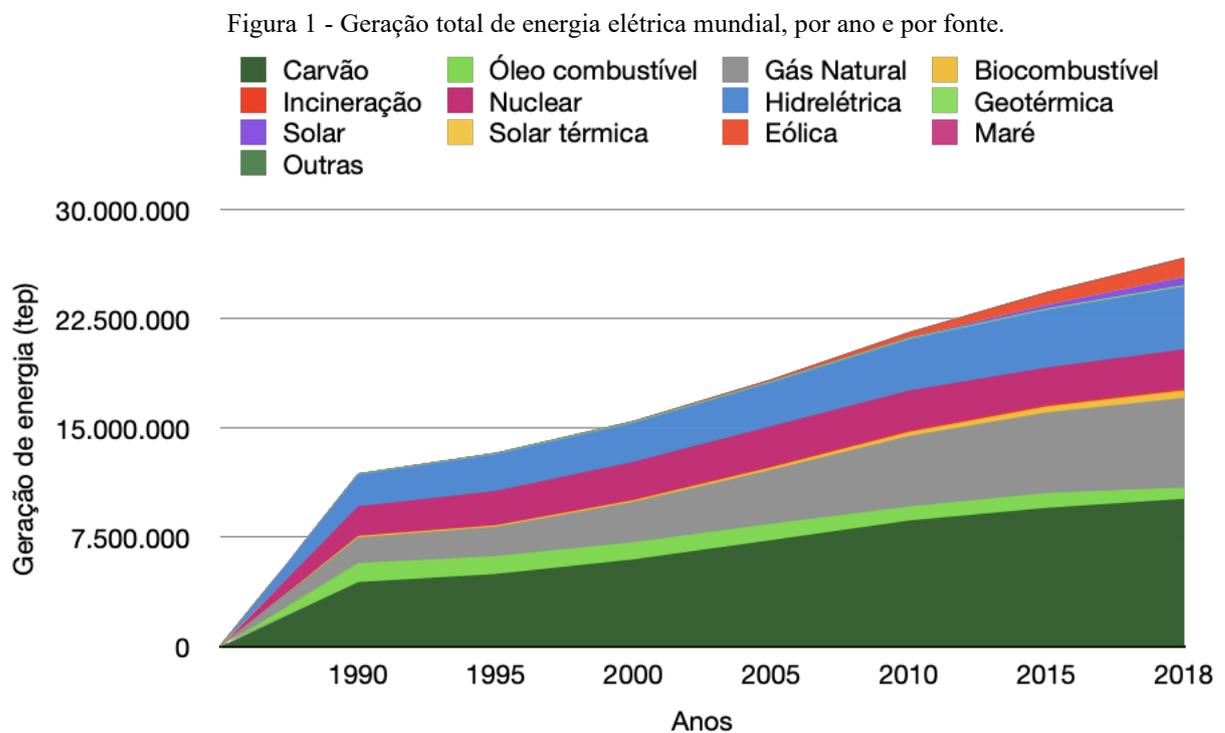
2. Avaliar a variação da pegada hídrica nas diferentes regiões hidrográficas brasileiras;
3. Avaliar a relação das características das usinas com as estimativas de pegada hídrica e evaporação;
4. Analisar a influência do fator WAVE+ na estimativa na pegada hídrica;
5. Verificar a existência de tendência nas séries de pegada hídrica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 MATRIZ ENERGÉTICA

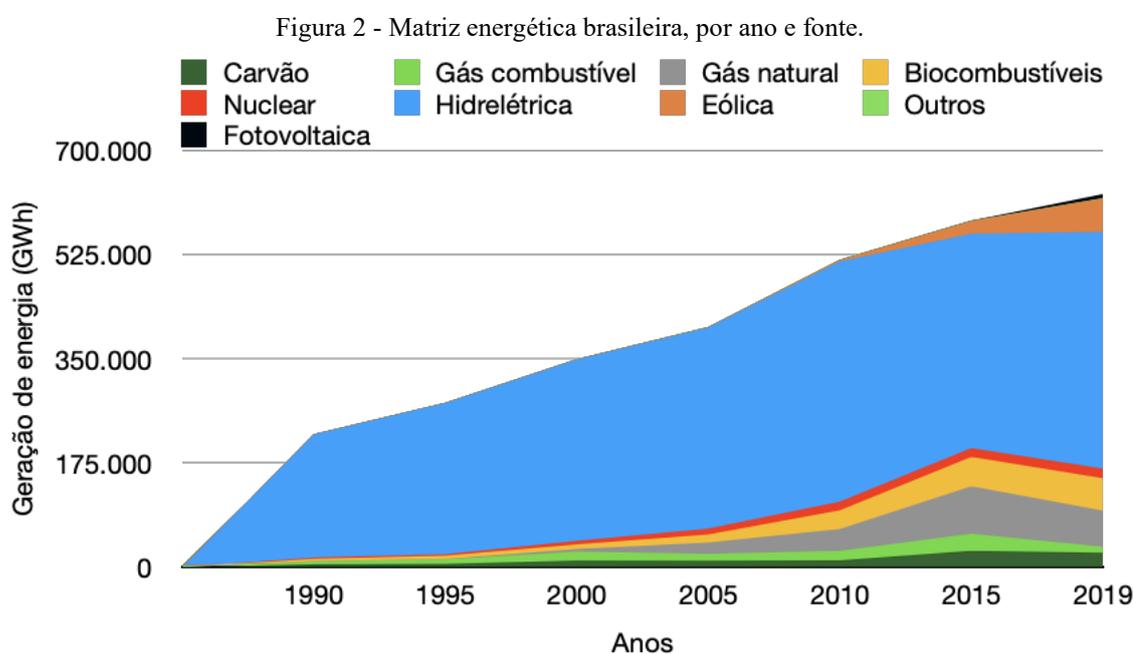
O desenvolvimento da sociedade atual se baseou em fontes não renováveis para o progresso econômico, principalmente no século XX. Devido a necessidade de diversificação de fontes de energia no final do século, fontes chamadas renováveis começaram a surgir no cenário energético, sendo estas com baixa emissão de carbono e favoráveis ao desenvolvimento sustentável e mitigação das mudanças climáticas (ELLABBAN; ABU-RUB; BLAABJERG, 2014).

No cenário da matriz energética mundial, fontes não-renováveis seguem predominantes, com 77% contra 23% de renováveis não combustíveis (IEA, 2020). De 1990 a 2018 houve um lento crescimento de energias de fontes renováveis - de 18% para 23%. Ainda sim, é prevista uma tendência de substituição de fontes energéticas que são grandes emissoras de carbono, sendo substituídas por fontes de baixa emissão.



Fonte: IEA (2020)

No cenário nacional, base da matriz energética é a hidroeletricidade, iniciando a década de 1990 com cerca de 92,8% do total (IEA, 2020). Entretanto, ao longo dos anos, houve a necessidade da diversificação da matriz, passando para 63,5% de geração elétrica em 2019 (IEA, 2020) com intuito de trazer uma maior segurança energética frente a eventos climáticos atenuantes no país, principalmente secas (VAN VLIET *et al.*, 2016). A Figura 2 ilustra a evolução da matriz energética brasileira do ano de 1990 ao ano de 2018. Nota-se sempre a presença da hidroeletricidade desde o início da produção de energia nacional, e também a expansão dos biocombustíveis, gás natural e energia eólica nos últimos anos.



Fonte: IEA (2020)

No Brasil, a Aneel é o órgão responsável por regulamentar as políticas nacionais de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, fiscalizar as concessões, implementar as políticas e diretrizes governamentais, além de estabelecer tarifas e promover outorgas de concessão (ANEEL, 2021). Já o ONS é o responsável por coordenar e controlar a geração e transmissão de energia do SIN (Sistema Interligado Nacional) e planejar nacionalmente a operação e integração dos sistemas regionais, e está sob fiscalização da Aneel (ONS, 2021b).

O SIN consiste no sistema hidro-termo-eólico nacional, interligado de grande porte, que produz e distribui energia elétrica para todas as regiões do Brasil. É composto

principalmente por hidrelétricas (66,8%), seguido de termelétricas (21,3%), eólicas (9,1%) e outras (2,7%). O SIN é dividido em 4 subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), que produzem e complementam a demanda de outras regiões em simultâneo. A potência instalada total do sistema é de 170.115 MW em 2021, com previsão de aumento para 181.374 MW para 2025. Somente a matriz hidrelétrica possui 108.641 MW de capacidade instalada, com previsão de expansão de 109.299 MW para 2025.

A potência outorgada de uma usina hidrelétrica é aquela considerada no ato de outorga, ou seja, aquela a qual a usina tem autorização para possuir e usufruir, e se difere da potência instalada e da potência fiscalizada. Muitas vezes é utilizada para estimar o porte dentre os aproveitamentos hidrelétricos, sendo que quanto maior a potência outorgada maior será o porte da UHE.

A grande predominância da hidroeletricidade acarreta num sistema que deve lidar com a complexidade hidrológica das 18 grandes bacias que comportam os empreendimentos brasileiros, levando em conta períodos de estiagem e eventos extremos, que influenciam na disponibilidade hídrica e por sua vez na geração de energia. Assim, vê-se a necessidade da regulação de vazão por reservatórios. É necessário que as usinas trabalhem em conjunto para manter a produção energética umas das outras, já que muitas vezes são construídas diversas em sequência ao longo de um rio.

O potencial hidrelétrico brasileiro concentra-se principalmente na bacia do Rio Amazonas e do Rio Paraná, com parcelas de 39% e 25% do total estimado, conforme pode ser observado na Tabela 1. Entretanto, quando trata-se da operação, o Rio Amazonas conta apenas com 22% do total, enquanto a bacia do Rio Paraná conta com 41%, além do Rio Tocantins com 12%. Isso ocorre pelos desafios logísticos de operar usinas na região Norte do país, que não possui grande centros urbanos. Além disso, há uma grande discussão acerca dos impactos na bacia Amazônica. Tomando como exemplo a construção da usina de Belo Monte, com uma capacidade instalada de 11.181,3 MW operando, entretanto, por 3 meses do ano com cerca de 233 MW devido a variação na vazão do rio Xingu (FEARNSIDE, 2017).

Tabela 1 - Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Bacia Hidrográfica, em MW.

Bacia	Inventário	%	Operação	%	Total	%
Rio Amazonas	38.537,84	53%	23.246,43	22%	94.934,92	39%
Rio Tocantins	8.383,36	12%	13.252,68	12%	26.935,83	11%
Atlântico Norte e Nordeste	871,01	1%	812	1%	2.905,40	1%
Rio São Francisco	3.649,12	5%	10.785,75	10%	22.605,76	9%
Atlântico Leste	5.759,17	8%	5.455,35	5%	13.987,25	6%
Rio Paraná	9.644,84	13%	43.635,56	41%	62.789,40	25%
Rio Uruguai	4.058,56	6%	6.415,18	6%	11.728,86	5%
Atlântico Sudeste	1.870,37	3%	3.817,91	4%	10.353,25	4%
Total	72.774,27	100%	107.420,86	100%	246.240,67	100%

Fonte: SIPOT ELETROBRAS (2018).

2.2 PEGADA HÍDRICA

No começo da década de 90, Allan (1993) apresentou o conceito de *virtual water*, ou seja, “água virtual”, em que é a água está embutida na produção de *commodities* em seu local de origem, muitas vezes exportado para outros países em que há grande demanda. A primeira menção de pegada hídrica foi feita em 2002 em alusão à já existente pegada ecológica (HOEKSTRA; HUNG, 2002) e assim iniciando o crescente uso do conceito em inúmeros estudos posteriores (HOEKSTRA; CHAPAGAIN, 2006; ZHANG *et al.*, 2017). Diferentemente da água virtual, a pegada hídrica (PH) é um indicador multidimensional, em que são avaliados quando, onde e que tipo de água foi utilizada, enquanto o primeiro termo apenas se refere ao volume de água (HOEKSTRA, A. *et al.*, 2011). Assim, a pegada hídrica refere-se ao consumo dos recursos hídricos por uma atividade ao longo de sua cadeia produtiva.

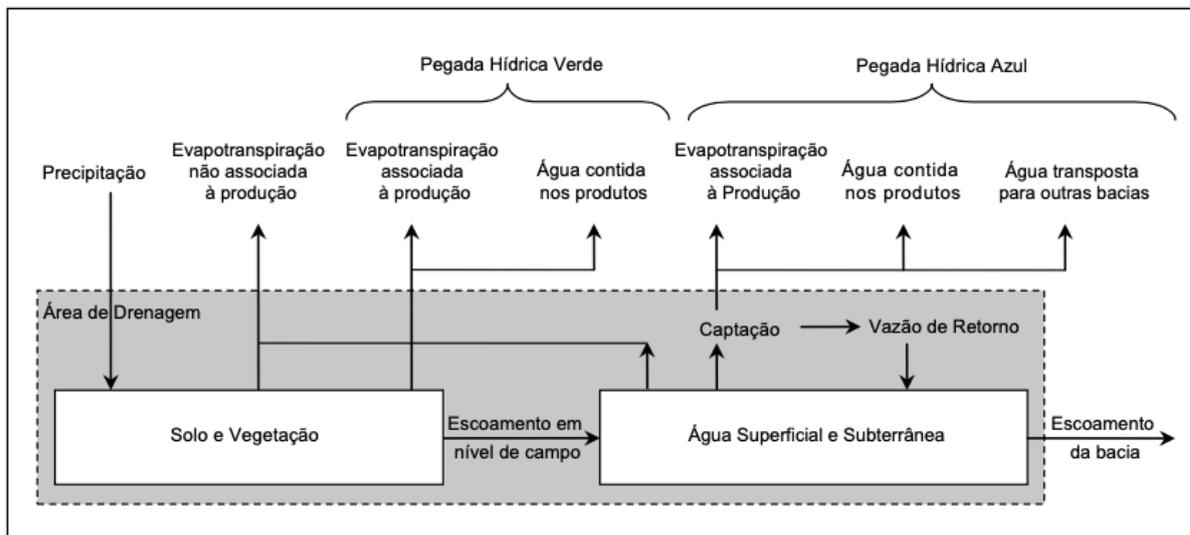
A aplicação e pesquisa da pegada hídrica se expande principalmente a partir do ano de 2009 nos mais diferentes setores, ainda prevalecendo em países desenvolvidos, atuando como um importante indicador de impacto ambiental (MA; OPP; YANG, 2020). A pegada hídrica média global para o período de 1996 a 2005 foi de $9.087 \text{ Gm}^3\text{ano}^{-1}$, onde 92% da contribuição foi proveniente da agricultura (HOEKSTRA; MEKONNEN, 2012).

Em 2011, Hoekstra *et al* (2011) consolida o conceito e aplicação da pegada hídrica com o “Manual de Avaliação de Pegada Hídrica”, amplamente tido como referência no assunto. Neste trabalho os autores propõem cálculos de pegada hídrica para diferentes produtos e

processos, avaliam a sustentabilidade da mesma, além de propor reduções para a pegada hídrica em múltiplas escalas, sejam tanto individuais quanto globais. Com isso, pode-se definir a pegada hídrica como o uso direto e indireto dos recursos hídricos, estimando volume de água por unidade de tempo (HOEKSTRA *et al.*, 2011).

A pegada hídrica busca responder a questão da quantidade de apropriação de água quando, por exemplo, faz-se uso da água contida numa bacia hidrográfica, seja feita direta ou indiretamente (Figura 3). De acordo com Hoekstra *et al.* (2011) a pegada hídrica pode ser classificada em azul, verde e cinza. A primeira consiste no uso consuntivo de água superficial ou subterrânea; já a segunda corresponde ao consumo da precipitação no continente que permanece temporariamente na superfície; e por fim, a terceira se baseia na premissa de quanta água será necessária para assimilar poluentes existentes.

Figura 3 - Conceito de pegada hídrica aplicado ao nível de bacia, onde estão representadas as PHs verde e azul. Observa-se que a azul está associada com água superficial e subterrânea e a verde com a água contida no solo e na vegetação.



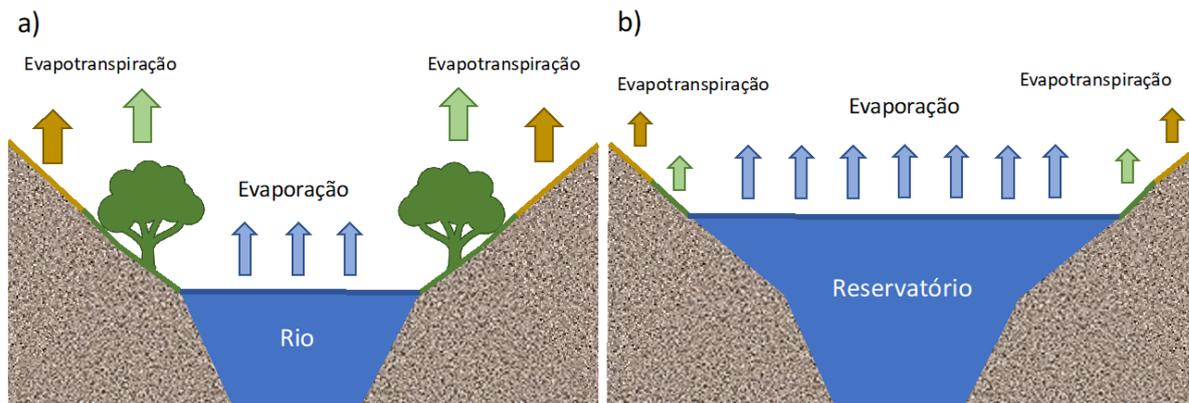
2.3 PEGADA HÍDRICA NA GERAÇÃO DE ENERGIA HIDRELÉTRICA

Discussão acerca de reservatórios e usinas geradoras de energia serem ou não usuários consuntivos de água circunda há anos, no âmbito tanto brasileiro quanto global (BAKKEN *et al.*, 2015). O uso consuntivo da água proveniente de aproveitamentos hidrelétricos depende muito de sua localização, do clima regional, do tamanho do reservatório e dos usos do reservatório (DEMEKE; MARENCE; MYNETT, 2013). Em 2010, a pegada hídrica de usinas

hidrelétricas chinesas, por exemplo, totalizou 22% do consumo total de água do país (LIU *et al.*, 2015). No Brasil, estimativas de perdas por evaporação em reservatórios já são contabilizados pela Agência Nacional de Águas para balanço hídrico pelo “Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil” (ANA, 2019).

A construção de um reservatório modifica os componentes do ciclo hidrológico local, onde a evapotranspiração (evaporação de vegetação e evaporação do curso d’água) é substituída pela evaporação do espelho d’água do reservatório formado. Como pode ser visto na Figura 4, isso causa o aumento da evapotranspiração total regional consideravelmente.

Figura 4 - Modificações no ciclo hidrológico local provocadas pela instalação de uma barragem causando interferência no curso de um rio, representados pela seção do rio e do reservatório. Na figura a, antecedendo a construção da barragem, há a evapotranspiração do solo e vegetação, além da evaporação do rio. Na figura b, após construção da barragem, há o aumento considerável da evaporação pela superfície da água devido a área do reservatório, além da evapotranspiração.



O trabalho de Herath *et al.* (2011) comparou três diferentes metodologias para a estimativas de pegada hídrica. No primeiro caso, utilizou o conceito de pegada hídrica definido por Hoekstra e Chapagain (2007), é considerada apenas a água utilizada no processo de geração de energia, assim:

$$PH_1 = E_0/G \quad (1)$$

Em que a pegada hídrica (PH_1) é a evaporação da superfície do reservatório (E_0) dividida pela geração de energia associada ao reservatório (G).

Na segunda estimativa de pegada hídrica, Herath *et al.* (2011) consideram a evapotranspiração anterior ao reservatório (assim como ilustrado na Figura 4). Assim:

$$PH_2 = (E_0 - ET_C)/GE \quad (2)$$

Em que a pegada hídrica (PH_2) pode ser calculada pela diferença da evaporação da superfície do reservatório (E_0) menos a evapotranspiração anterior a construção da barragem (ET_C), dividido pela geração de energia (G). Essa metodologia também é utilizada por Scherer e Pfister (2016) que avaliaram a PH de mais de 1.400 usinas hidrelétricas mundialmente e concluíram que os valores obtidos previamente de PH por diversos estudos foram superestimados, além de frisar que alterações de vazão do rio são mais impactantes do que o consumo de água pela usina por evaporação.

Em contrapartida, Hoekstra (2017) argumenta que levando em conta a evapotranspiração precedente a instalação do reservatório é interpretar erroneamente o conceito de pegada hídrica. O autor defende que o conceito da PH se resume em quantificar a quantidade de água apropriada para uma certa atividade ou propósito, ao invés de demonstrar a mudança no regime hidrológico da região.

Por fim, a terceira metodologia é a realização do balanço hídrico líquido do reservatório pela sua superfície, através da precipitação e evaporação (HERATH *et al.*, 2011). Assim:

$$PH_3 = (E_0 - P)/G \quad (3)$$

Em que a pegada hídrica (PH_3) pode ser calculada pela diferença entre evaporação anual (E_0) e precipitação anual sobre o reservatório (P), dividida pela geração de energia associada ao reservatório (G). Esta metodologia, no geral, não é muito aplicada em estudos, prevalecendo as equações (1 e 2).

Quando comparando variadas fontes para a produção de energia, a hidrelétrica possui a maior pegada hídrica (MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA, 2015), como pode ser observado na Tabela 2. O estudo avaliou os três principais aspectos da cadeia de produção, (i.e. distribuição do combustível, construção e operação da usina) e utilizou a Equação 1.

Observa-se a diferença da pegada hídrica da hidroeletricidade em relação a outras fontes, chegando a 850.000 m³/TJ, sendo a fonte mais próxima a madeira, que chega a 500.000 m³/TJ.

Tabela 2 - Pegadas hídricas totais de diferentes fontes de produção de energia.

Fonte	PH mínima (m ³ TJ ⁻¹)	PH máxima (m ³ TJ ⁻¹)
Carvão	79,0	2.100
Lignina	93,0	1.580
Petróleo	214,0	1.190
Areias betuminosas	419,0	1.340
Petróleo de xisto	316,0	1.830
Gás natural	76,0	1.240
Gás de xisto	81,0	1.270
Nuclear	18,0	1.450
Madeira	48.000,0	500.000
Hidrelétrica	300,0	850.000
Energia solar concentrada	118,0	2.180
Fotovoltaica	6,4	303
Eólica	0,2	12
Geotérmica	7,3	759

Fonte: Adaptado de MEKONNEN; GERBENS-LEENES; HOEKSTRA (2015)

No Brasil, Fischmann (2016) calculou a pegada hídrica para 41 usinas hidrelétricas do Sul do Brasil, utilizando o modelo WREVAP e a equação 1. A metodologia do autor é muito similar a este trabalho, sendo diferente apenas na profundidade constante. Fischmann (2016) concluiu que a área alagada por potência outorgada é um bom indicador de pegada hídrica e identificou uma relação da localização geográfica e suas perdas por evaporação. Também, Fischmann e Chaffe (2016) calcularam a pegada hídrica para empreendimentos em Santa Catarina, utilizando a mesma metodologia.

Semertzidis *et al.* (2019) estimaram a pegada hídrica para 163 reservatórios brasileiros, num período de 2010 a 2016, utilizando a equação de Penman-Monteith para o cálculo da evaporação e também utilizando a equação 1 para o cálculo da pegada hídrica. Os autores encontraram resultados de 0,1 a 2.613,8 m³ MWh⁻¹ de pegada hídrica, com um aumento na

região Nordeste devido a uma seca durante o ano de 2012 e também no Sudeste em 2014 (SEMERTZIDIS; SPATARU; BLEISCHWITZ, 2019).

Vieira *et al.* (2018) utilizaram as equações 1 e 2 para estimar a pegada hídrica para a usina de Sobradinho, num período de 2003 a 2012 e levando em conta a variação da área alagada do reservatório e utilizando o balanço hídrico de Thorntwaite-Mather. Concluiu-se que a variação da área exerce uma influência significativa na pegada hídrica da usina de Sobradinho (VIEIRA *et al.*, 2018).

Coelho *et al.* (2017) utilizaram as equações 1, 2 e 3, afim de comparar as metodologias de estimativa de pegada hídrica aplicando às usinas de Tucuruí e Lajeado na bacia do rio Tocantins, calculando a evaporação pelo método de Penman. Os autores concluíram que a equação 2 é a mais adequada para a estimativa do consumo de água relacionado à geração de energia, por considerar a variação da evaporação causada pela usina (COELHO *et al.*, 2017).

Já Bueno *et al.* (2020) estimaram as pegadas hídricas para 62 usinas na região hidrográfica do Paraná, no período de 2002 a 2016, utilizando as equações 1 e 2 a fim de comparação, e utilizando o modelo WREVAP. Os autores também calcularam a pegada hídrica para toda a bacia e distribuíram para as usinas conforme a quantidade de energia elétrica produzida por cada uma, encontrando uma forte correlação entre a razão da área alagada e potência outorgada com a pegada hídrica, além de usinas com regularização de vazão apresentarem maiores estimativas (BUENO; ALVES; MELLO, 2020).

A seguir, são apresentadas estimativas de estudos através dos anos para a pegada hídrica em diversas localidades no Brasil e no mundo.

Tabela 3 – Referências de estimativas encontradas na bibliografia para pegada hídrica em usinas hidrelétricas que utilizam a equação 1.

PH média (m ³ GJ ⁻¹)	Abrangência	Autoria
68,00	35 usinas em diversos países	(MEKONNEN; HOEKSTRA, 2012)
4,70	Usinas nos EUA, utilizando evaporação líquida	(LEE <i>et al.</i> , 2018)
65,10	1.474 usinas em diversos países	(SCHERER; PFISTER, 2016)
3,60	875 reservatórios na China	(LIU <i>et al.</i> , 2015)
19,00	120 maiores usinas nos EUA	(TORCELLINI; LONG; JUDKOFF, 2003)
6,05	Maiores usinas da Nova Zelândia	(HERATH <i>et al.</i> , 2011)
187,75	Etiópia, Gana, Egito, Áustria, Turquia e Laos	(DEMEKE; MARENCE; MYNETT, 2013)
22,35	41 usinas no sul do Brasil	(FISCHMANN, 2016)
28,80	163 usinas brasileiras	(SEMERTZIDIS; SPATARU; BLEISCHWITZ, 2019)
25,00	62 usinas na região hidrográfica do Paraná, Brasil	(BUENO; ALVES; MELLO, 2020)
49,00	Usina de Tucuruí	(COELHO <i>et al.</i> , 2017)
95,00	Usina de Lajeado	(COELHO <i>et al.</i> , 2017)
417,00	Usina de Sobradinho	(VIEIRA <i>et al.</i> , 2018)
130,00	Usina de Camargos	(BUENO; MELLO; ALVES, 2016)

2.4 EVAPORAÇÃO

Evaporação consiste em uma variedade de processos nos quais água em estado líquido se converte para vapor d'água e se difunde na atmosfera, e pode ser proveniente de plantas, do solo e também da superfície de lagos. Segundo Monteith (1991), a taxa de evaporação de uma superfície úmida é determinada por (a) pelo estado físico do ar (temperatura, pressão de vapor e velocidade), (b) pela quantidade líquida de calor fornecida por processos como transferência por radiação e condução e (c) pela umidade da superfície.

A evaporação pode ser dividida em potencial (EP) e real (ER), além de evapotranspiração que é a soma da evaporação do solo e transpiração das plantas. A evapotranspiração potencial (ETP) é a máxima evapotranspiração empírica que uma dada região tem capacidade de atingir, dependendo da disponibilidade de energia presente. Já a evapotranspiração real (ETR) é a evapotranspiração efetiva que acontece na região, sendo sempre menor que a ETP.

Estudos realizados pela ANA desde o ano de 2017 acerca da quantificação do uso da água no Brasil é utilizado como ferramenta para gestão e pesquisa no âmbito nacional (ANA,

2019). O estudo utilizou como validação o estudo de 2004 da ONS, denominado SisEvapo, que estimou a evaporação de reservatórios de UHEs brasileiras. Ambos utilizam a adaptação do algoritmo WREVAP para o cálculo da evaporação (MCMAHON *et al.*, 2013).

A relação complementar, apresentada por Bouchet (1963), leva em consideração as mudanças que o ar sofre quando passa de um ambiente com solo para a superfície da água (MORTON, 1983b). Assim, em Morton *et al.* (1985) apresenta um modelo de estimativa da evaporação mensal denominado WREVAP. O modelo possui três módulos: CRAE - *Complementary Relationship Aerial Evaporation* (MORTON, 1983a) que calcula a evaporação real para o solo; CRWE - *Complementary Relationship Wet-Surface Evaporation* (MORTON, 1979) que calcula a evaporação de lagos rasos e CRLE - *Complementary Relationship Lake Evaporation* (MORTON, 1983b) que calcula a evaporação de lagos profundos.

Em seu estudo, McMahon *et al.*, (2013) compilam um guia para estimar a evaporação em casos, tanto real quanto potencial, evaporação de superfície livre ou no solo. Assim, os autores adaptaram o algoritmo WREVAP de Morton *et al.* (1985) para um arquivo executável na linguagem FORTRAN, disponibilizado em seu material suplementar para livre uso. Uma grande vantagem do modelo WREVAP é sua reduzida quantidade de variáveis necessárias para o cálculo da evaporação da superfície livre: temperatura do ar, umidade relativa do ar, insolação, salinidade, precipitação média anual, latitude, altitude e, para o caso de lagos profundos, nível.

2.5 ANÁLISE DE TENDÊNCIAS

A análise de tendências é uma maneira simples e eficaz de detectar padrões em dados, não necessita de calibrações, pode ser utilizada com uma série de dados apenas. Entretanto, é ideal a utilização de uma longa série de dados, para que se consiga calcular corretamente a tendência, aumentando seu poder de detecção (YUE; PILON; CAVADIAS, 2002). De maneira geral, testes paramétricos são mais poderosos em detectar tendências em séries de dados por assumirem que são independentes e obedecem a distribuição normal. Os testes não-paramétricos, por outro lado, apenas requerem que as variáveis sejam independentes entre si, além de permitirem *outliers*.

Tendências podem ser classificadas como monotônicas ou abruptas. Monotônicas são tendências que aumentam gradualmente ao longo do tempo. Já tendências abruptas são

provenientes de valores que se elevam abruptamente e acabam criando uma tendência nos dados (MEALS *et al.*, 2011).

As tendências podem ser medidas de diversas formas. O teste de Mann-Kendall (MANN, 1945; KENDALL, 1975) é um teste estatístico não paramétrico, que detecta a significância de tendências monotônicas. A declividade de Theil-Sen (THEIL, 1950; SEN, 1968) é um método utilizado para estimar a inclinação da reta da série de dados, identificando a magnitude da tendência. É pouco afetado por *outliers* por usar a mediana dos valores e não exige a distribuição normal da série de dados.

Ambas são ferramentas amplamente utilizadas para análise de séries de dados ambientais (e.g. BARTIKO *et al.*, 2019; CHAGAS; CHAFFE, 2018; KUMAR *et al.*, 2009). Também, Govere *et al.* (2020) utilizou Mann-Kendall e Theil-Sen para a detecção de tendências em pegada hídrica na produção de trigo. Entretanto, são raros os trabalhos que avaliaram tendências na pegada hídrica especificamente, sendo mais comuns em séries de vazão e precipitação.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 ÁREA DE ESTUDO

O Brasil ocupa uma área de aproximadamente $8,5 \times 10^6$ km² (IBGE, 2021) e está subdividido em 27 unidades federativas. Possui uma vasta realidade de relevos e distintas de tipologias climáticas. A localização dos reservatórios das usinas hidrelétricas (UHEs) inseridas neste estudo influencia diretamente na estimativa da evaporação, considerando que precipitações médias anuais e insolação possuem uma grande variação entre regiões. Foram consideradas 132 UHEs para este trabalho.

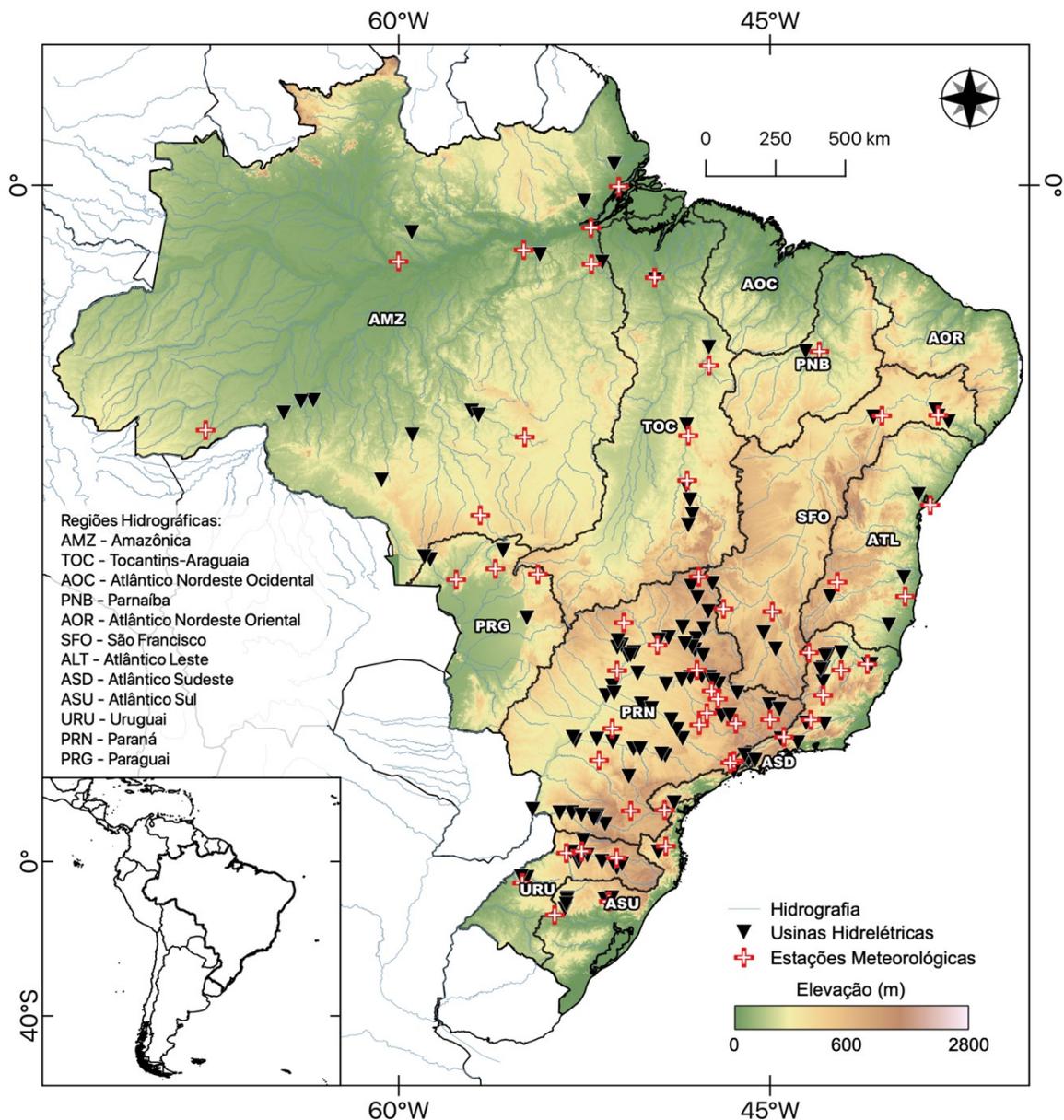
A área de estudo está representada na Figura 5, e abrange todas as regiões do Brasil (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste). O país está subdividido em 12 Regiões Hidrográficas, sendo 10 com usinas deste estudo, com a porcentagem do total de usinas hidrelétricas sendo, respectivamente: Amazônica - AMZ (10,8%), Tocantins – TOC (5,4%), Atlântico Nordeste Ocidental - AOC, Parnaíba - PNB (0,8%), Atlântico Nordeste Oriental - AOR, São Francisco – SFO (6,2%), Atlântico Leste - ATL (3,1%), Atlântico Sudeste - ASD (13,1%), Atlântico Sul - ASU (6,2%), Uruguai – URU (8,5%), Paraná - PRN (43,8%) e Paraguai – PRG (2,3%). Apesar de possuírem um número maior de usinas do que as consideradas, muitas no Nordeste, Centro-Oeste e Norte do Brasil foram descartadas por falta de dados do reservatório necessários para o cálculo da estimativa de evaporação e, por conseguinte, da pegada hídrica.

De acordo com as normais climatológicas para o Brasil (INMET, 2021), a região Nordeste do Brasil possui uma precipitação acumulada anual de 400 a 1.450 mm por ano. Já a região Norte varia de 1.650 a 3.450 mm ao ano, em média, enquanto o Centro-Oeste e o Sudeste variam de 1.050 a 1.650 mm anuais. Já o Sul varia de 1.250 a 2.050 mm por ano. Tais variações demonstram as condições distintas em que se encontra cada reservatório nas diferentes regiões do Brasil.

Como pode ser visto na Figura 6, segundo a classificação do IBGE, o Brasil apresenta diferentes classes climáticas. A maior parte do país (Tocantins - TOC, Atlântico Nordeste Ocidental - AOC, Parnaíba - PNB, Atlântico Nordeste Oriental - AOR, São Francisco - SFO, Atlântico Leste - ATL, Paraguai - PRG, Paraná - PRN e Atlântico Sudeste - ASD) conta com um clima Tropical, que se caracteriza por com muito calor e chuvas menos regulares. Esta classificação ainda varia entre Tropical Zona Equatorial (verão chuvoso e inverno seco, com

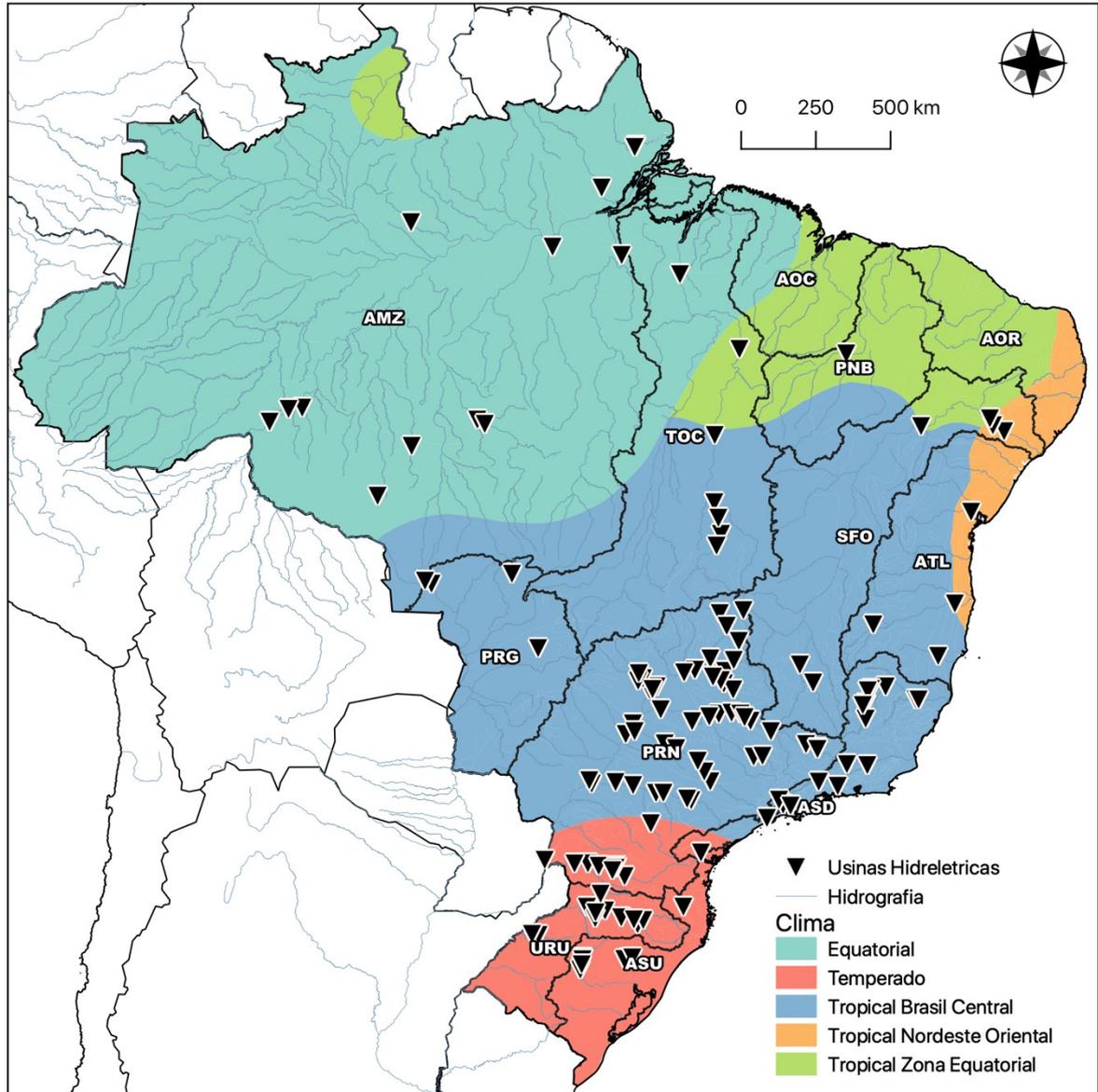
baixa amplitude térmica e altas temperaturas), Tropical Nordeste Oriental (elevadas temperaturas, com inverno chuvoso e verão menos úmido) e Tropical Brasil Central (verões chuvosos e invernos com eventos de estiagem). Já o Norte do Brasil (Amazônica – AMZ e Tocantins – TOC; Atlântico Nordeste Ocidental - AOC parcialmente) prevalece o clima Equatorial, onde faz muito calor e chove durante o ano todo. Já no Sul do país (Uruguai – URU e Atlântico Sul - ASU; PRN parcialmente) o clima é Temperado, com estações bem definidas e chuva bem distribuída ao longo do ano, além de no inverno as temperaturas podem chegar abaixo de zero.

Figura 5 – Área de estudo, com a representação dos estados brasileiros, principais rios e as usinas hidrelétricas selecionadas para o estudo.



Fontes de dados: INMET (2020), ANA(2020), Aneel (2020) e Robinson *et al.* (2014).

Figura 6 – Classificação climática brasileira de acordo com o IBGE.



Fonte de dados: Aneel (2020) e IBGE (2002).

3.2 FONTES DE DADOS

A Tabela 4 apresenta um resumo de todos os dados utilizados no estudo e suas respectivas fontes. Ressalta-se que o valor para salinidade foi adotado (2,50 ppm) por não apresentar sensibilidade ao parâmetro para valores abaixo de 500 ppm, sendo então uma variação não significativa para lagos de água doce, como os utilizados neste estudo (FISCHMANN, 2016).

Tabela 4 - Fontes de dados utilizados no presente trabalho.

Dados	Unidade	Fonte
Temperatura média do ar	°C	Estação INMET
Umidade relativa	%	Estação INMET
Insolação	horas/dia	Estação INMET
Nível do reservatório	m	ONS
Geração de energia	MWh	ONS
Latitude	graus UTM	Estação INMET
Altitude	m	Estação INMET
Altitude do Reservatório	m	EarthEnv–DEM90 (ROBINSON; REGETZ; GURALNICK, 2014)
Precipitação média anual	mm	Estação INMET
Salinidade	ppm	Adotado - 2,50 (FISCHMANN, 2016)
Área alagada do reservatório no nível normal de operação	km ²	Site da empresa, GRanD (LEHNER <i>et al.</i> , 2011)
Volume do reservatório	hm ³	Site da empresa, GRanD (LEHNER <i>et al.</i> , 2011)

3.2.1 Dados operacionais

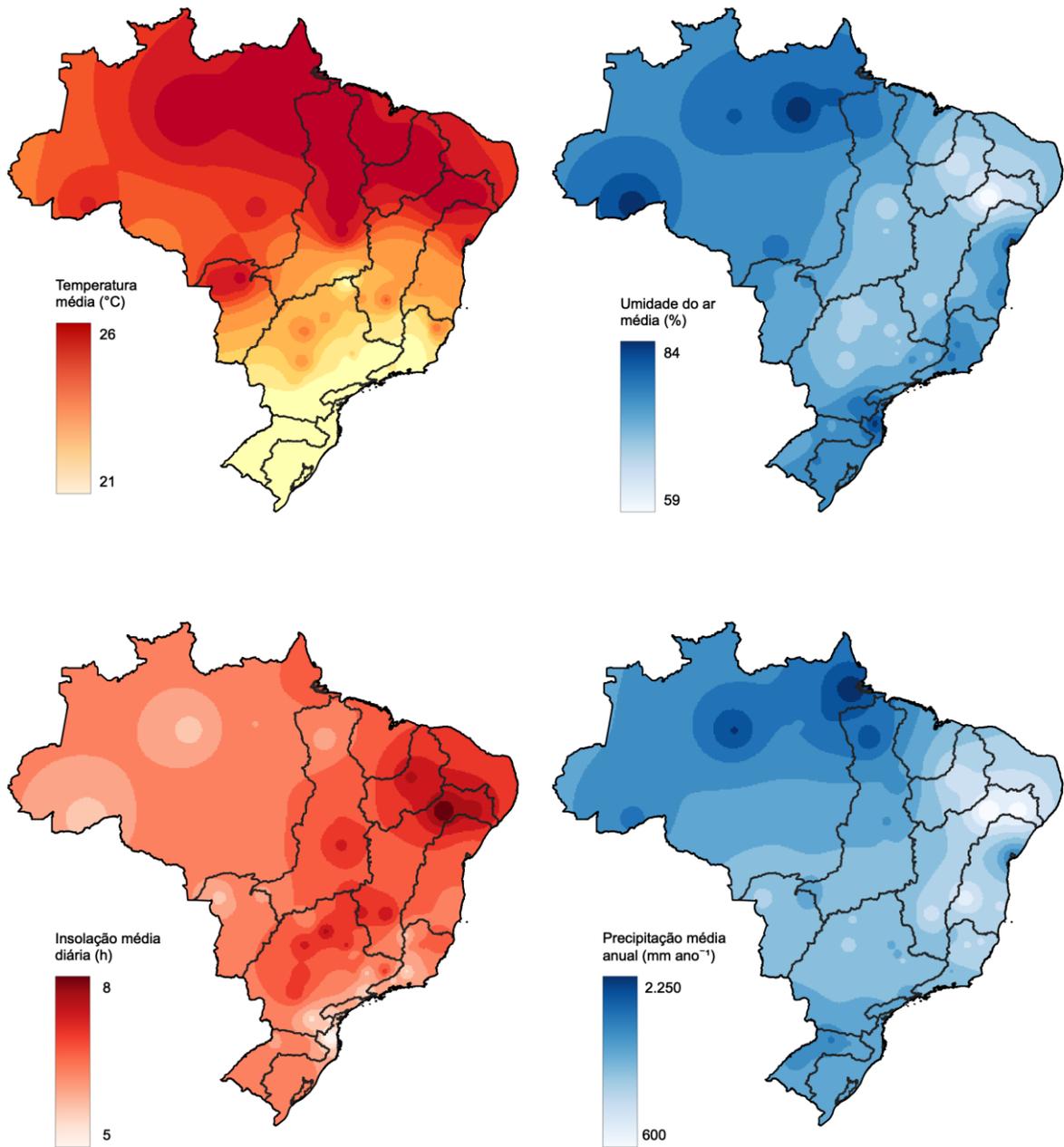
Foram analisados 132 empreendimentos hidrelétricos, localizados em todas as regiões do Brasil. A escolha dos aproveitamentos baseou-se na disponibilidade dos dados pelo ONS (2019) que tornou acessível séries históricas de geração e nível a partir de janeiro de 1999 ou quando a usina iniciou sua operação após essa data, sendo atualizados diariamente, sendo a data final 31 de dezembro de 2020. Os dados de geração são diários, em MWh, posteriormente convertidos para geração mensal em GJ. Já os dados de nível do reservatório foram disponibilizados pelo ONS em cota da superfície do reservatório, em metros. Para obter a variação da profundidade do reservatório, foi calculada a cota no nível normal de operação

menos a profundidade média. Esse valor foi subtraído nos valores de nível para obter-se as profundidades variáveis do reservatório.

3.2.2 Dados meteorológicos

Para o cálculo da evaporação de lago, utilizada no cálculo da pegada hídrica, foram utilizados dados de 53 estações convencionais do INMET (INMET, 2020). Apesar do INMET possuir dados de estações automáticas, a maior parte delas começa a partir de 2005 apenas. A disponibilidade de dados foi um fator crítico na escolha da alocação de cada estação. Por falta de dados ou grande porcentagem de falhas nas séries históricas foi necessário a escolha de estações mais distantes dos reservatórios, avaliados de acordo com cada situação. Quando necessário, foi utilizada a média mensal para preencher, caso houvessem, dados faltantes por curtos períodos. A região Norte do Brasil é a região com o menor número de estações, enquanto a Sudeste possui a maior concentração delas. Foram utilizados polígonos de Thiessen para selecionar as usinas na abrangência de cada estação. A Figura 7 apresenta os valores médios das variáveis utilizadas das estações, interpolados para todo o Brasil. O Apêndice A associa cada aproveitamento com sua respectiva estação meteorológica utilizada.

Figura 7 – Média dos valores utilizados das estações meteorológicas do INMET. Interpolação dos valores realizada com o método IDW (*Inverse Distance Weighting*).



3.3 ESTIMATIVA DA EVAPORAÇÃO

O Modelo WREVAP, disponibilizado por McMahon *et al.*, (2013) em linguagem Fortran e concebido por Morton *et al.* (1985), será utilizado para o cálculo das estimativas de evaporação. O modelo já é amplamente empregado em casos de reservatórios ou lagos

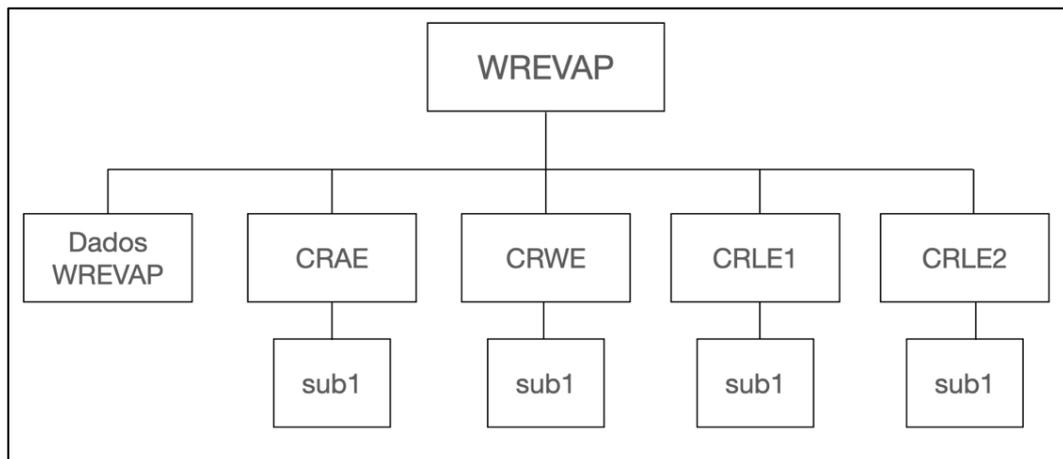
profundos. A Tabela 5 apresenta as variáveis de entrada necessárias para calcular a evaporação na superfície dos reservatórios, que foram adotados conforme o trabalho de Fischmann (2016).

Tabela 5 - Variáveis de entrada do programa WREVAP no módulo CRLE.

Dados de entrada	Unidade
Latitude da estação	Graus UTM
Altitude da estação	m
Precipitação anual média	mm
Salinidade do reservatório	ppm
Temperatura média mensal	°C
Umidade relativa média mensal	%
Insolação média diária	horas
Profundidade média mensal do reservatório	m

O código do modelo WREVAP possui 5 módulos, assim como apresentado na Figura 8, onde são utilizadas as relações complementares (CR) para o cálculo de 4 situações diferentes de evaporação, conforme já esclarecido no item 2.4. Para a estimativa da pegada hídrica, conforme a metodologia de Mekonnen e Hoekstra (2012), utiliza-se o CRLE2 (*Complementary Relationship Lake Evaporation 2*), que possui como entrada, além dos dados meteorológicos, a variação da profundidade do reservatório, e como saída a evaporação real da superfície do reservatório. Além disso, o módulo sub1 é utilizado para calcular a radiação solar na superfície do reservatório.

Figura 8 - Esquema de funcionamento do código do modelo WREVAP. Os módulos presentes no modelo correspondem aos possíveis cenários de cálculo de evaporação, sendo eles evaporação real em do solo (CRAE), evaporação em lagos rasos (CRWE) e evaporação em lagos profundos com profundidade fixa e variável (CRLE 1 e 2).



Com relação a sensibilidade dos parâmetros de entrada, Morton (1986) identificou que a insolação é a variável com maior sensibilidade ao programa WREVAP. Outras conclusões são que o modelo é relativamente insensível a erros em temperatura e umidade; proporciona estimações razoáveis para lagos de qualquer tamanho e profundidade; são facilmente adaptáveis a situações incomuns; pode-se estimar a evapotranspiração na situação anterior da existência do reservatório (MORTON, 1986). A maior vantagem defendida pelo autor é que não há necessidade de calibração de coeficientes para cada situação ou cada reservatório. Outros parâmetros de entrada do modelo são significativamente menos sensíveis. Fischmann (2016) testou a sensibilidade aos parâmetros de entrada do modelo WREVAP, concluindo que o modelo é mais sensível a insolação, temperatura e profundidade do reservatório. Também, o autor concluiu que o modelo é pouco sensível a salinidade, altitude e umidade relativa do ar. Quanto a precipitação média anual, Fischmann (2016) conclui que desde que estando na variação esperada para a região, a variável também tende a ser pouco sensível.

3.4 ESTIMATIVA DA PEGADA HÍDRICA

Para o cálculo da pegada hídrica (PH) foi utilizada a metodologia discutida anteriormente no item 2.3, desenvolvida por Mekonnen e Hoekstra (2012), dado pela equação abaixo:

$$PH = EV/G \quad (4)$$

Em que PH é a pegada hídrica associada ao reservatório da usina, em $m^3 GJ^{-1}$; EV é a evaporação associada ao reservatório, em $m^3 ano^{-1}$ ou $m^3 mês^{-1}$; e G é a energia gerada pela unidade geradora associada ao reservatório, em $GJ ano^{-1}$ ou $GJ mês^{-1}$. Optou-se por não considerar a evapotranspiração anterior, tampouco a precipitação incidente sobre o reservatório, baseado no conceito geral de pegada hídrica, que é um indicador de apropriação dos recursos hídricos por uma determinada atividade. Como os reservatórios são artificiais, considerou-se que a água evaporada após sua construção é uma forma de consumo da atividade que, no caso, é a geração de energia.

A estimativa da evaporação foi obtida a partir dos dados de saída do modelo WREVAP, multiplicada pela área superficial constante do reservatório, no nível normal de operação. Assim, obtém-se a pegada hídrica em escala temporal mensal devido a saída do

modelo ser em escala mensal. Após obter as PHs médias de cada mês do ano, foi calculada a média mensal histórica e em seguida a média total para cada usina.

3.4.1 Alocação da evaporação

Uma questão recorrente é a alocação da evaporação, em que um reservatório é associado com uma unidade geradora. Ela é abordada no trabalho de Bakken *et al.* (2013), que observa a complexidade em adotar essa simplificação quando muitas vezes reservatórios são construídos em sequência (cascata) e operam em conjunto. Portanto, é evidente a influência de reservatórios, maiores com menores, na questão da alocação de evaporação. O autor sugere que, por exemplo, seja considerado um sistema os reservatórios que operam em conjunto e a evaporação seja alocada de acordo com a quantidade de energia produzida (BAKKEN *et al.*, 2013). As estimativas de pegada hídrica para os aproveitamentos chegam a ser cinco vezes mais do que se considerados apenas a unidade geradora associada ao reservatório à sua montante. Bueno *et al.* (2020) utilizou a metodologia, agrupando as usinas por bacias, aplicado para a bacia do rio Paraná.

Também, há o uso múltiplo de reservatórios, em que são utilizados para consumo humano, recreativo, entre outros, e pode influenciar significativamente no balanço hídrico do reservatório. Para este caso, por exemplo, Xie *et al.* (2019) adotam um coeficiente de alocação para reservatórios de uso múltiplo, em que é considerada a quantidade de água consumida de fato num reservatório. A metodologia foi proposta inicialmente por Scherer e Pfister (2016), em que é definido se o reservatório possui como principal uso a geração de energia ou outros propósitos. No caso do Brasil, a maior parte dos reservatórios é utilizado exclusivamente como aproveitamento hidrelétrico.

No Brasil, existem inúmeros casos de sistemas de aproveitamentos em cascata, ou seja, reservatórios em série que trabalham em conjunto variando seus níveis. Entretanto, para fins de simplificação, neste trabalho a usina (unidade geradora de energia elétrica) foi associada ao reservatório imediatamente a sua montante. Entretanto, a exceção ocorreu nas usinas de Paulo Afonso I, II e III, onde suas unidades geradoras utilizam o mesmo reservatório paralelamente, sendo considerado, portanto, como uma só usina, totalizando 130 reservatórios.

3.5 WAVE+

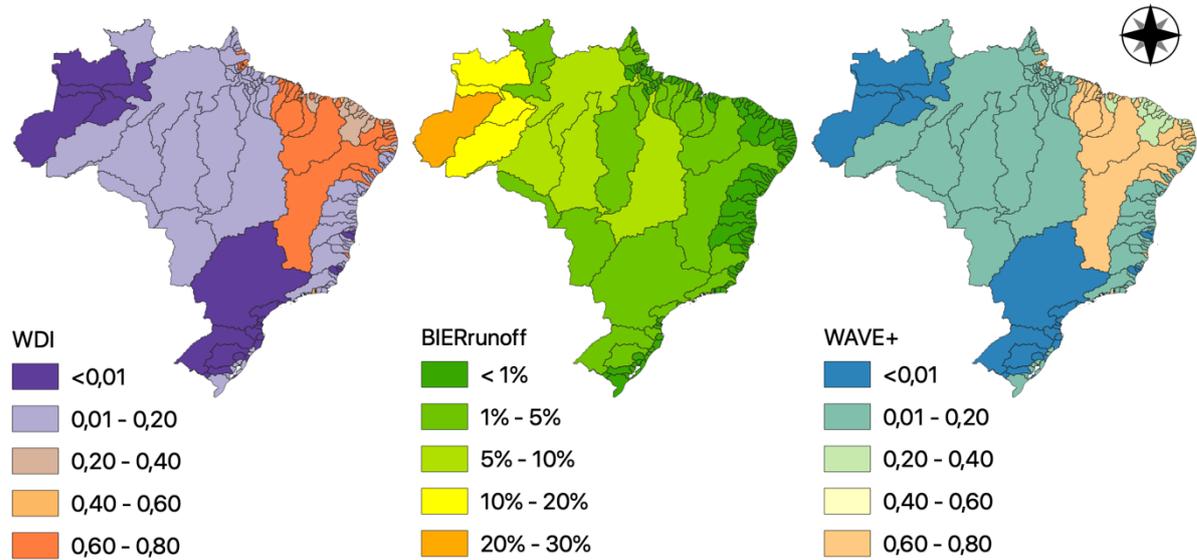
Para uma melhor avaliação do consumo de água e impactos nas bacias hidrográficas, o modelo WAVE+ (*Water Accounting and Vulnerability Evaluation Model*) é apresentado. Ele contabiliza a água reciclada internamente numa bacia, além do risco de privação de água para a mesma bacia, especificamente, para criar um fator que pode ser aplicado em análises de pegada hídrica e análises de ciclo de vida. Foi primeiramente introduzido como WAVE por Berger *et al.* (2014) e posteriormente aprimorado para WAVE+ (BERGER *et al.*, 2018). Ele possui dois componentes: o fator BIERrunoff (*Basin Internal Evaporation Recycling Ratio*), onde é contabilizada a água que evapora em uma bacia e acaba retornando por precipitação nessa mesma bacia - e pode chegar a 32%; e o fator WDI (*Water Deprivation Index*) que contabiliza a escassez relativa de água numa bacia, expressando a vulnerabilidade de bacias à privação de água.

No presente trabalho será utilizado conforme a equação abaixo, onde será contabilizado na evaporação mensalmente e de acordo com a bacia que se localiza o reservatório.

$$EV_{UHE,WAVE+,m} = EV_{UHE,m} - (EV_{UHE,m} \times W_{b,m}) \quad (5)$$

Em que W é o fator específico do modelo WAVE+ para cada bacia b no mês m . Este fator foi retirado do material suplementar de Berger *et al.* (2018). EV é a evaporação do reservatório associado à UHE no mês m . Assim, será comparada a pegada hídrica com e sem a contabilização do fator do modelo WAVE+. As bacias brasileiras utilizadas pelo WAVE+ se encontram na Figura 9, assim como os valores de WDI, BIERrunoff e WAVE+, mas o único utilizado é o WAVE+, que é uma combinação dos outros dois componentes.

Figura 9 - Valores de WDI, BIERrunoff e WAVE+ para as bacias localizadas no Brasil.



3.6 CÁLCULO DE TENDÊNCIA

Para o cálculo da tendência foi utilizado o teste de Mann-Kendall (MANN, 1945; KENDALL, 1975), um teste estatístico não-paramétrico, frequentemente utilizado como estimador de tendência para séries de dados ambientais. Assim, calcula-se a variável estatística S a partir da série de dados:

$$S = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \text{sgn}(x_j - x_i) \quad (6)$$

Em que x_i e x_j são as observações dos anos consecutivos i e j , com n valores. Também, sendo $\theta = (x_i - x_j)$, então:

$$\text{sgn}(\theta) = \begin{cases} 1 & \text{se } \theta > 0 \\ 0 & \text{se } \theta = 0 \\ -1 & \text{se } \theta < 0 \end{cases} \quad (7)$$

A partir de $n \geq 8$, é observado que a variável S se comporta com a distribuição normal, e a variância pode ser calculada a partir de:

$$V(S) = \frac{n(n-1)(2n+5) - \sum_{i=1}^n t_i i(i-1)(2i+5)}{18} \quad (8)$$

Com isso, calcula-se a variável Z_{MK} a seguir, onde:

$$Z_{MK} = \begin{cases} \frac{S-1}{\sqrt{Var(S)}} & \text{se } S > 0 \\ 0 & \text{se } S = 0 \\ \frac{S+1}{\sqrt{Var(S)}} & \text{se } S < 0 \end{cases} \quad (9)$$

O teste de hipóteses consiste em se rejeitar ou aceitar a hipótese nula (H_0) de que não há tendência, em contraste com a hipótese alternativa (H_1) de que há tendência. Para tanto, foi definido um valor de significância (α) de 0,05, o qual simboliza a probabilidade de erro ao se rejeitar a hipótese nula. A tendência é dita negativa de $S < 0$ e positiva se $S > 0$.

Já para a estimativa da magnitude das tendências nas estimativas de PH máximas e mínimas anuais foi utilizado o estimador de declividade de Theil-Sen (THEIL, 1950; SEN, 1968). Para estimar a magnitude, para todo $i < j < n$, em que n é o tamanho da série de dados:

$$\beta = med\left(\frac{x_j - x_i}{j - i}\right) \quad (10)$$

Sendo i e j dois anos consecutivos e x_i e x_j valores consecutivos da série de dados em análise.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

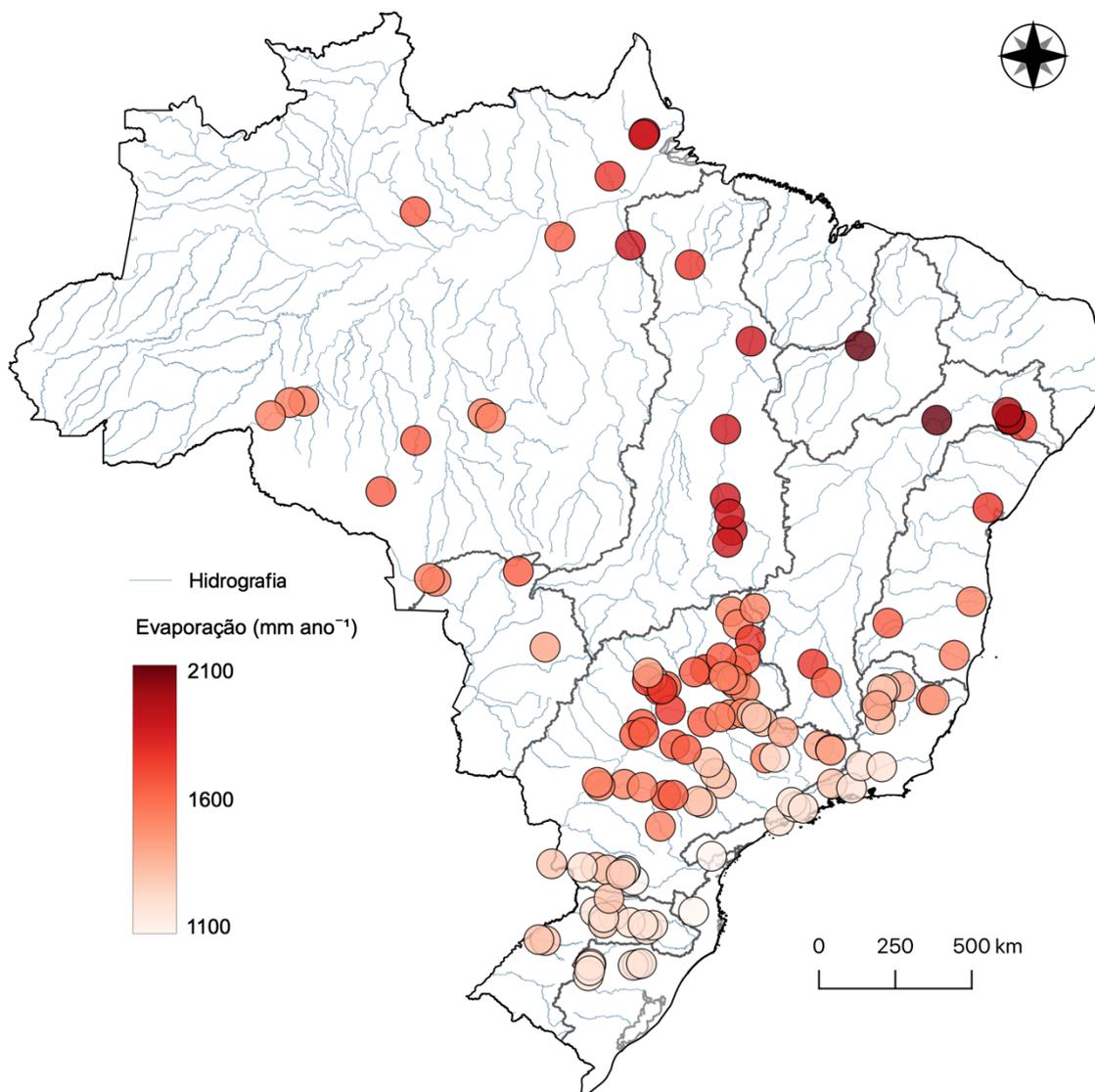
4.1 ESTIMATIVAS DE EVAPORAÇÃO

A Figura 10 apresenta as estimativa média anual de evaporação para os reservatórios das usinas hidrelétricas. As estimativas de evaporação encontradas variaram de 1.128 mm ano⁻¹ na Região Hidrográfica do Atlântico Sul até 2.077 mm ano⁻¹ na Região Hidrográfica do Rio São Francisco. A média encontrada para o Brasil foi de 1.519 mm ano⁻¹. Estimativas anuais para cada reservatório podem ser encontradas no Apêndice A

Espacialmente, observa-se que as maiores estimativas foram encontradas nas regiões PRN e SFO, enquanto no Sul, entre as regiões do ASU e URU, a máxima foi de apenas 1.333 mm ano⁻¹. Os reservatórios mais próximos ao litoral, no geral, obtiveram valores menores, e na medida que se aproxima do centro do país os valores aumentam. O Nordeste por ser uma região do semiárido, tropical equatorial, se caracteriza por poucos meses de chuva e elevados índices de insolação, além de baixa umidade do ar no geral, o que favorece a evaporação. Com isso, a região apresentou os maiores valores de evaporação do país.

A região PRN concentra o maior número de reservatórios dentre os estudados (57 reservatórios, 43,8% do total), portanto a região se destaca por seu potencial hidráulico e capacidade de exploração. Ela possui uma variabilidade de estimativas de evaporação que vão de 1.129 a 1.722 mm ano⁻¹. Pode-se observar um claro aumento gradual na evaporação a medida que os reservatórios se localizam mais ao centro-oeste do país. Esses valores de evaporação acompanhas os dados de insolação e umidade do ar, como visto anteriormente na Figura 7, demonstrando a influência destas duas variáveis no cálculo da evaporação.

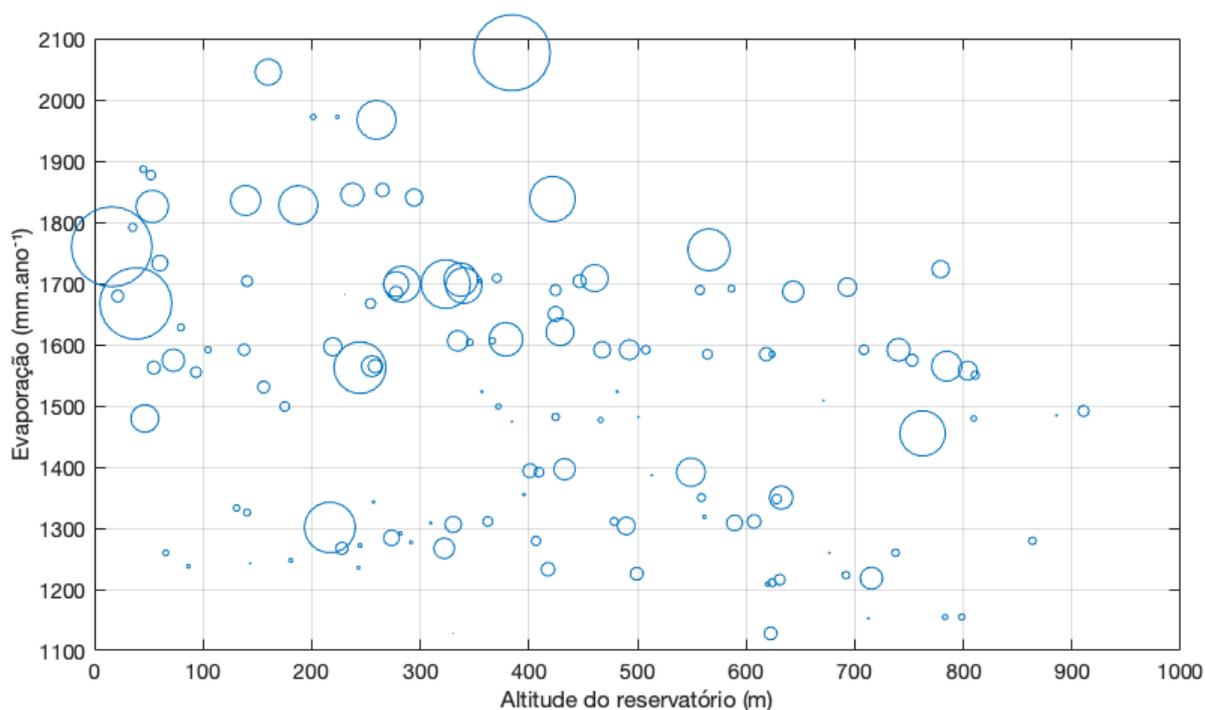
Figura 10 - Estimativa de evaporação de lago média anual dos reservatórios, em mm ano^{-1} .



A Figura 11 apresenta a relação entre altitude do reservatório e a evaporação anual do mesmo. Observa-se no ponto mais acima do gráfico o reservatório da UHE Sobradinho, que está a uma altitude de 380 m e apresenta uma evaporação anual de 2.077 mm, com uma área alagada de 4.214 km^2 . Em contraste, o segundo reservatório com a maior evaporação é da UHE Boa Esperança, com uma altitude de 160 m e 311 km^2 de área alagada. Reservatórios com menores áreas alagadas apresentaram evaporações menores (menos de 1.500 mm ano^{-1}) independentemente da altitude, com exceção dos reservatórios de Itaipu (área de 1.156 km^2 , altitude de 217 m e precipitação de 1.300 mm ano^{-1}) e Furnas (área de 928 km^2 , altitude de 763

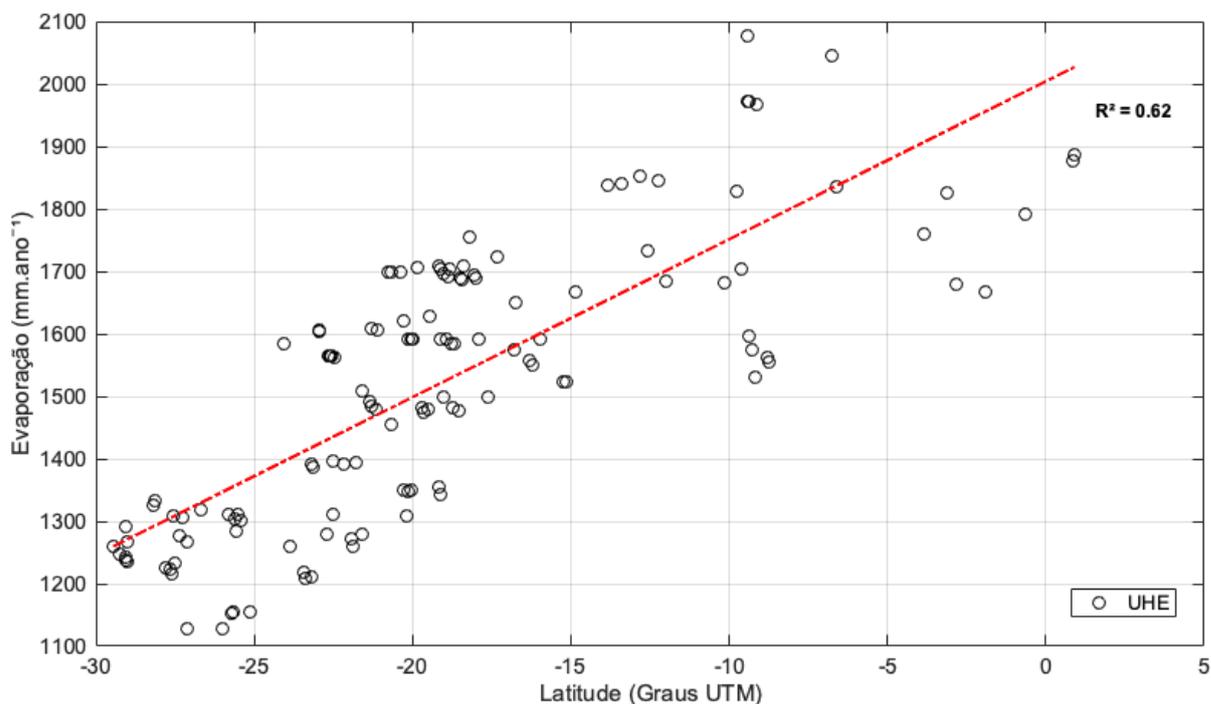
m e precipitação de $1.454 \text{ mm ano}^{-1}$). Em contrapartida, reservatórios de maior área alagada são localizados de baixas a médias altitudes, com evaporação normalmente acima de $1.500 \text{ mm ano}^{-1}$.

Figura 11 – Relação entre altitude do reservatório e evaporação anual. O tamanho dos círculos é proporcional as áreas superficiais dos reservatórios.



Já em relação a latitude dos reservatórios, a Figura 12 apresenta sua correlação com a estimativa da evaporação. A regressão linear apontou uma relação moderada entre as variáveis. Neste caso, em maiores latitudes, os valores de evaporação tendem a ser mais elevados e em maiores latitudes, os valores de evaporação tendem a ser mais baixos.

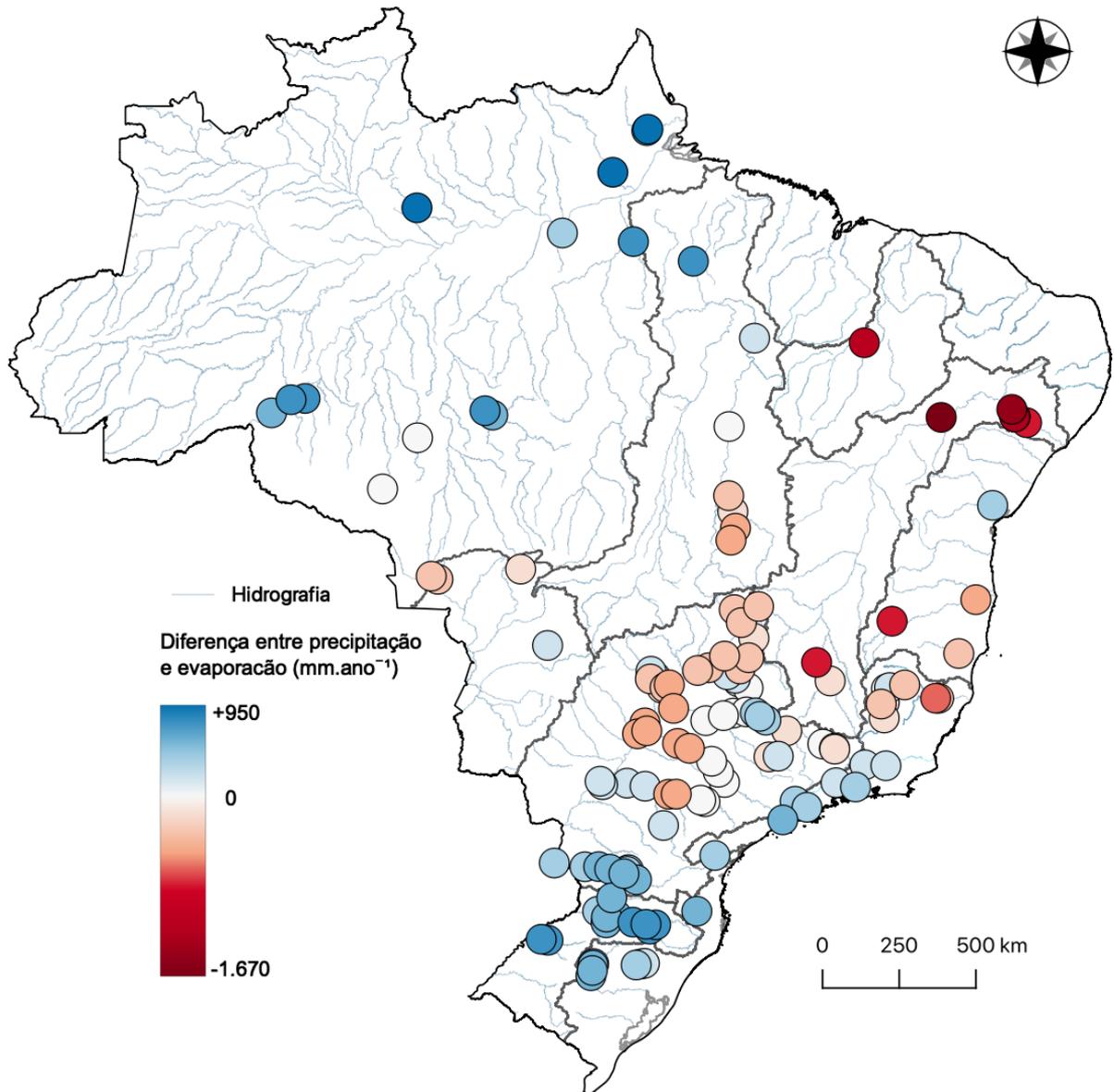
Figura 12 – Regressão linear entre a latitude e a evaporação das UHEs. A linha em vermelho representa a curva de ajuste da correlação entre evaporação e latitude dos reservatórios.



Na maior parte dos reservatórios localizados nas regiões do PRN, TOC, PRN, SFO, ATL e a porção norte do ASU, a evaporação excedeu a precipitação - de 0 a -1.670 mm (Figura 13). São regiões com bacias mais áridas, com maiores valores de insolação e menores valores de umidade relativa do ar, também com baixos valores de chuva anual. Estas regiões não são adequadas para a instalação de grandes reservatórios que resultarão em altos níveis de evaporação. Ainda sim, o maior reservatório do Brasil está localizado na região SFO, e suas perdas por evaporação são as mais altas do país também.

Já nas regiões hidrográficas do PRG, URU, na parte sul do ATL e na AMZ há um excedente de precipitação, de 0 a 950 mm. Como são regiões de maior umidade, é esperado que cova mais na região, em relação ao total evaporado. São regiões com grande potencial hídrico e disponibilidade hídrica. O maior número de reservatórios estão localizados nas regiões do PRG, URU e ATL e a região AMZ possui o maior potencial inventariado do Brasil.

Figura 13 – Diferença entre a evaporação de lago média anual calculada para cada reservatório e a precipitação anual média da estação, utilizada como dado de entrada no algoritmo WREVAP, em mm.



4.2 ESTIMATIVAS DE PEGADA HÍDRICA

As estimativas médias, máximas médias e mínimas médias de PH para cada região pode ser vista na Tabela 6, e os valores médios para cada UHE podem ser vistos na Figura 14. A pegada hídrica média para todas as usinas foi de **77,7 m³ GJ⁻¹**. Um valor razoável quando comparado com o trabalho de Mekonnen e Hoekstra (2012), que chegou a um valor de 68 m³ GJ⁻¹ para inúmeras usinas no mundo todo. Quando comparado com Scherer e Pfister (2016), que chegam a um valor de 65,1 m³ GJ⁻¹. Entretanto, bem distante do valor encontrado

Semertzidis *et al.* (2019), de 28,8 m³ GJ⁻¹. Estimativas detalhadas para cada usina de pegada hídrica média podem ser encontradas no Apêndice A e no material suplementar.

A PH máxima média foi obtida na UHE Balbina, localizada no Norte do Brasil, na Bacia Amazônica, que obteve uma PH média de 1.237 m³ GJ⁻¹, e possui uma área alagada de 2.305 km² e uma geração média de energia de 7,20x10⁶ GJ ano⁻¹. Apesar de apresentar altos valores de pegada hídrica média para a UHE Balbina, outras usinas da região AMZ ficam na faixa de 3,1 a 115 m³ GJ⁻¹. O caso desse aproveitamento em específico se deve ao seu extenso reservatório, com uma geração de energia relativamente baixa em relação ao total evaporado, elevando assim seus valores de pegada hídrica.

Já a menor PH média do país foi registrada na usina de Salto Pilão, com 0,1 m³ GJ⁻¹, que possui uma área alagada de 0,15 km² e uma geração de 2,65x10⁷ GJ ano⁻¹. As regiões URU e ASU possuem as menores PHs médias, sendo respectivamente 27,3 m³ GJ⁻¹ e 15,5 m³ GJ⁻¹. Estas bacias estão localizadas numa região de clima temperado, onde o regime de chuvas é bem distribuído ao longo do ano, o que normalmente não afeta a disponibilidade hídrica na região e, conseqüentemente, a geração de energia.

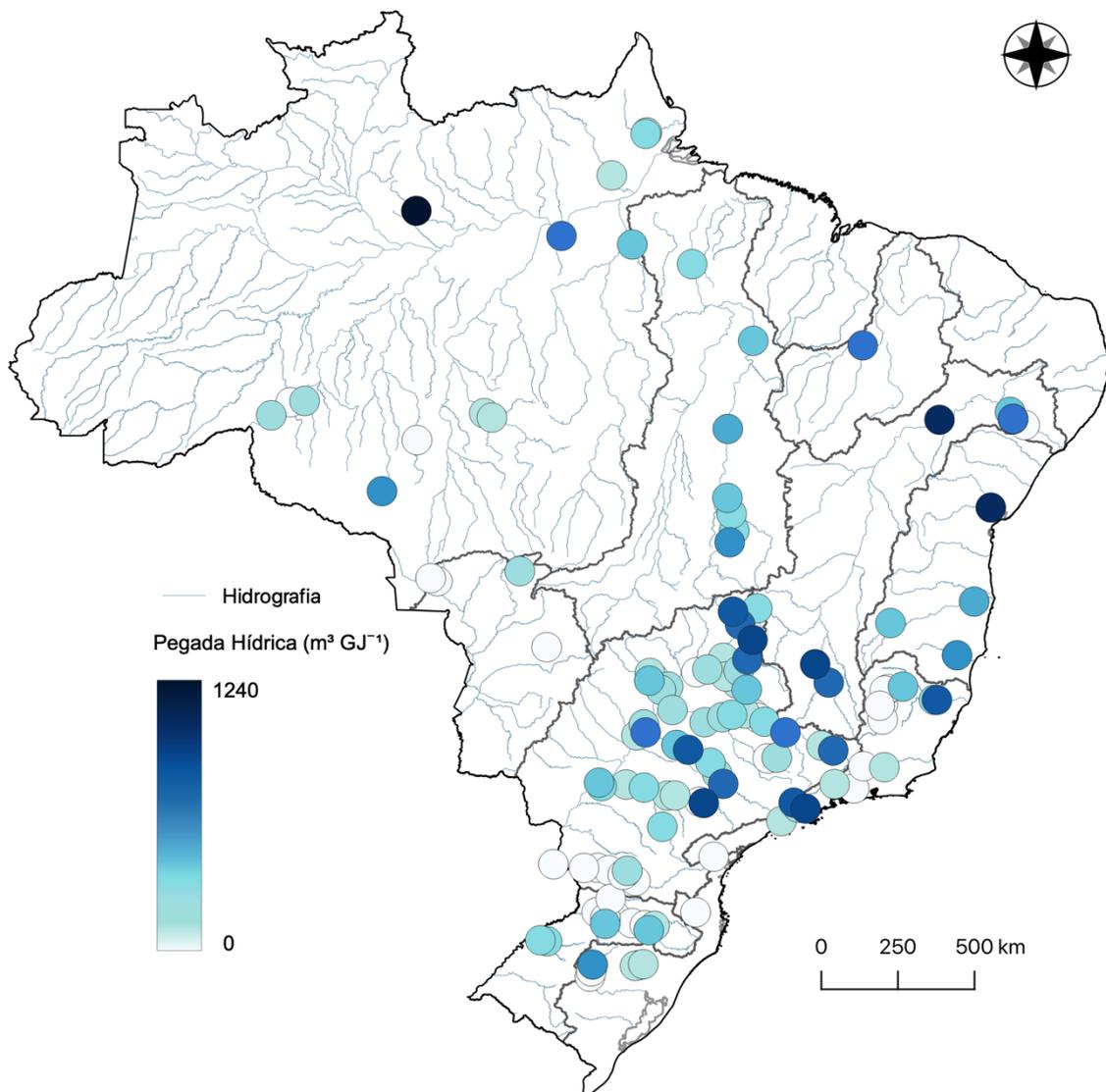
Tabela 6 – PH médias, máximas e mínimas por região hidrográfica, baseadas nas estimativas de pegada hídrica mensal de cada usina.

Região	PH máx. (m³ GJ⁻¹)	PH méd. (m³ GJ⁻¹)	PH mín. (m³ GJ⁻¹)
Amazônica - AMZ	2.825,7	127,2	0,04
Tocantins-Araguaia - TOC	697,8	73,4	18,30
Atlântico Nordeste Ocidental - AOC	-	-	-
Parnaíba - PRN	273,3	156,0	76,00
Atlântico Nordeste Oriental - ANO	-	-	-
São Francisco - SFO	4.696,9	180,1	0,30
Atlântico Leste - ATL	3.113,6	286,7	6,70
Atlântico Sudeste - ASD	2.677,4	63,4	0,40
Atlântico Sul - ASU	879,5	22,4	0,02
Uruguai - URU	1.566,7	27,3	1,00
Paraná - PRN	3.988,2	60,8	0,40
Paraguai - PRG	221,9	15,5	1,40
Brasil	1.236,9	77,7	0,10

A Figura 14 apresenta as pegadas hídricas para o país todo, representadas espacialmente. A região PRN, que contém quase metade das usinas do estudo (43,8%), variou

suas pegadas hídricas mensais de $0,4$ a $3.988 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$, com uma média de $60,8 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$. Também estudando a região, Bueno *et al.* (2020) encontraram um valor médio de $25 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$. Entretanto, a metodologia utilizada se difere deste trabalho, conforme descrito no item 3.4.1. Sendo uma região de grande interesse por seu potencial hidráulico, é relevante analisar a pegada hídrica na região do PRN. Nota-se que usinas com maior PH se localizam mais a montante das sub-bacias. Com isso, cabe avaliar se existe relação entre a PH e o nível de regularização do reservatório, ou sua posição quando em um sistema de cascata, conforme observado por Bueno *et al.*, (2020).

Figura 14 - Valores de Pegada Hídrica para as UHEs do Brasil, em $\text{m}^3 \text{ GJ}^{-1}$.



Na região SFO está localizada a UHE Sobradinho, que possui o maior reservatório em área alagada do Brasil (4.214 m²) e uma potência outorgada de 1.050,3 MW, com uma PH de 601,8 m GJ⁻¹. Como se trata de uma região com altos valores de evaporação, já é esperada uma pegada hídrica mais elevada, ainda que haja uma grande potência instalada. A região é mais árida, não sendo recomendada a instalação de reservatórios devido ao seu maior potencial para evaporação. Como visto na Figura 13, evaporações nesta região excedem a precipitação, o que não é uma condição favorável para a construção de reservatórios

As Figura 15 a Figura 24 apresentam os gráficos *boxplot* das pegadas hídricas, representando a amplitude dos valores obtidos de estimativas para cada usina, separadas por região hidrográfica. Os valores em vermelho representam os *outliers* das séries estimadas, normalmente elevados devido a meses com baixa geração de energia, que não foram considerados suficientemente altos para serem removidos de acordo com os critérios definidos. As UHEs estão em ordem crescente de acordo com o valor da sua respectiva mediana. A partir da análise dos dados de evaporação, que pode ser visualizado em detalhe para cada usina no material complementar, pode-se inferir que alguns *outliers* podem ser atribuídos ao fato da área do reservatório ter sido considerada constante. Assim, a evaporação manteve-se em um padrão sazonal, praticamente sem grandes variações, de forma que qualquer diminuição na geração gera um grande aumento na pegada hídrica.

Além disso, a Figura 25 apresenta os valores médios de pegada hídrica por região hidrográfica. Nota-se que regiões mais ao sul apresentam menor pegada hídrica e regiões mais ao norte apresentam maior pegada hídrica, principalmente na região Nordeste do país. Isso reforça a desvantagem da construção de reservatórios em regiões com altos índices de insolação, o que aumenta a taxa de evaporação e conseqüentemente a pegada hídrica, além de serem regiões que apresentam normalmente problemas na disponibilidade hídrica.

Figura 15 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica Amazônica (AMZ).

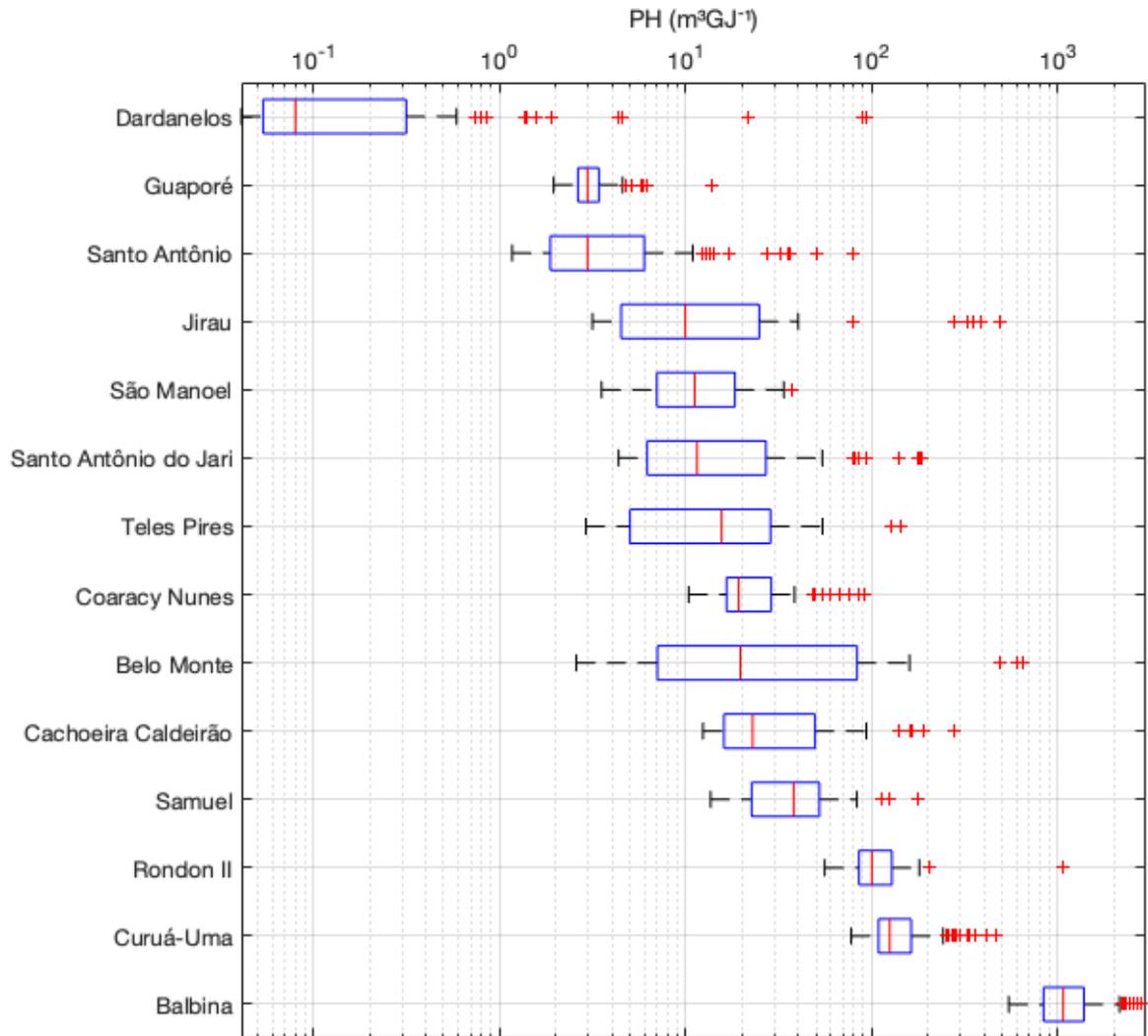


Figura 16 – Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Tocantins-Araguaia (TOC).

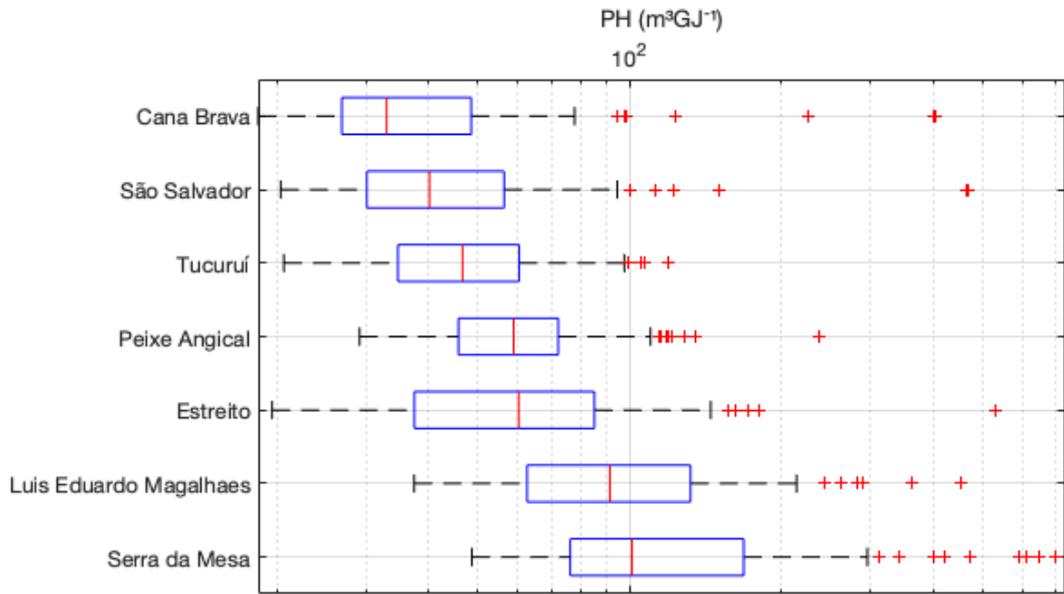


Figura 17 - Pegada hídrica de UHEs Região Hidrográfica do Parnaíba (PRN).

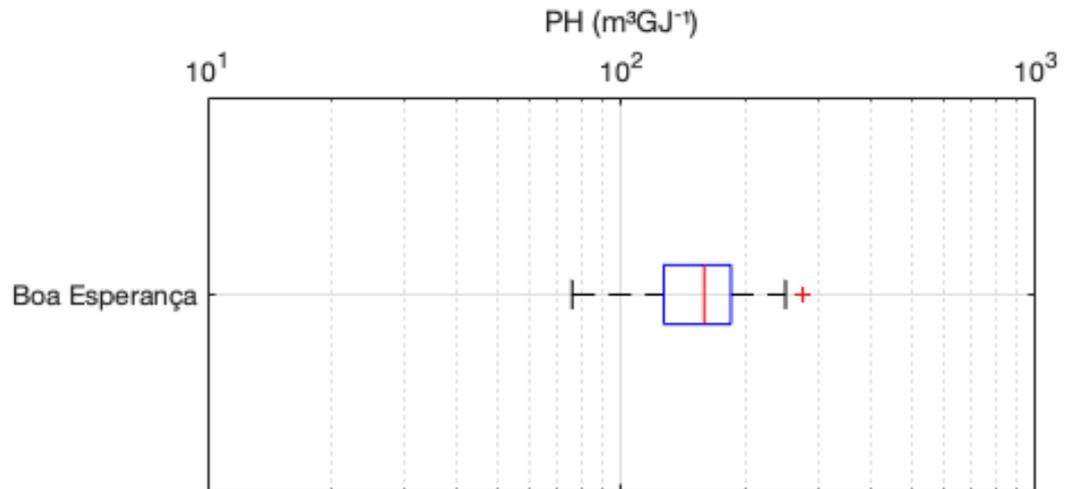


Figura 18 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do São Francisco (SFO).

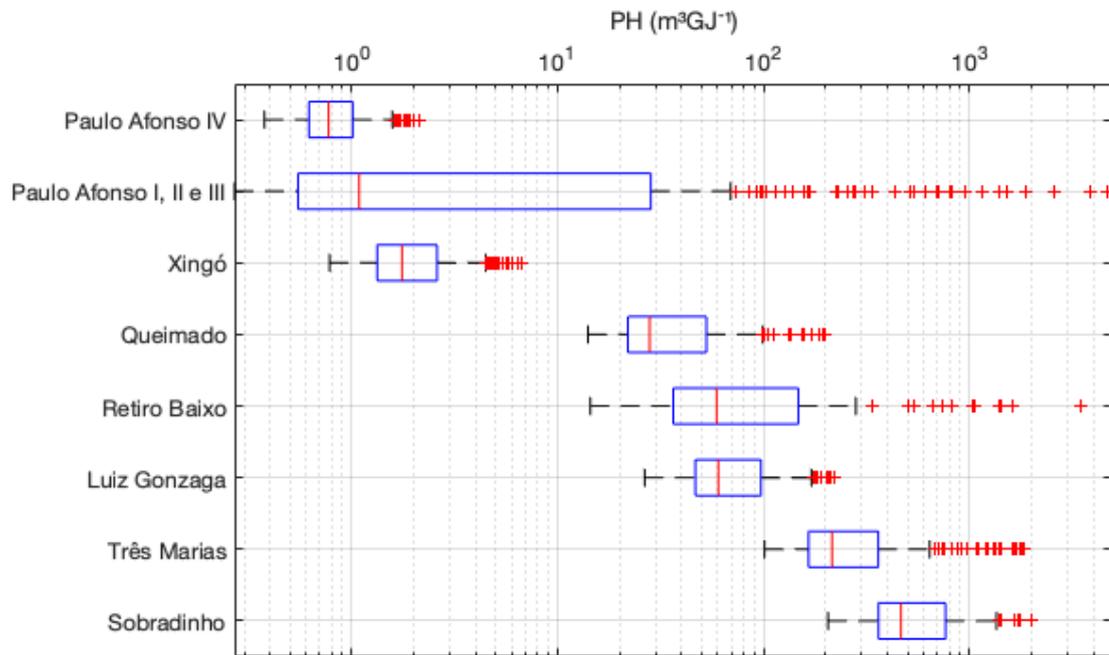


Figura 19 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Atlântico Leste (ATL).

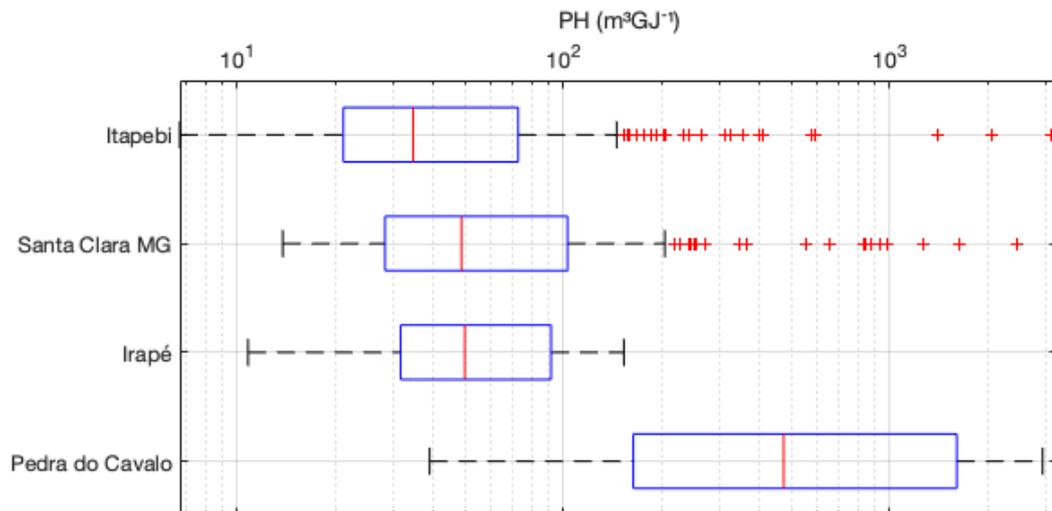


Figura 20 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste (ASD).

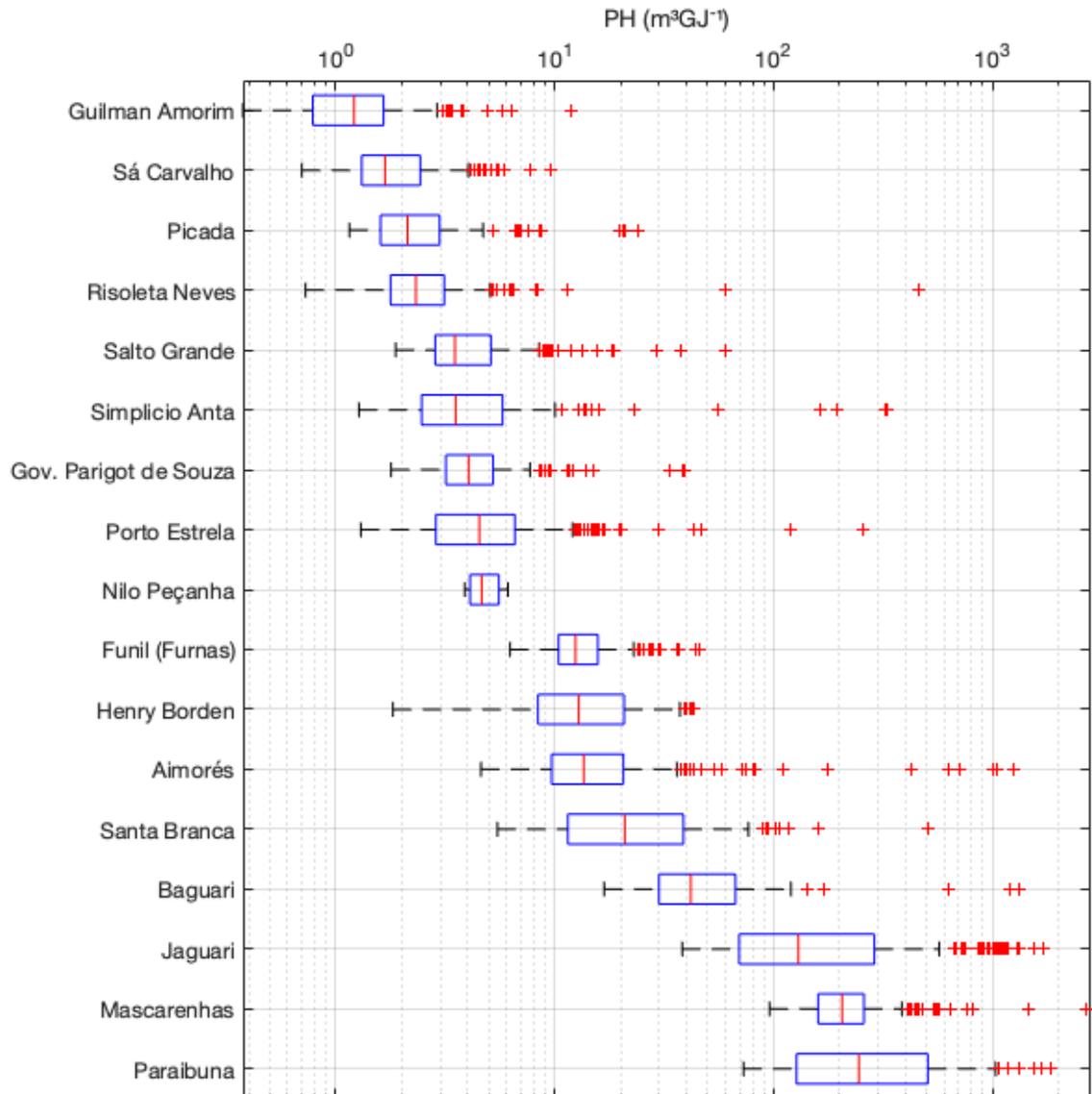


Figura 21 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Atlântico Sul (ASU).

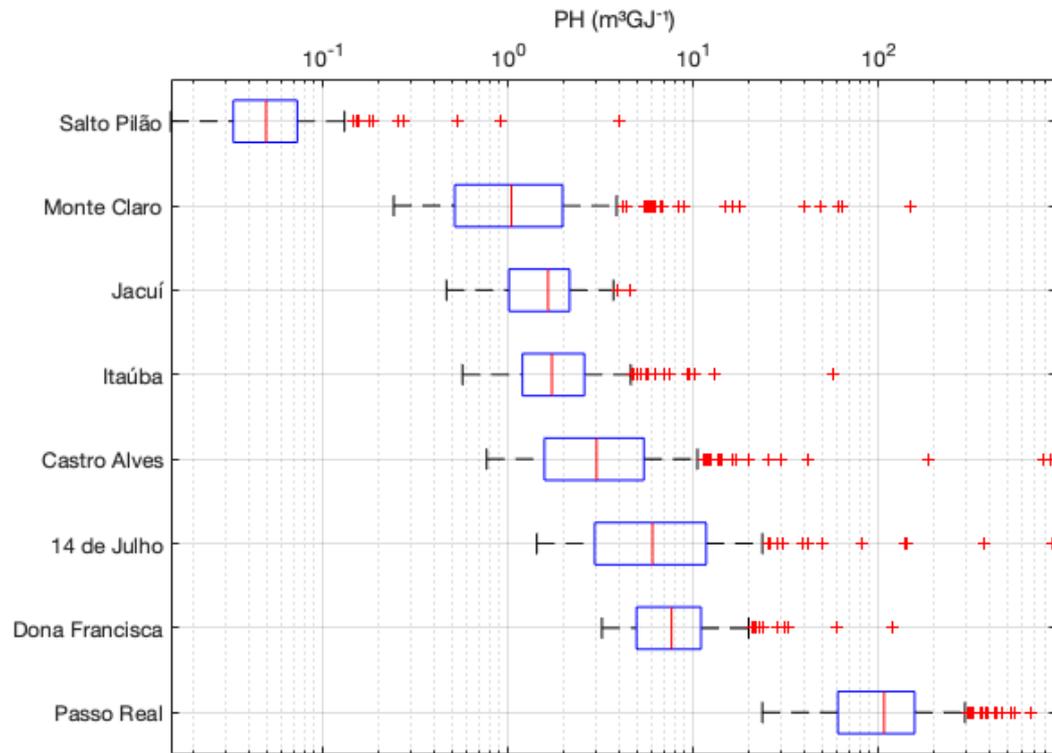


Figura 22 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Uruguai (URU).

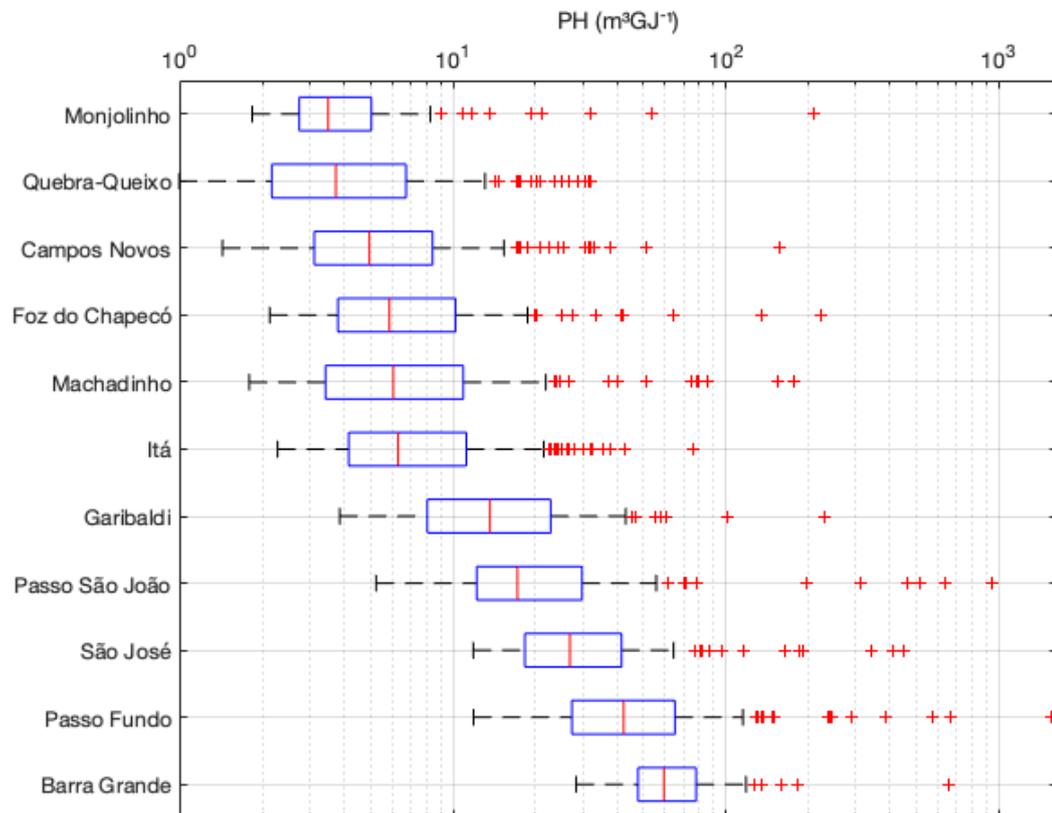


Figura 23 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Paraná (PRN).

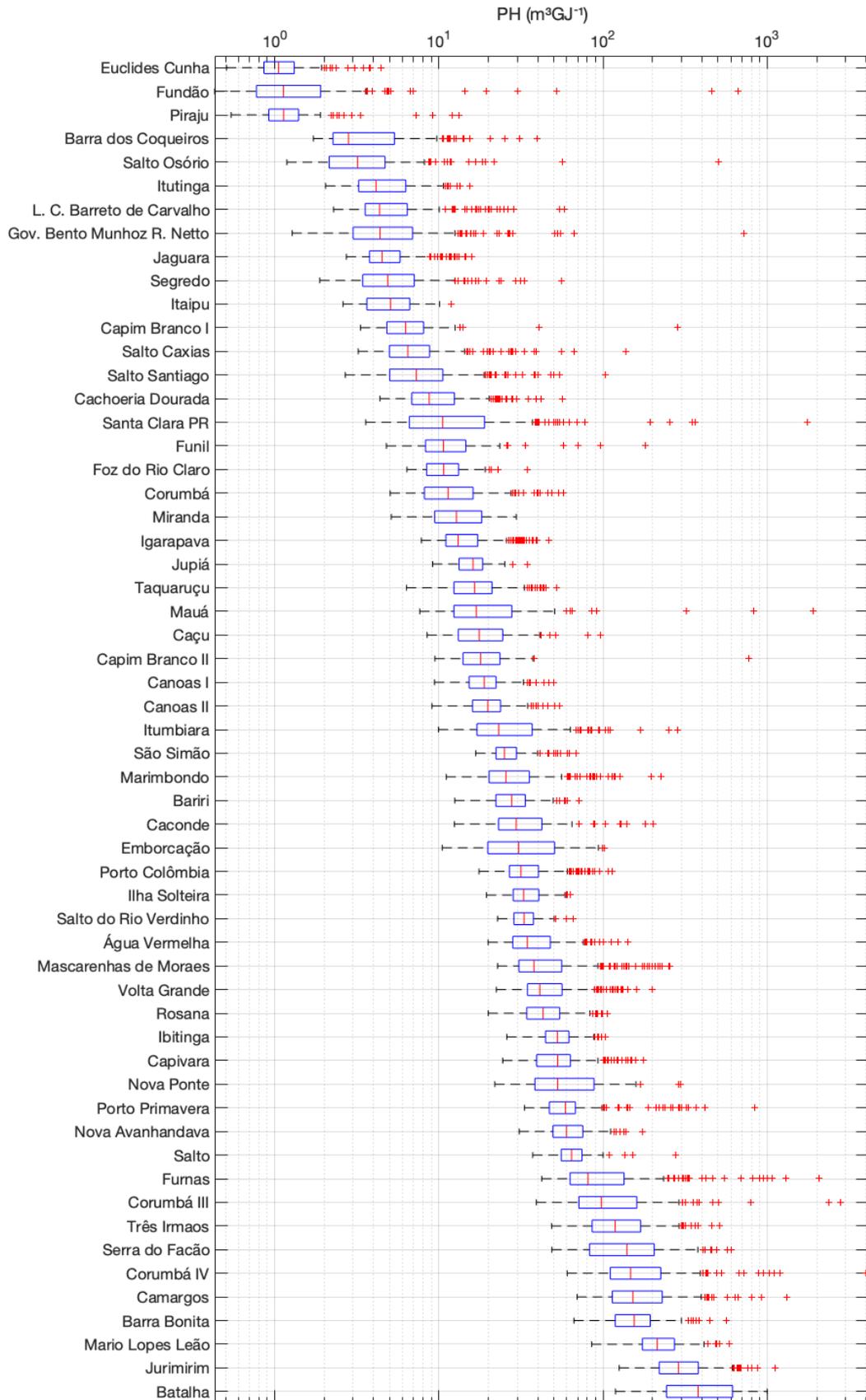


Figura 24 - Pegada hídrica de UHEs da Região Hidrográfica do Paraguai (PRG).

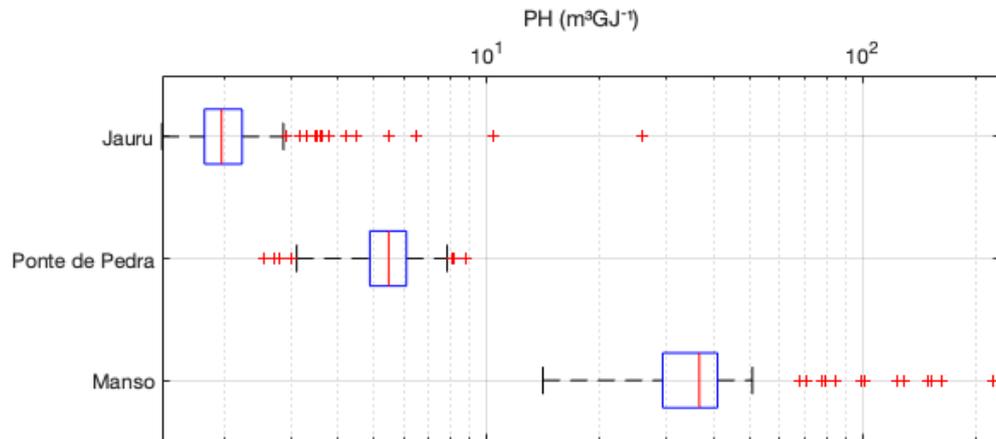
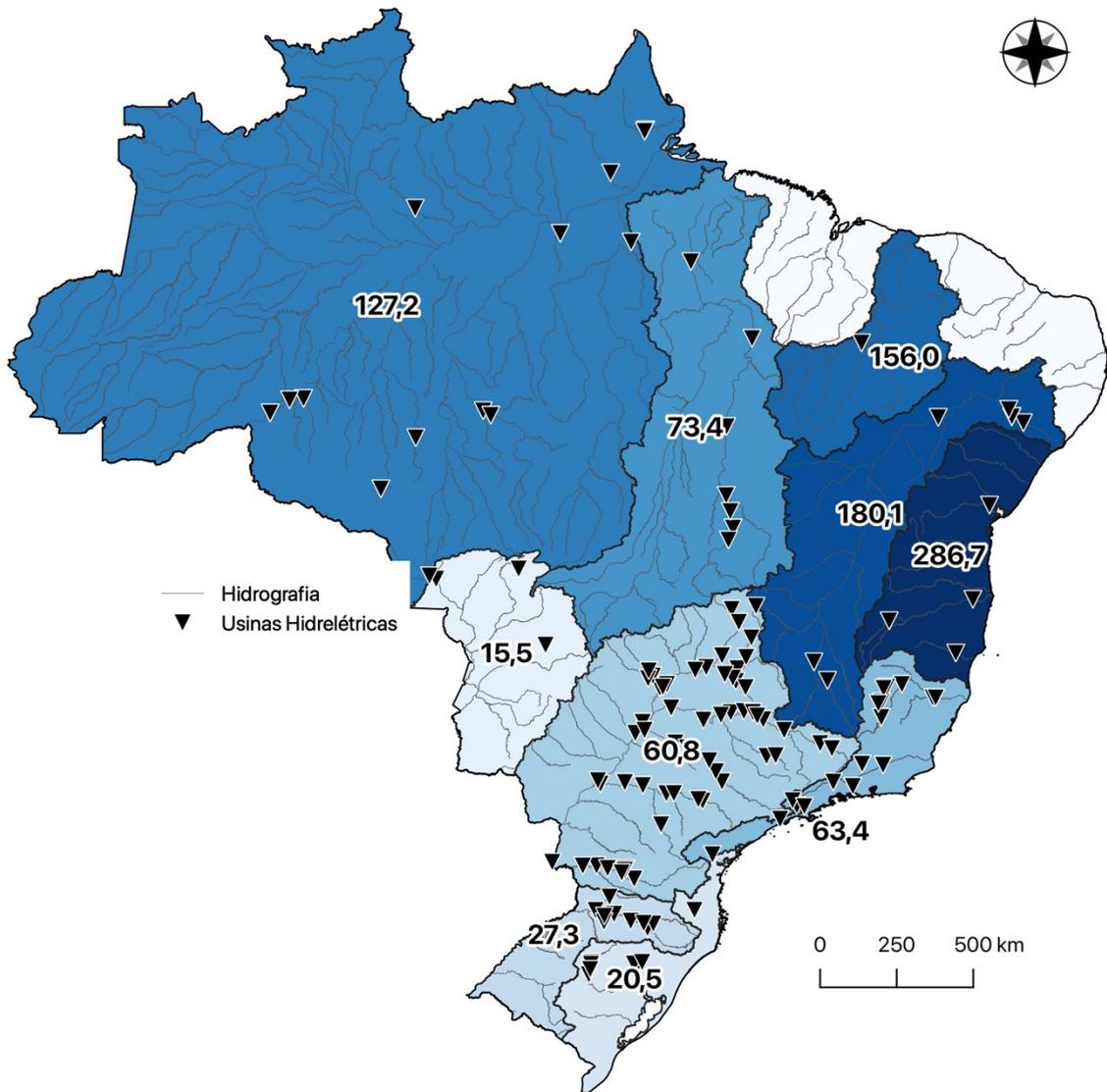


Figura 25 – Valores médios de pegada hídrica por região hidrográfica.



Nas séries históricas de geração de energia, obtidas a partir de dados do ONS (2019), ocorreram casos de geração excepcional de energia, muito abaixo do valor médio. Em certos períodos a geração chegou a zero em algumas usinas, levando a pegada hídrica a valores muito altos, na ordem de grandeza das estimativas de evaporação. Assim, os meses com a geração excepcionalmente baixa de energia foram excluídos da série de dados para evitar valores demasiadamente altos de pegada hídrica que não seriam representativos da série histórica de dados, ou seja, *outliers*. Entretanto, alguns *outliers* foram considerados representativos, pois excluí-los seria ignorar a operação da usina durante eventos extremos de secas, por exemplo, ou gerações baixas por fatores operacionais. O Apêndice C contém as usinas e seus respectivos meses que foram excluídos do escopo deste trabalho.

Com a seca intensa do ano de 2020 que ocorreu no final do verão e apresentou um dos menores índices pluviométricos para o trimestre (GRIMM *et al.*, 2020), foi possível observar o fenômeno através da redução extrema da geração de energia nas usinas do Sul do país, e consequentemente no aumento da pegada hídrica. A UHE Passo São João, localizada na região URU, possui uma PH média de $49,6 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$. Entretanto, pode-se observar o aumento da PH muito acima do normal no ano de 2020, chegando a $461,3 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ em março e $636,4 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ em novembro. A geração de energia chega na ordem de 10^3 vezes menor do que a média normal de geração.

Outro exemplo de reservatório que sofreu com a seca de 2020, também na região URU, foi a UHE Machadinho. Localizada no Rio Pelotas, principal afluente do Rio Uruguai no estado do Rio Grande do Sul, possui PH média de $11 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ e atingiu a marca mensal de $179 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ em junho de 2020, como pode ser visto na Figura 27. Observou-se também na série histórica de PHs que houveram outras datas com valores elevados, como por exemplo em abril de 2012 que atinge $156 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$. Entretanto, a seca de 2020 se difere devido a severidade com que afetou o reservatório. A Figura 28 ilustra a série histórica de volume útil do reservatório de Machadinho, em porcentagem, onde a marca negativa foi atingida apenas no ano de 2020, tanto que os meses de abril e maio na UHE Machadinho foram desconsiderados devido a geração ter chegado a zero na usina.

Figura 26 – Pegada hídrica, evaporação e geração de energia mensais da UHE Passo São João, de abril de 2012 a dezembro de 2020.

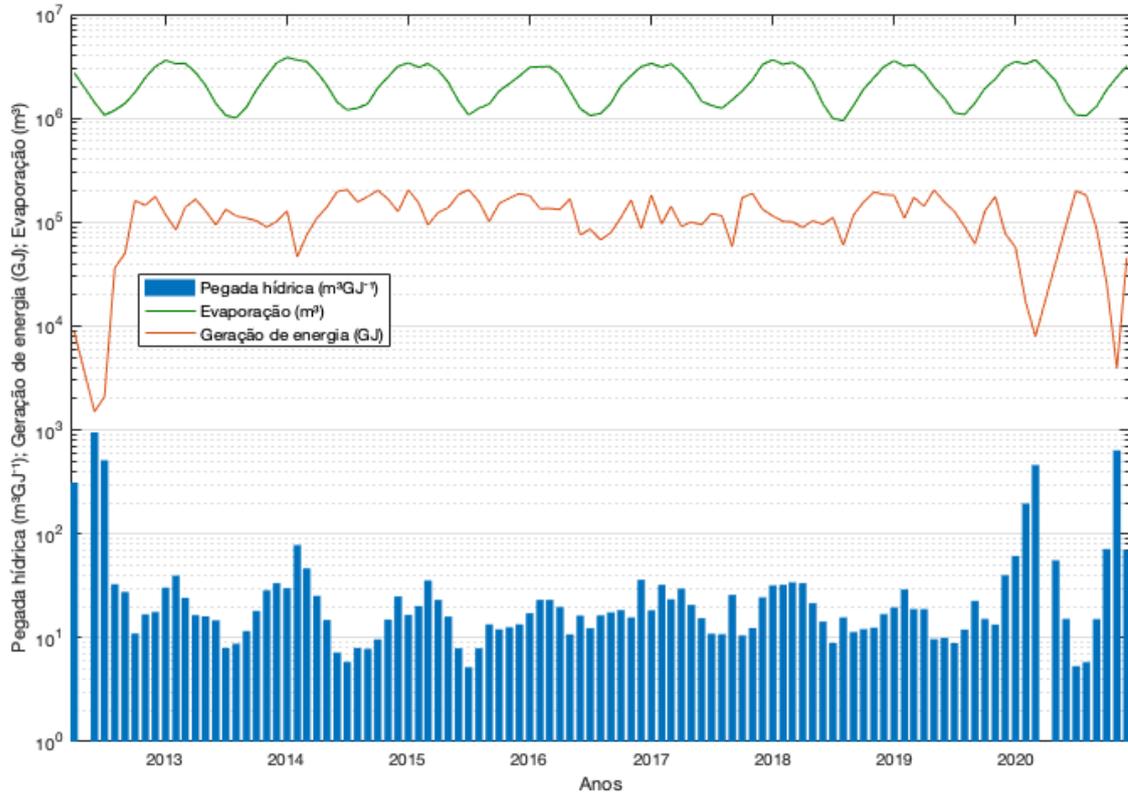


Figura 27 - Pegada hídrica, evaporação e geração de energia mensais da UHE Machadinho, de fevereiro de 2002 a dezembro de 2020

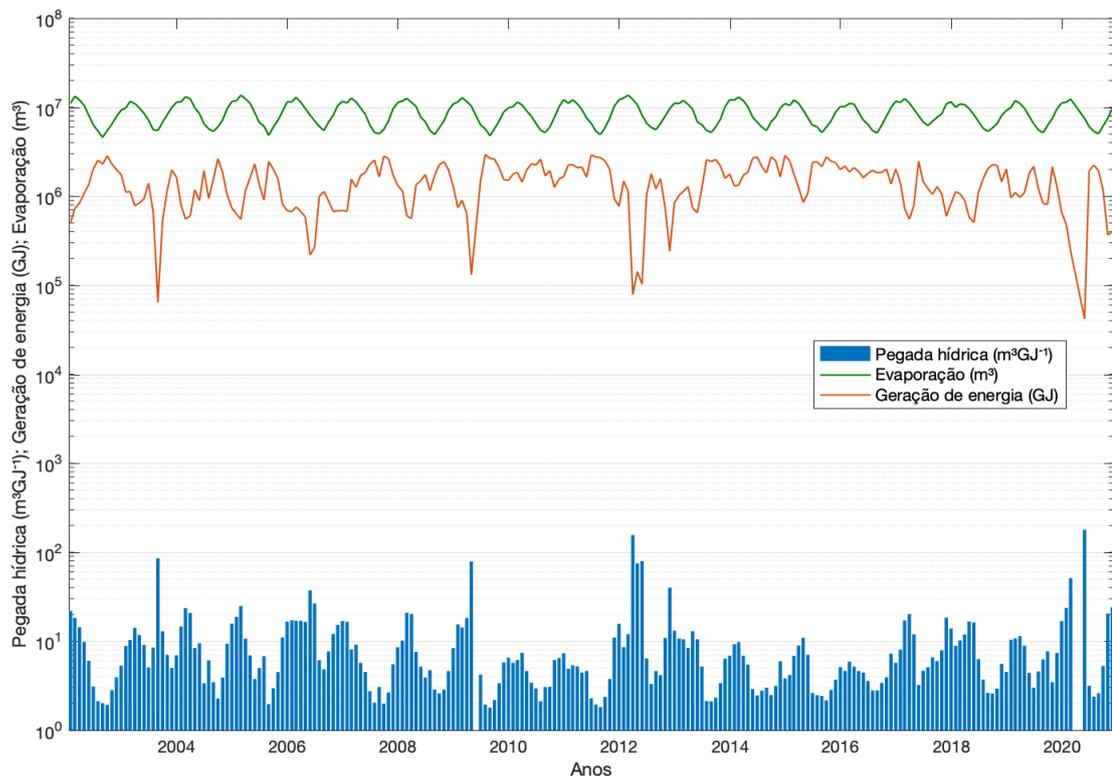
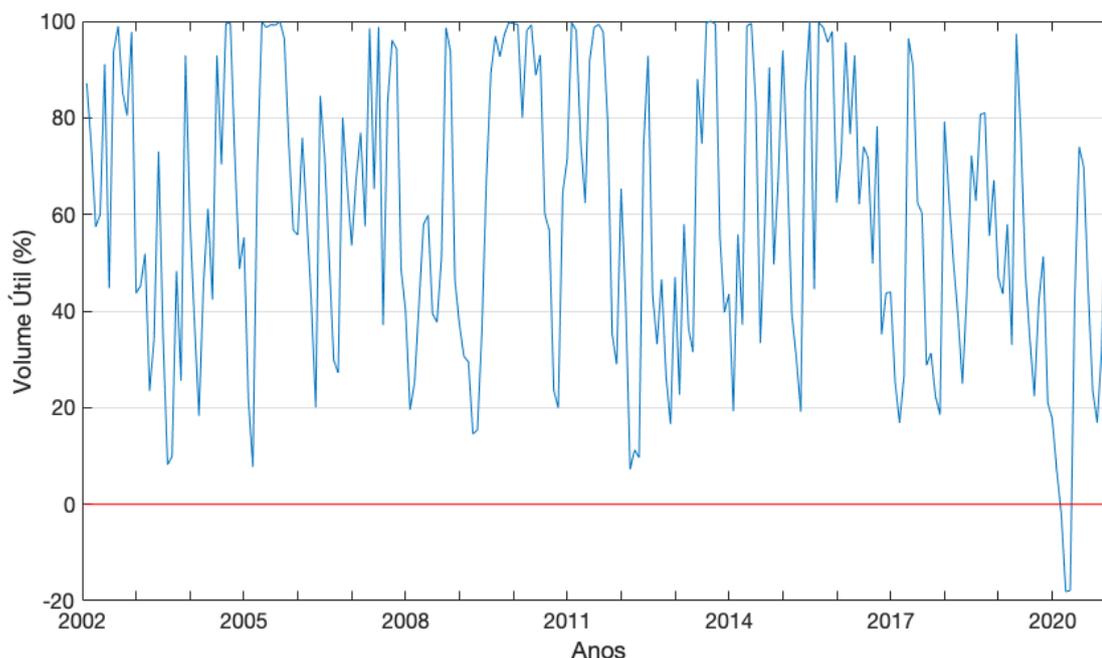


Figura 28 – Volume útil do reservatório da UHE Machadinho desde seu enchimento até o início do ano de 2021. Com destaque para o período de 2020 em que o valor ficou abaixo de zero pela primeira vez desde seu enchimento.

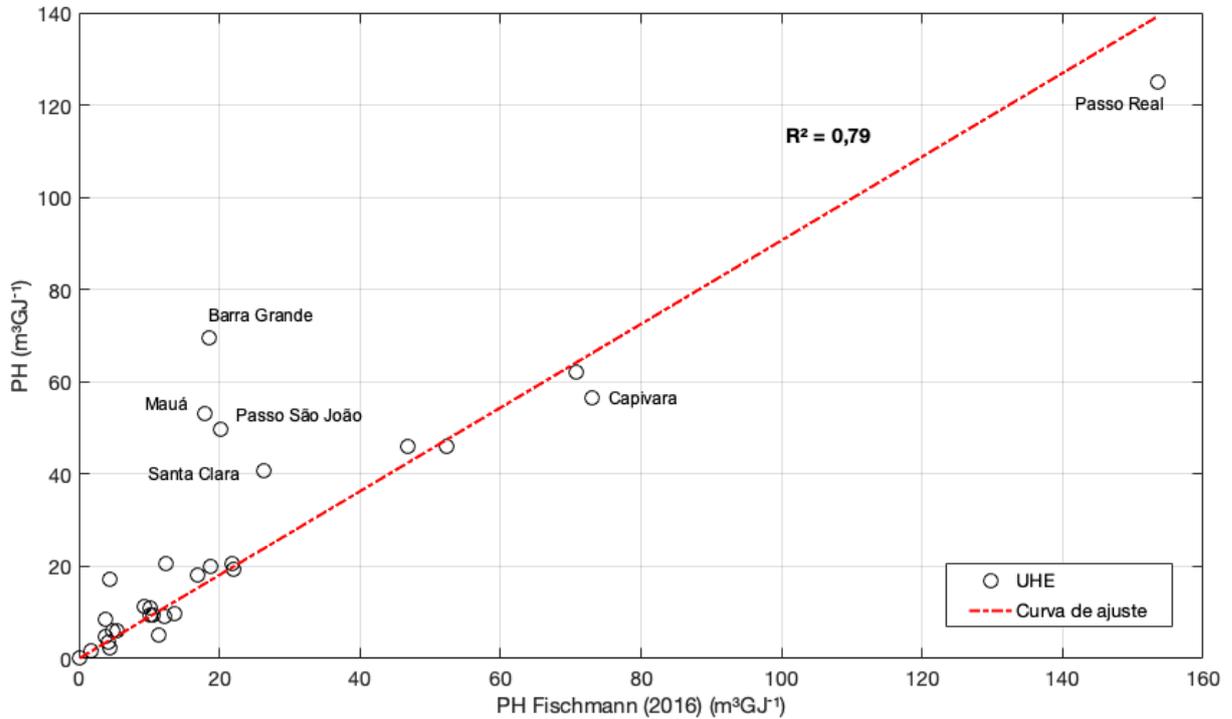


Com o intuito de comparar as estimativas de pegada hídrica, os valores médios foram comparados diretamente com o trabalho de Fischmann (2016), que estimou as PHs para aproveitamentos do Sul do Brasil (Figura 29). A metodologia empregada em ambos estudos é similar, diferenciando-se apenas no uso de nível variável do reservatório no presente estudo, enquanto o autor utiliza nível constante (FISCHMANN, 2016).

No geral, a partir de regressão linear entre as estimativas, obteve-se uma forte relação entre as variáveis. Entretanto, algumas UHEs obtiveram valores bem distintos, como por exemplo a UHE Barra Grande, que obteve média de $69,5 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ neste estudo e $18,5 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ no estudo de 2016. Outros empreendimentos com maior distinção foram Mauá ($53,1 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ e $17,8 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$), Passo São João ($20,2 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ e $49,6 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$), Santa Clara ($40,7 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ e $26,3 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$), Capivara ($56,4 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ e $73 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$) e Passo Real ($125 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$ e $153,5 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$).

A diferença de estimativas pode ser consequência de uma série de fatores, tanto o uso de diferentes estações meteorológicas nos estudos, na variação de nível dos reservatórios, quanto a consideração da seca dos últimos dois anos que afetou inúmeros reservatórios da região e, conseqüentemente, suas médias. Entretanto, considerando a forte correlação encontrada, as estimativas foram muito similares.

Figura 29 - Comparação com o trabalho de Fischmann (2016) de PH médias anuais estimadas para usinas do Sul do Brasil.

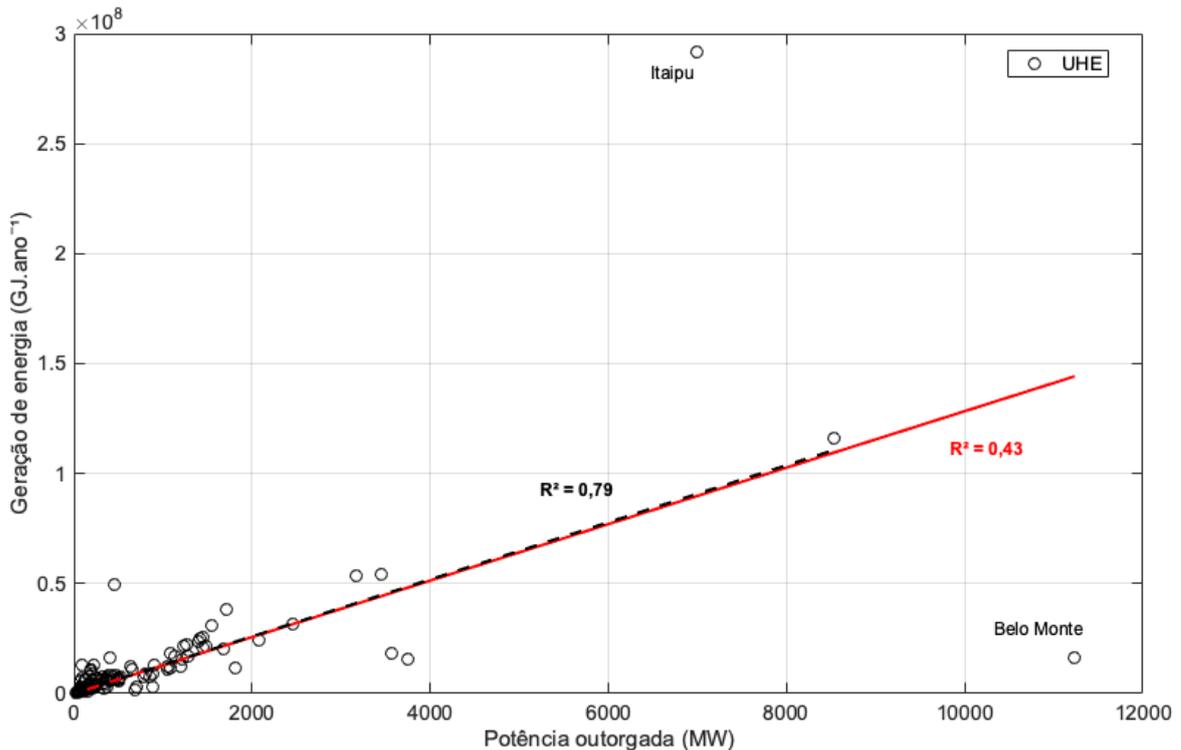


4.2.1 Relações da pegada hídrica com características das usinas

A partir de regressão linear e observações gráficas, buscaram-se relações entre a pegada hídrica e características das usinas. Como pode ser observado na Figura 30, a partir de regressão linear entre as variáveis, a relação entre geração de energia e potência outorgada apresentou uma correlação fraca. É interessante notar que caso os empreendimentos de Belo Monte e Itaipu sejam excluídos da análise, a correlação aumenta significativamente. Isso possivelmente se deve ao fato das duas usinas serem de grande porte e possuírem uma grande capacidade instalada, o que aumenta a sua potência outorgada. Entretanto, como se observa no caso de Belo Monte, apesar de uma elevada potência outorgada, sua geração de energia não é alta ($1,61 \times 10^7$ GJ), tanto que usinas com menos de metade da capacidade instalada produzem mais energia anualmente. Já Itaipu possui uma capacidade instalada já considerada alta, uma potência outorgada de 7.000 MW e produz em média $2,92 \times 10^8$ GJ anuais de energia, sendo a maior geradora de energia do mundo. Considerando a potência outorgada, que é a definida no ato de outorga, as usinas por vezes não atingem a potência inicialmente registrada junto à Aneel.

Além disso, a geração de energia depende de fatores externos, tanto operacionais quanto do regime de vazões regional.

Figura 30 – Regressão linear entre potência outorgada e geração de energia média anual das UHEs. A linha vermelha representa a curva de ajuste de todos os empreendimentos entre geração de energia e potência outorgada. Já a linha pontilhada preta é a correlação dos valores quando descontados os empreendimentos de Belo Monte e Itaipu.

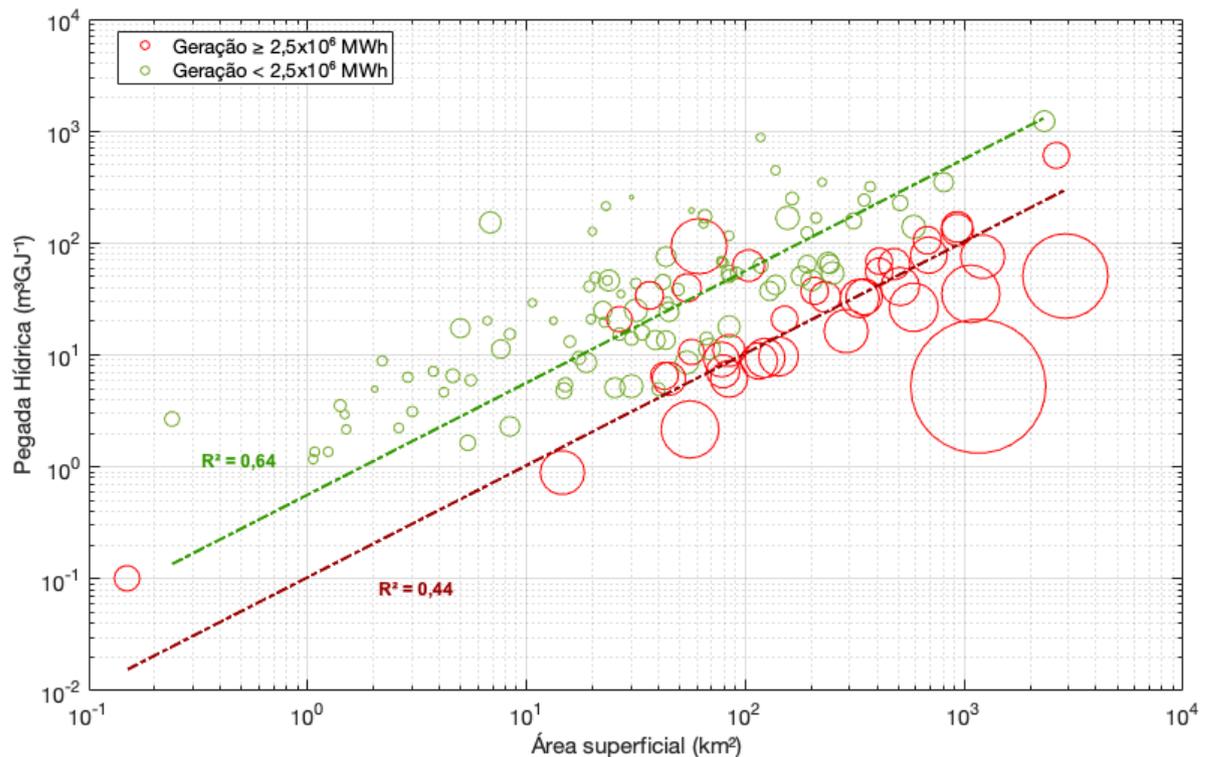


Quanto a área superficial, espera-se que reservatórios maiores apresentem maior valor de pegada hídrica média. Entretanto, nem sempre foi o caso, conforme visto na Figura 31. A usina de Itaipu, apesar de possuir a maior geração de energia (representada pelo maior círculo) e uma grande área alagada, sua pegada hídrica média possui o valor de apenas $5,2 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$, o que indica que ela possui um bom nível de eficiência energética, além de ser localizada numa região com menores valores de radiação. Já UHE Tucuruí, que possui a segunda maior área alagada dentre todas do Brasil (2.875 km^2) possui uma pegada hídrica média de $50 \text{ m}^3 \text{ GJ}^{-1}$.

No geral, houve uma distinção entre as usinas com geração maior e menor que $2,5 \times 10^6$ MWh por ano. Quando compara-se empreendimentos que possuem reservatórios de mesma

área alagada, os de menor geração tendem a ter uma maior pegada hídrica, enquanto os de maior geração tendem a ter uma menor pegada hídrica.

Figura 31 – Área superficial ao nível normal de operação, de acordo com a pegada hídrica de cada empreendimento. O tamanho dos círculos é proporcional a geração de energia (em 10^{-4} MWh para melhor ajuste dentro da área do gráfico). Os círculos em verde são UHEs com geração anual média menor que $2,5 \times 10^6$ MWh por ano e os em vermelho são maiores que $2,5 \times 10^6$ MWh por ano. As linhas pontilhadas simbolizam as curvas de ajuste da correlação entre as usinas presentes em cada categoria, sendo a vermelha de geração maior ou igual a $2,5 \times 10^6$ MWh e a verde menor que $2,5 \times 10^6$ MWh.



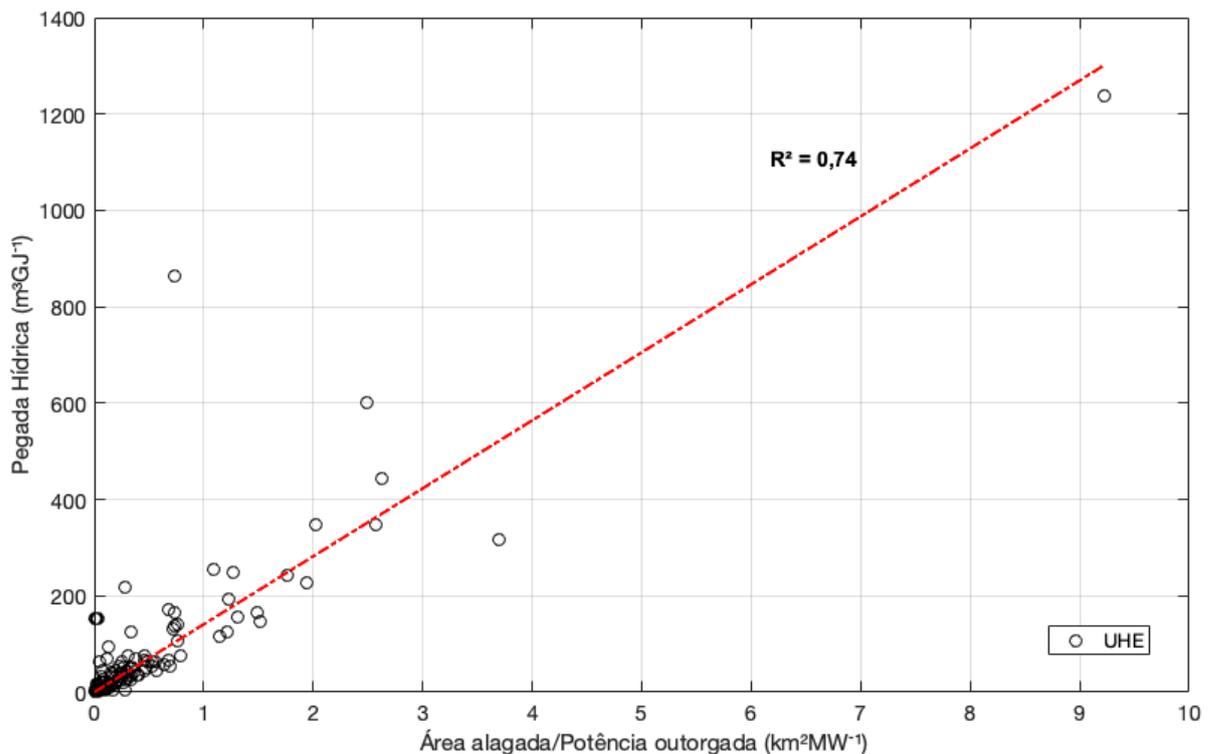
A razão de área alagada por potência outorgada (A/PO) é um importante parâmetro de análise do impacto de uma usina, e é esperada uma correlação com a PH (BUENO *et al.*, 2020). Quanto maior a razão A/PO, mais área alagada é utilizada por potência da usina (MW), ou seja, maior a área que deverá ser ocupada pelo reservatório para prover o desnível necessário para a referida UHE. A partir da regressão linear, foi encontrada uma forte correlação dentre as variáveis de PH e A/PO (Figura 32).

Tomando como exemplo Tucuruí, sua área alagada é de 2.875 km², mas produz uma considerável quantidade de energia, com uma potência outorgada de 8.535 MW, o que faz com que sua relação A/PO seja de 0,34. Já Jurumirim, que não possui um reservatório tão grande (374 km²) mas possui uma potência outorgada que não é tão compensadora para o tamanho de

seu reservatório (101 MW), ficando com uma relação de A/PO de 3,4. O maior valor encontrado de A/PO foi de Balbina, que chegou a 9,2 com um reservatório de 2305 km² para apenas 250 MW de potência outorgada. As PHs destas usinas foram respectivamente 50 m³ GJ⁻¹, 316 m³ GJ⁻¹ e 1.237 m³ GJ⁻¹.

A usina que apresentou o maior desvio a este parâmetro foi a UHE Pedra do Cavalo, que possui uma PH média de 864 m³ GJ⁻¹ e uma relação A/PO de 0,73. Ela possui uma área alagada de 118 km² e uma potência outorgada de 160 MW, e está localizada na Bahia, na bacia do Rio São Francisco. Por se tratar de uma região mais árida, espera-se uma maior evaporação dos reservatórios, e possivelmente uma maior pegada hídrica.

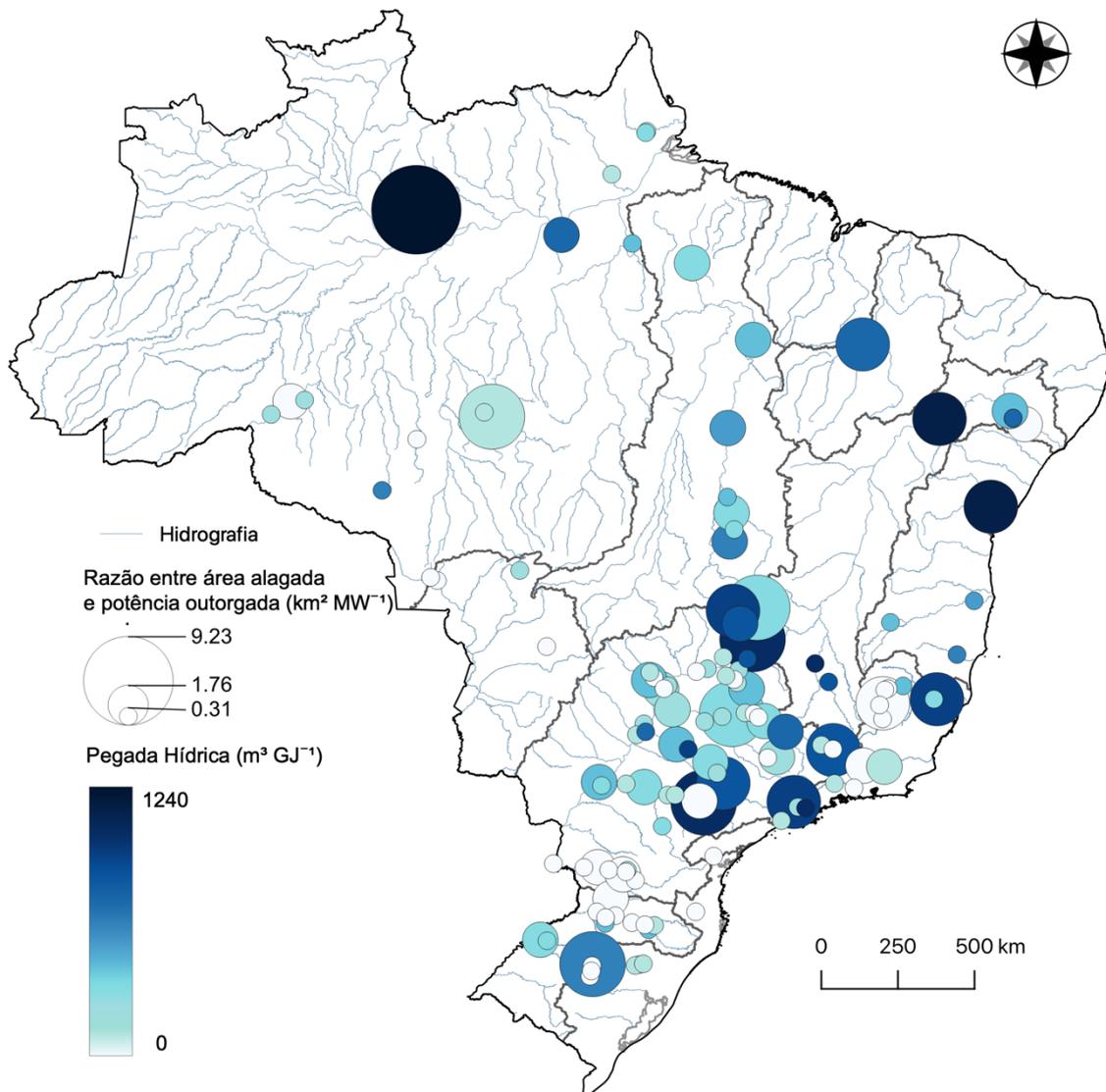
Figura 32 - Correlação entre área alagada/potência outorgada e a pegada hídrica de cada empreendimento. A linha em vermelho representa a curva de ajuste da correlação entre A/PO e pegada hídrica.



A Figura 33 apresenta a distribuição espacial da relação A/PO, em escala de tamanho, e pegada hídrica, em escala de cores. Nota-se a que UHEs com PHs menores, no geral, possuem A/PO menores, e UHEs com maiores PHs possuem A/PO maiores. As RHs do Uruguai e Atlântico Sul no geral, têm menor pegada hídrica e menor A/PO, com áreas alagadas menores em relação a potência outorgada da usina, principalmente ao longo do Rio Uruguai e do Rio Iguaçu, indicando rios com grande potencial hidráulico. Na Bacia do Paraná, a maior parte das usinas possui a razão A/PO menor, porém com valores de PH intermediários. Nesta mesma

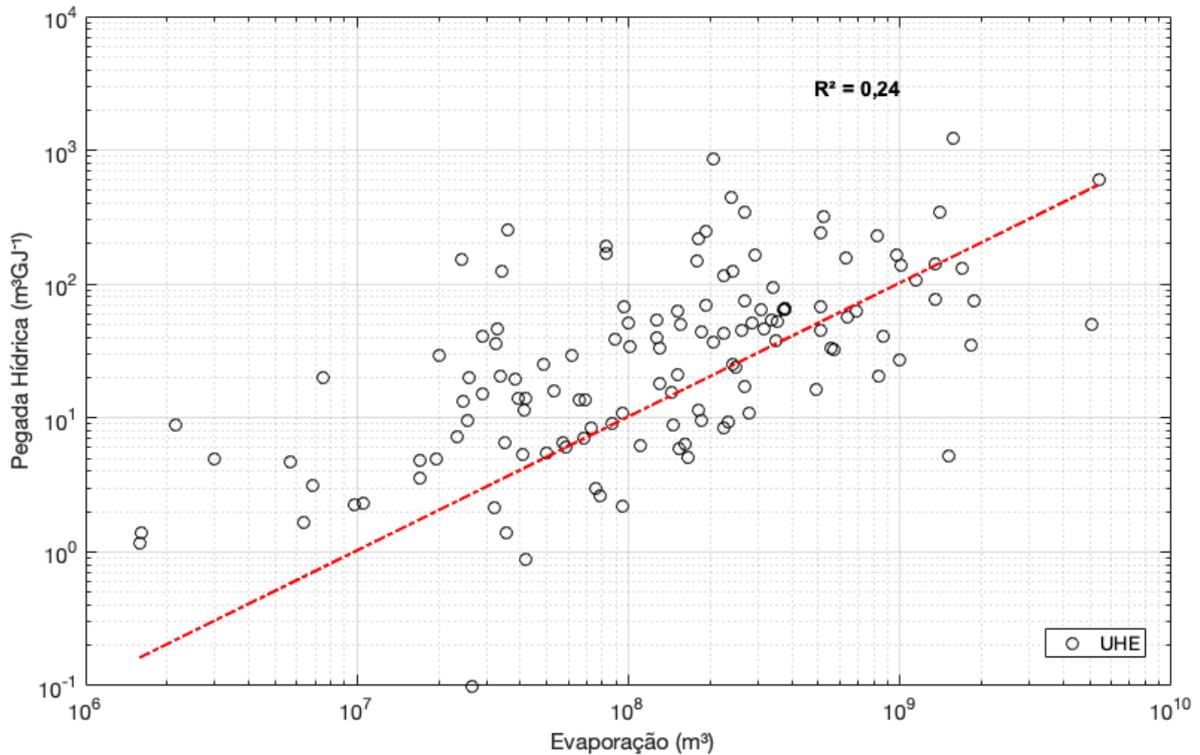
região, nota-se que reservatórios localizados nas cabeceiras das sub-bacias possuem a PH maior e razão A/PO maior, com grandes áreas alagadas.

Figura 33 – Distribuição espacial das usinas hidrelétricas, com classificação em escala de cores em relação a pegada hídrica ($\text{m}^3 \text{GJ}^{-1}$) e escala de tamanhos em relação a Área alagada/Potência outorgada ($\text{km}^2 \text{MW}^{-1}$).



Já para a pegada hídrica e a evaporação, a partir da análise da regressão linear, não foi encontrada uma correlação forte, conforme pode ser visto na Figura 34. Novamente, isso é um indicativo que a pegada hídrica é mais sensível a geração de energia do que da evaporação do reservatório, além da variação da geração de energia influenciar na PH. Entretanto cabe avaliar se a área constante do reservatório tem influência nesse âmbito.

Figura 34 – Gráfico da evaporação e pegada hídrica dos aproveitamentos. A linha vermelha representa a curva de ajuste entre a pegada hídrica e a evaporação

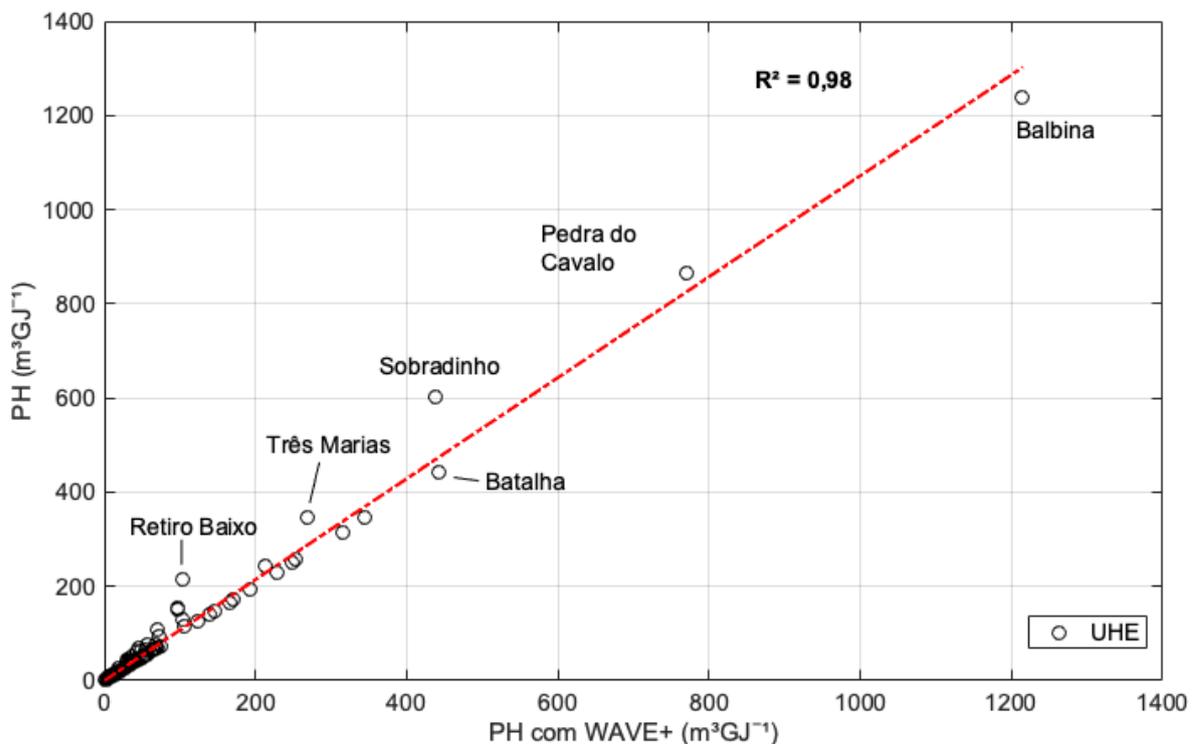


Não foi encontrada uma relação clara entre a altitude do reservatório e a PH calculada para o empreendimento. No geral, a maior parte dos pontos ficou próxima do eixo horizontal. O algoritmo WREVAP não possui grande sensibilidade ao parâmetro de altitude, o que não afeta também a evaporação e, conseqüentemente, a pegada hídrica. Em relação a profundidade média dos empreendimentos, também não foi encontrada nenhuma relação aparente com a pegada hídrica. A potência outorgada e a pegada hídrica não apresentou qualquer indício de correlação. Algumas usinas não aumentaram sua pegada hídrica com o aumento da potência outorgada, mas também, houve um grupo de UHEs que aumentou a pegada hídrica com o aumento da potência outorgada. Este grupo é representado, no geral, por usinas com valores de potência outorgada menores que 10^3 MW. A representação gráfica de parâmetros sem correlação aparente com a PH pode ser vista no Apêndice B.

4.2.2 WAVE+

A partir da contabilização da pegada hídrica com o fator WAVE+, observa-se que os dados apresentaram valores muito semelhantes, com uma correlação muito alta, não havendo muita influência na contabilização dos valores médios de pegada hídrica. Entretanto, observam-se algumas usinas em que os valores de variaram mais que outras. As usinas de Retiro Baixo, Três Marias e pertencem a bacia do Rio São Francisco, a bacia mais árida do país. Ela apresenta os maiores valores para o coeficiente WAVE+, sendo a média anual de 0,31.

Figura 35 - Correlação entre estimativas de PH considerando ou não o fator o WAVE+ e sua influência nas médias. A linha vermelha representa a curva de ajuste entre os valores sendo comparados.



Entretanto, conforme pode ser visto na Figura 36, na escala mensal há muito mais influência do fator WAVE+ para a usina de Sobradinho em que meses da estação seca a pegada hídrica pode chegar próximo de zero, possivelmente a épocas menos chuvosas, e também onde o fator de WDI, que contabiliza a escassez da água, chega a níveis maiores, não havendo tanta água disponível para a evaporação, além do fator de reciclagem interna da bacia. Nos meses mais chuvosos da região os valores de pegada hídrica pouco se modificaram. A Figura 37 apresenta a relação do desvio padrão dos dados com e sem WAVE+. Foi observada pouca diferença entre o desvio padrão das estimativas.

Figura 36 – Valores mensais de PH para a UHE Sobradinho, com os valores de PH simples e os valores quando contabilizado o fator WAVE+.

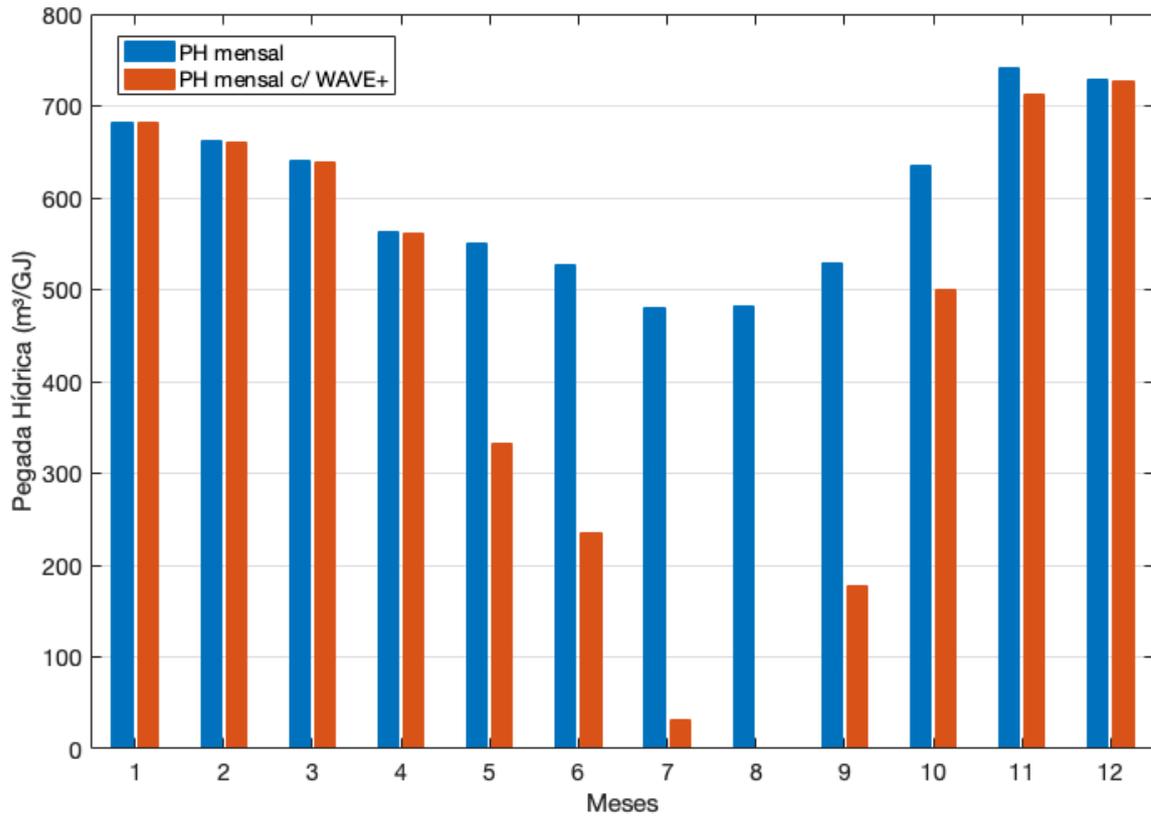
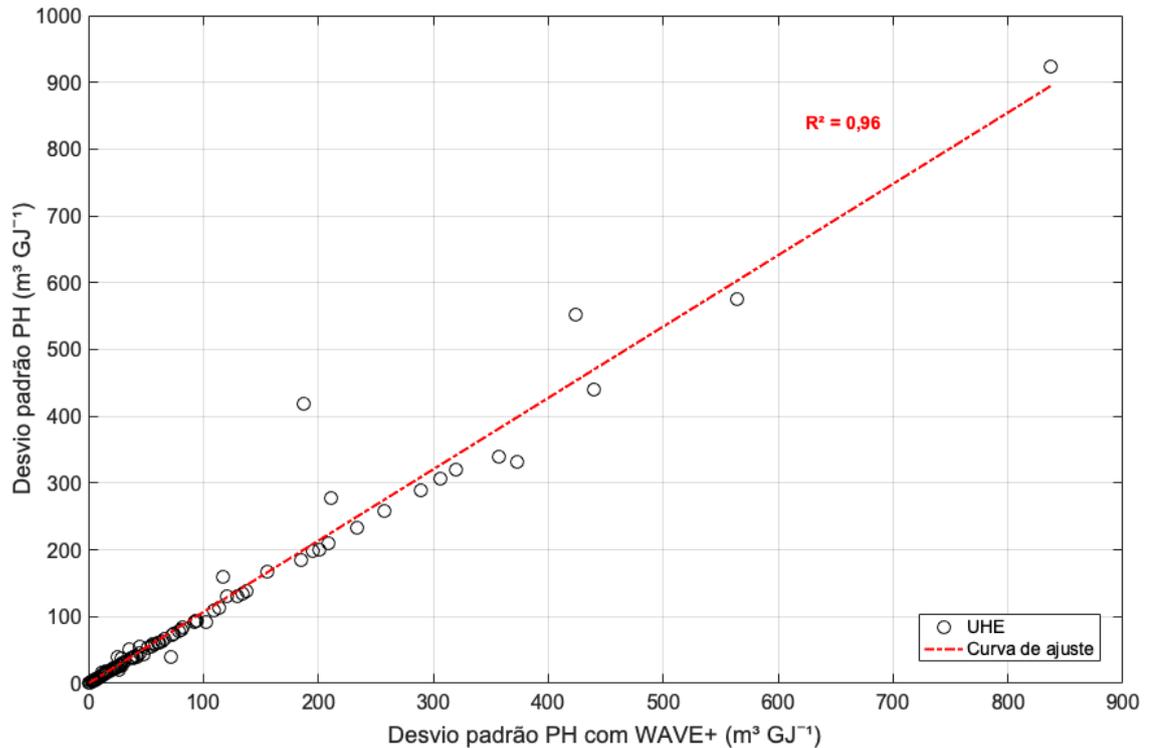


Figura 37 – Relação do desvio padrão da pegada hídrica com e sem WAVE+ das usinas hidrelétricas.

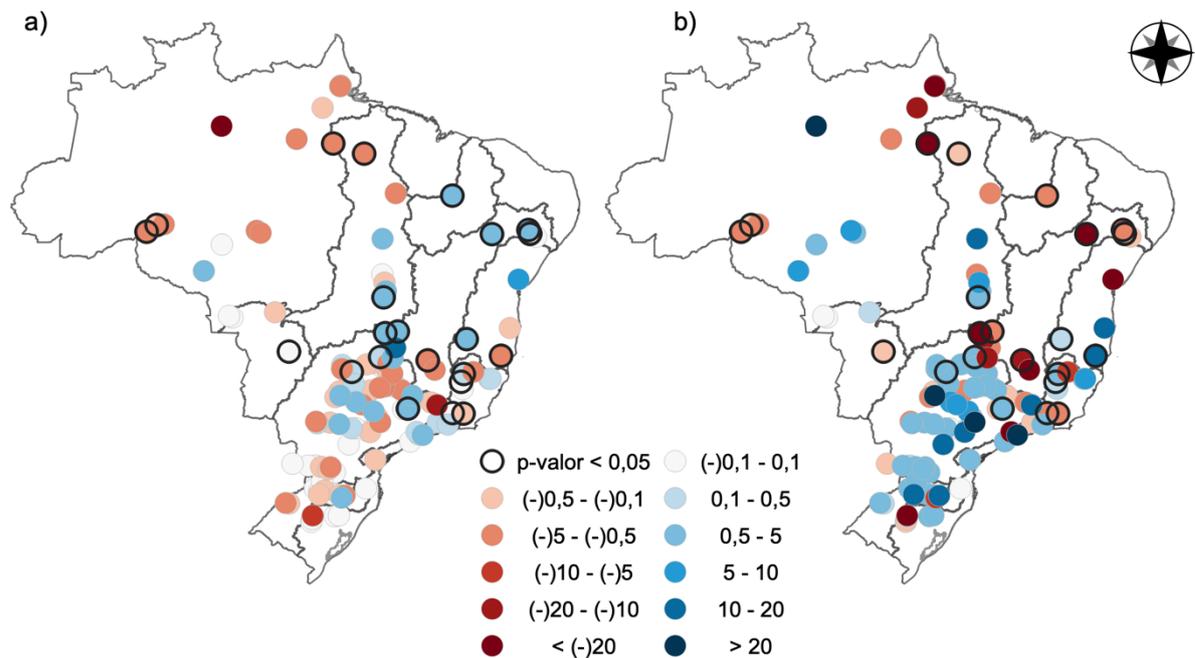


4.2.3 Tendência nas pegadas hídricas mínimas e máximas anuais

A Figura 38 apresenta o resultado da estimativa de magnitude da tendência em pegadas hídricas máximas e mínimas anuais. Os resultados demonstram uma grande variabilidade nos valores, com uma tendência geral de aumento de máximas e diminuição das mínimas, principalmente nas RHs do Paraná, Uruguai e Atlântico Sul. Essas regiões também apresentaram um aumento na magnitude de vazões mínimas e diminuição na magnitude de vazões máximas (MASSING *et al.*, 2019), podendo indicar uma resposta dos reservatórios e, conseqüentemente, da pegada hídrica a essas mudanças no regime fluviométrico.

Em outras regiões não foi possível encontrar um padrão definido para as tendências. O Norte da RH Amazônica e Tocantins-Araguaia apresentou uma diminuição em ambas PH mínimas e máximas. As RHs mais a nordeste do país vão contra o padrão das bacias sul: ocorre o aumento das mínimas e diminuição das máximas.

Figura 38 - Magnitude das tendências nos valores anuais de a) pegada hídrica mínima e b) pegada hídrica máxima, em ($\text{m}^3 \text{GJ}^{-1} \text{ano}^{-2}$). Os círculos em borda preta representam tendências significativas, ou seja, com p-valor inferior a 0,05.



O padrão de tendência nas gerações mínimas está aumentando para o sul do Brasil e diminuindo para o norte e centro-oeste (MASSING *et al.*, 2019). Os resultados encontrados

neste trabalho podem indicar um reflexo na pegada hídrica, que está aumentando seus valores máximos, que ocorrem em gerações mínimas. Porém, grande parte do Brasil têm suas pegadas hídricas máximas aumentando, enquanto as usinas mais próximas ao equador têm sua pegada hídrica diminuindo.

Quanto as tendências significativas, 22 UHEs apresentaram significância na sua série de dados tanto nas mínimas quanto nas máximas, ou seja, sua tendência é estatisticamente significativa. Entretanto, é ideal para a avaliação da tendência em uma série de dados que ela seja suficientemente longa (YUE; PILON; CAVADIAS, 2002), o que muitas vezes não foi possível devido a aproveitamentos construídos muito recentemente, além da série de dados do ONS tanto para geração quanto para nível do reservatório estarem disponíveis apenas a partir de janeiro de 1999.

5 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste trabalho, foi analisada a pegada hídrica de 132 empreendimentos hidrelétricos brasileiros. Também, foi avaliada a evaporação dos reservatórios, a influência do fator WAVE+ (*Water Accounting and Vulnerability Evaluation Model*) nas estimativas de pegada hídrica e a tendência nas suas séries históricas.

O valor médio encontrado da pegada hídrica foi de 77,7 m³ GJ⁻¹. As estimativas variaram, mas no geral, nas regiões hidrográficas do sul foram menores, seguindo para centro-oeste e nordeste com os maiores valores. A maior pegada hídrica média foi de 1.237 m³ GJ⁻¹ na usina de Balbina, localizada na bacia amazônica, enquanto a menor foi de 0,1 m³ GJ⁻¹ na usina de Salto Pilão, na Região Hidrográfica do Atlântico Sul. A Região Hidrográfica com a menor pegada hídrica média foi a do Paraguai, com 15,5 m³ GJ⁻¹ e com a maior foi do Atlântico Leste, com 286,7 m³ GJ⁻¹. A usina de Itaipu, que possui a maior capacidade instalada do país, obteve uma pegada hídrica média de 5,2 m³ GJ⁻¹.

A evaporação excedeu a precipitação anual em muitos reservatórios localizados nas Regiões Hidrográficas do São Francisco, sul do Tocantins-Araguaia, Atlântico Leste, norte do Atlântico Sudeste, central e norte do Paraná, logo, são regiões que são propensas ao déficit hídrico, não sendo indicadas para a instalação de grandes reservatórios. Entre as usinas avaliadas foi encontrada uma correlação entre área alagada e potência outorgada (A/PO) e pegada hídrica. No geral, usinas com menor porte tendem a ter uma menor pegada hídrica. Também, foi observado que usinas na cabeceira das sub-bacias da região hidrográfica do Paraná possuíram A/PO maior e PH mais elevada. Cabe avaliar em trabalhos futuros se há relação entre a pegada hídrica e o nível de regularização das bacias ou dos reservatórios.

Ao contabilizar o fator do modelo WAVE+ nas estimativas de pegada hídrica, concluiu-se que ele é mais influente no intervalo de tempo mensal e em bacias mais áridas, ou seja, mais sensível. Portanto, é importante considera-lo na avaliação da pegada hídrica, principalmente para estas regiões. Já as tendências das pegadas hídricas apresentaram uma grande variabilidade de valores, indicando porém, uma resposta aos padrões de tendência na mudança nos regimes de vazão no Brasil. Cabe avaliar futuramente se existem relações nos padrões de mudanças de vazões e de pegada hídrica.

Para os trabalhos subsequentes recomenda-se que sejam contempladas mais usinas hidrelétricas presentes no Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, que sejam avaliadas

também a correlação da pegada hídrica com características da barragem como altura e queda bruta. A utilização de área alagada variável pode trazer uma mudança significativa para as estimativas de evaporação, sendo indicado que utilize-se esta variação. Também, é importante considerar múltiplos reservatórios dispostos em cascata ao longo de um rio e sua influência na avaliação da pegada hídrica de uma bacia. Para que seja melhor estimada a presença de tendência, também recomenda-se o uso de séries mais longas de pegada hídrica.

A pegada hídrica pode servir como indicador de eficiência para a construção de novas usinas e planejamento do Sistema Integrado Nacional (SIN). A desvantagem ao construir reservatórios em bacias mais áridas devido a grandes perdas por evaporação pode ser percebida onde já existem problemas de disponibilidade hídrica. Por outro lado, em relação a construção de reservatórios na bacia Amazônica, apesar do seu grande potencial hidráulico não explorado, os valores encontrados de pegada hídrica da região ainda são elevados, principalmente mais próximos do equador. As únicas regiões que de fato possuíram valores baixos foram do Atlântico Sul e Uruguai. Entretanto, essas regiões possuem uma grande quantidade de usinas já instaladas ao longo de seus rios.

A pegada hídrica é apenas um dos indicadores para auxiliar na análise dos impactos da geração de energia. Recomenda-se que sejam integrados os impactos econômicos, ambientais e sociais. Ainda sim, ela é uma aliada para o bom planejamento do sistema para o setor elétrico, podendo contribuir para a ascensão de fontes de energia alternativas que não afetam a disponibilidade hídrica.

REFERÊNCIAS

ALLAN, J. Fortunately There Are Substitutes for Water: Otherwise Our Hydropolitical Futures Would be Impossible. *Fortunately There are Substitutes for Water Otherwise Our Hydro-Political Futures Would Be Impossible*, p. 13–26, 1993.

ANA. *Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil*. [S.l.: s.n.], 2019.

ANEEL. *A Aneel*. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/a-aneel>>. Acesso em: 9 jan. 2021.

BAKKEN, T. H. *et al.* Are reservoirs water consumers or water collectors? Reflections on the water footprint concept applied on reservoirs. *Water Resources Management*, v. 29, n. 14, p. 4919–4926, 2015.

BAKKEN, T. H. *et al.* Water consumption from hydropower plants: Review of published estimates and an assessment of the concept. *Hydrology and Earth System Sciences*, v. 17, n. 10, p. 3983–4000, 2013.

BARTIKO, D. *et al.* Spatial and seasonal patterns of flood change across Brazil. *Hydrological Sciences Journal*, v. 64, n. 9, p. 1071–1079, 4 jul. 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1080/02626667.2019.1619081>>.

BELLETTI, B. *et al.* More than one million barriers fragment Europe’s rivers. *Nature*, v. 588, n. 7838, p. 436–441, 2020. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1038/s41586-020-3005-2>>.

BERGER, M. *et al.* Enhancing the Water Accounting and Vulnerability Evaluation Model: WAVE+. *Environmental Science and Technology*, v. 52, n. 18, p. 10757–10766, 20 jul. 2018.

BERGER, M. *et al.* Water accounting and vulnerability evaluation (WAVE): Considering atmospheric evaporation recycling and the risk of freshwater depletion in water footprinting. *Environmental Science and Technology*, v. 48, n. 8, p. 4521–4528, 1 abr. 2014.

BOUCHET, R. J. Évapotranspiration Réelle Et Potentielle Signification Climatique. *International Association of Science and Hydrology*, v. 62, p. 134–162, 1963. Disponível em: <https://iahs.info/uploads/dms/iahs_062_0134.pdf%0Ahttp://hydrologie.org/redbooks/a062/iahs_062_0134.pdf>.

BUENO, E. DE O.; ALVES, G. J.; MELLO, C. R. Hydroelectricity water footprint in Parana Hydrograph Region, Brazil. *Renewable Energy*, v. 162, p. 596–612, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.047>>.

BUENO, E. DE O.; MELLO, C. R. DE; ALVES, G. J. Evaporation from Camargos hydropower plant reservoir: water footprint characterization. *Rbrh*, v. 21, n. 3, p. 570–575, 2016.

CHAGAS, V. B. P.; CHAFFE, P. L. B. The Role of Land Cover in the Propagation of

Rainfall Into Streamflow Trends. *Water Resources Research*, v. 54, n. 9, p. 5986–6004, set. 2018. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1029/2018WR022947>>.

COELHO, C. D. *et al.* Comparison of the water footprint of two hydropower plants in the Tocantins River Basin of Brazil. *Journal of Cleaner Production*, v. 153, p. 164–175, 2017.

CREED, I. F. *et al.* Enhancing protection for vulnerable waters. *Nature Geoscience*, v. 10, n. 11, p. 809–815, 2017.

DAVIES, E. G. R.; KYLE, P.; EDMONDS, J. A. An integrated assessment of global and regional water demands for electricity generation to 2095. *Advances in Water Resources*, v. 52, p. 296–313, fev. 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.advwatres.2012.11.020>>.

DEMEKE, T. A.; MARENCE, M.; MYNETT, A. Evaporation from reservoirs and the hydropower water footprint. *Water Storage and Hydropower Development for Africa*, n. September, 2013.

DÖLL, P.; FIEDLER, K.; ZHANG, J. Global-scale analysis of river flow alterations due to water withdrawals and reservoirs. *Hydrology and Earth System Sciences*, v. 13, n. 12, p. 2413–2432, 2009.

ELLABBAN, O.; ABU-RUB, H.; BLAABJERG, F. Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 39, p. 748–764, nov. 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.113>>.

FEARNSIDE, P. M. Belo Monte: Actors and arguments in the struggle over Brazil's most controversial Amazonian dam. *Erde*, v. 148, n. 1, p. 14–26, 2017.

FISCHMANN, F. *Estimativa da pegada hídrica de aproveitamentos hidrelétricos no Sul do Brasil*. 2016. 142 f. Universidade Federal de Santa Catarina, 2016.

FISCHMANN, F.; CHAFFE, P. L. B. The Water Footprint of Hydroelectricity in Santa Catarina State - Southern Brazil. 2016, Kyoto: 7th ICWRER, 2016. p. 1–6.

GERNAAT, D. E. H. J. *et al.* Climate change impacts on renewable energy supply. *Nature Climate Change*, v. 11, n. 2, p. 119–125, 11 fev. 2021. Disponível em: <<http://www.nature.com/articles/s41558-020-00949-9>>.

GOVERE, S.; NYAMANGARA, J.; NYAKATAWA, E. Z. Climate change signals in the historical water footprint of wheat production in Zimbabwe. *Science of the Total Environment*, v. 742, p. 140473, 2020. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.140473>>.

GRILL, G. *et al.* Mapping the world's free-flowing rivers. *Nature*, v. 569, n. 7755, p. 215–221, 8 maio 2019. Disponível em: <<http://www.nature.com/articles/s41586-019-1111-9>>.

GRIMM, A. M. *et al.* The combined effect of climate oscillations in producing extremes: the 2020 drought in southern Brazil. *RBRH*, v. 25, p. 1–12, 2020. Disponível em:

<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2318-03312020000100244&tlng=en>.

HAGHIGHI, A. T.; MARTTILA, H.; KLØVE, B. Development of a new index to assess river regime impacts after dam construction. *Global and Planetary Change*, v. 122, p. 186–196, nov. 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.gloplacha.2014.08.019>>.

HERATH, I. *et al.* The water footprint of hydroelectricity: A methodological comparison from a case study in New Zealand. *Journal of Cleaner Production*, v. 19, n. 14, p. 1582–1589, 2011. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2011.05.007>>.

HOEKSTRA, A. *et al.* *The Water Footprint Assessment Manual*. 1. ed. London: Earthscan, 2011.

HOEKSTRA, A.; CHAPAGAIN, A. Integrated Assessment of Water Resources and Global Change. *Integrated Assessment of Water Resources and Global Change*, n. April, 2007.

HOEKSTRA, A. Y.; CHAPAGAIN, A. K. Water footprints of nations: Water use by people as a function of their consumption pattern. *Water Resources Management*, v. 21, n. 1, p. 35–48, 27 dez. 2006. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/s11269-006-9039-x>>.

HOEKSTRA, ARJEN Y. *Virtual water trade. Proceedings of the International Expert Meeting on Virtual Water Trade*. Delft: [s.n.], 2003.

HOEKSTRA, ARJEN Y. Water Footprint Assessment: Evolvement of a New Research Field. *Water Resources Management*, v. 31, n. 10, p. 3061–3081, 10 ago. 2017. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/s11269-017-1618-5>>.

HOEKSTRA, ARJEN Y.; HUNG, P. Q. *A quantification of virtual water flows between nations in relation to international crop trade. Research Report Series No. 11*. Delft: [s.n.], 2002.

HOEKSTRA, ARJEN Y.; MEKONNEN, M. M. The water footprint of humanity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, v. 109, n. 9, p. 3232–3237, 28 fev. 2012. Disponível em: <<http://www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1109936109>>.

IBGE. *Áreas Territoriais*. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/geociencias/organizacao-do-territorio/estrutura-territorial/15761-areas-dos-municipios.html?=&t=o-que-e>>. Acesso em: 21 jan. 2021.

IEA. *World Energy Outlook 2020*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>>. Acesso em: 21 jan. 2021.

INMET. *Dados Hidrometeorológicos*. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=bdmep/bdmep>>.

INMET. *Mapas do Clima*. Disponível em: <<https://clima.inmet.gov.br>>. Acesso em: 24 jan. 2021.

JARAMILLO, F.; DESTOUNI, G. Local flow regulation and irrigation raise global human water consumption and footprint. *Science*, v. 350, n. 6265, p. 1248–1251, 4 dez. 2015. Disponível em: <<https://www.sciencemag.org/lookup/doi/10.1126/science.aad1010>>.

KENDALL, M. G. *Rank Correlation Methods*. 4 ed ed. London: Charles Griffin, 1975.

KUMAR, S. *et al.* Streamflow trends in Indiana: Effects of long term persistence, precipitation and subsurface drains. *Journal of Hydrology*, v. 374, n. 1–2, p. 171–183, jul. 2009. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jhydrol.2009.06.012>>.

LEE, U. *et al.* Regional water consumption for hydro and thermal electricity generation in the United States. *Applied Energy*, v. 210, p. 661–672, 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.025>>.

LEHNER, B. *et al.* High-resolution mapping of the world's reservoirs and dams for sustainable river-flow management. *Frontiers in Ecology and the Environment*, v. 9, n. 9, p. 494–502, 2011.

LIU, J. *et al.* China's rising hydropower demand challenges water sector. *Scientific Reports*, v. 5, n. 1, p. 11446, 9 set. 2015. Disponível em: <<http://www.nature.com/articles/srep11446>>.

MA, W.; OPP, C.; YANG, D. Past, present, and future of virtual water and water footprint. *Water (Switzerland)*, v. 12, n. 11, p. 1–20, 2020.

MANN, H. B. Nonparametric tests against trend. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, p. 245–259, 1945.

MASSING, J. M. *et al.* *Análise de tendências de vazões em reservatórios de usinas hidrelétricas no Brasil*. . Foz do Iguaçu, PR: XXIII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. , 2019

MCMAHON, T. A. *et al.* Estimating actual, potential, reference crop and pan evaporation using standard meteorological data: A pragmatic synthesis. *Hydrology and Earth System Sciences*, v. 17, n. 4, p. 1331–1363, 2013.

MEALS, D. W. *et al.* Statistical Analysis for Monotonic Trends. *Tech Notes 6*. Fairfax, VA: National Nonpoint Source Monitoring Program (NNPSMP), 2011. p. 23.

MEKONNEN, M. M.; HOEKSTRA, A. Y. The blue water footprint of electricity from hydropower. *Hydrology and Earth System Sciences*, v. 16, n. 1, p. 179–187, 20 jan. 2012. Disponível em: <<https://hess.copernicus.org/articles/16/179/2012/>>.

MEKONNEN, MESFIN M.; GERBENS-LEENES, P. W.; HOEKSTRA, A. Y. The consumptive water footprint of electricity and heat: a global assessment. *Environmental Science: Water Research & Technology*, v. 1, n. 3, p. 285–297, 2015. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1039/C5EW00026B>>.

MEKONNEN, MESFIN M; HOEKSTRA, A. Y. Four billion people facing severe water scarcity. *American Association for the Advancement of Science*, v. 2, n. February, p. 1–

6, 2016.

MONTEITH, J. L. Weather and water in the Sudano-Sahelian zone Abstract Evaporation from bare soil surfaces and from vegetation plays a dominant role in the water balance of the Sudano-Sahelian zone . Starting from the formula first derived by Penman , equations are deriv. *Crops*, n. 199, p. 11–30, 1991.

MORTON, F. I. Climatological estimates of lake evaporation. *Water Resources Research*, From Duplicate 4 (Practical Estimates of Lake Evaporation - Morton, F. I.), v. 15, n. 1, p. 64–76, 1 fev. 1979. Disponível em: <[https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1986\)025%3C0371:PEOLE%3E2.0.CO](https://doi.org/10.1175/1520-0450(1986)025%3C0371:PEOLE%3E2.0.CO)>.

MORTON, F. I. Operational estimates of areal evapotranspiration and their significance to the science and practice of hydrology. *Journal of Hydrology*, 1983a.

MORTON, F. I. Operational estimates of lake evaporation. *Journal of Hydrology*, 1983b.

MORTON, F. I. Practical Estimates of Lake Evaporation. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, v. 25, n. 3, p. 371–387, 1 mar. 1986. Disponível em: <[https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1986\)025%3C0371:PEOLE%3E2.0.CO](https://doi.org/10.1175/1520-0450(1986)025%3C0371:PEOLE%3E2.0.CO)>.

MORTON, F. I.; RICHARD, F.; FOGARASI, S. *Operational estimates of areal evapotranspiration and lake evaporation – Program WREVAP*. NHRI Paper ed. Ottawa: National Hydrology Research Institute, 1985.

ONS. *Histórico da Operação*. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em: 1 out. 2019a.

ONS. *O que é o ONS*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 9 fev. 2021b.

ONS. *Sistema em números*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 30 abr. 2021c.

POSTEL, S. L. Entering an Era Of Water Scarcity: The Challenges Ahead. v. 10, n. August, p. 941–948, 2000.

ROBINSON, N.; REGETZ, J.; GURALNICK, R. P. EarthEnv-DEM90: A nearly-global, void-free, multi-scale smoothed, 90m digital elevation model from fused ASTER and SRTM data. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, v. 87, p. 57–67, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.isprsjprs.2013.11.002>>.

SCHERER, L.; PFISTER, S. Global water footprint assessment of hydropower. *Renewable Energy*, v. 99, p. 711–720, dez. 2016. Disponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148116306176>>.

SEMERTZIDIS, T.; SPATARU, C.; BLEISCHWITZ, R. The nexus: Estimation of water consumption for hydropower in Brazil. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, v. 7, n. 1, p. 122–138, 2019.

SEN, P. K. Estimates of the regression coefficients based on Kendall's tau. *Journal of American Statistical Association*, v. 63, p. 1379–1389, 1968.

SIPOT ELETROBRAS. *Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Bacia Hidrográfica*. Disponível em: <[https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/geracao/sipot/Potencial Hidrelétrico Brasileiro por Bacias - Dezembro 2018.pdf](https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/geracao/sipot/Potencial%20Hidrel%C3%A9trico%20Brasileiro%20por%20Bacias%20-%20Dezembro%202018.pdf)>. Acesso em: 30 abr. 2021.

THEIL, H. A rank-invariant method of linear and polynomial analysis, part 3. *Nederlandse Akademie van Wetenschappen Proceedings*, v. 53, p. 1397–1412, 1950.

TORCELLINI, P.; LONG, N.; JUDKOFF, R. *Consumptive Water Use for U.S. Power Production*. [S.l: s.n.], 2003. Disponível em: <<http://www.osti.gov/bridge>>.

VAN VLIET, M. T. H. *et al.* Impacts of recent drought and warm years on water resources and electricity supply worldwide. *Environmental Research Letters*, v. 11, n. 12, 2016.

VIEIRA, N. P. A. *et al.* Water footprint of the Sobradinho hydropower plant, Northeastern Brazil. *Revista Ambiente e Agua*, 2018.

XIE, X. *et al.* Regional water footprints assessment for hydroelectricity generation in China. *Renewable Energy*, v. 138, n. 2019, p. 316–325, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.01.089>>.

YUE, S.; PILON, P.; CAVADIAS, G. Power of the Mann-Kendall and Spearman's rho tests for detecting monotonic trends in hydrological series. *Journal of Hydrology*, v. 259, p. 254–271, 2002. Disponível em: <www.elsevier.com/locate/jhydrol>.

ZAMBON, R. C. A operação dos reservatórios e o planejamento da operação hidrotérmica do Sistema Interligado Nacional. *Revista USP*, n. 104, p. 133, 2015.

ZHANG, Y. *et al.* Mapping of water footprint research: A bibliometric analysis during 2006–2015. *Journal of Cleaner Production*, v. 149, p. 70–79, abr. 2017. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.02.067>>.

Apêndice A

Tabela 7 – Informações detalhadas de cada UHE e de sua PH (em m³ GJ⁻¹), evaporação anual (em mm) e a estação utilizada para o cálculo da evaporação.

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m ³ GJ ⁻¹)	PH méd. (m ³ GJ ⁻¹)	PH min (m ³ GJ ⁻¹)	Desvio padrão (m ³ GJ ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m ³ GJ ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Irapé	MG	ALT	UHEPHMG001146-0	153,1	62,0	10,8	37,6	0,61	49,9	1648,8	83881
Itapebi	BA	ALT	UHEPHBA001175-4	3113,6	94,3	6,7	277,8	2,95	34,7	1591,8	83514
Pedra do Cavalo	BA	ALT	UHEPHBA028565-0	2941,4	864,1	38,9	922,6	1,07	472,9	1732,0	83692
Santa Clara MG	MG	ALT	UHEPHMG002699-9	2456,6	126,3	13,8	258,2	2,04	49,5	1592,2	83446
Balbina	AM	AMZ	UHEPHAM000190-2	2825,7	1236,9	542,9	575,2	0,47	1065,3	1666,9	82331
Belo Monte	PA	AMZ	UHEPHPA030354-2	645,1	64,9	2,6	129,7	2,00	19,7	1825,2	82353
Cachoeira Caldeirão	AP	AMZ	UHEPHAP031186-3	278,3	45,1	12,4	51,3	1,14	23,8	1876,8	82098
Coaracy Nunes	AP	AMZ	UHEPHAP000783-8	91,6	25,4	10,4	17,4	0,68	19,8	1886,9	83373
Dardanelos	MT	AMZ	UHEPHMT029597-3	93,8	2,6	0,0	12,7	4,81	0,1	1682,3	83479
Guaporé	MT	AMZ	UHEPHMT001066-9	13,7	3,1	1,9	1,0	0,32	3,0	1523,0	83781
Jirau	RO	AMZ	UHEPHRO029736-4	489,1	33,0	3,1	84,6	2,56	9,9	1573,3	83726
Rondon II	RO	AMZ	UHEPHRO027448-8	1062,7	115,7	55,7	93,9	0,81	99,9	1685,0	83267
Samuel	RO	AMZ	UHEPHRO002687-5	178,1	39,8	13,6	22,4	0,56	37,9	1555,3	82915

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m³ GJ⁻¹)	PH méd. (m³ GJ⁻¹)	PH min (m³ GJ⁻¹)	Desvio padrão (m³ GJ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m³ GJ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Santo Antônio	RO	AMZ	UHEPHRO029707-0	78,3	7,1	1,2	11,6	1,63	3,0	1563,0	82915
SantoAntoniодоJari	AP	AMZ	UHEPHAP026792-9	185,5	25,3	4,4	39,6	1,56	11,5	1791,7	82184
São Manoel	PA	AMZ	UHEPHPA031444-7	37,5	14,0	3,5	9,0	0,64	11,1	1530,0	83214
Silvio Braga (CuruaUna)	PA	AMZ	UHEPHPA027130-6	465,1	147,3	77,2	61,5	0,42	124,8	1678,8	82246
Teles Pires	PA	AMZ	UHEPHPA030557-0	142,4	21,1	2,9	24,8	1,17	16,9	1595,7	83214
Aimorés	MG	ASD	UHEPHMG000042-6	1246,5	45,6	4,6	159,1	3,49	13,6	1626,9	83595
Baguari	MG	ASD	UHEPHMG029453-5	1324,5	75,9	16,8	167,9	2,21	41,9	1500,0	83592
Funil (Furnas)	RJ	ASD	UHEPHRJ027118-7	45,7	13,9	6,2	5,7	0,41	12,4	1311,2	83631
Governador Parigot de Souza	PR	ASD	UHEPHPR001042-1	39,1	4,8	1,8	4,0	0,83	4,0	1154,0	83592
Guilman Amorim	MG	ASD	UHEPHMG001079-0	11,8	1,4	0,4	1,0	0,76	1,2	1481,1	83726
Henry Borden	SP	ASD	UHEPHSP001084-7	42,9	15,3	1,8	9,2	0,60	12,9	1260,5	83577
Jaguari	SP	ASD	UHEPHSP027131-4	1694,2	256,4	38,2	306,7	1,20	133,3	1211,0	82915
Mascarenhas	ES	ASD	UHEPHES001432-0	2677,4	243,6	95,8	198,1	0,81	205,4	1478,8	83577
Nilo Peçanha	RJ	ASD	UHEPHRJ001536-9	6,1	5,0	3,9	0,8	0,16	4,6	1278,8	83577
Paraibuna	SP	ASD	UHEPHSP027122-5	1860,4	347,6	72,8	288,9	0,83	245,2	1219,2	83936
Picada	MG	ASD	UHEPHMG002053-2	24,1	3,0	1,2	3,2	1,07	2,1	1258,5	83358

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m ³ GJ ⁻¹)	PH méd. (m ³ GJ ⁻¹)	PH min (m ³ GJ ⁻¹)	Desvio padrão (m ³ GJ ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m ³ GJ ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Porto Estrela	MG	ASD	UHEPHMG027196-9	254,3	7,2	1,3	18,7	2,59	4,5	1342,3	83577
Risoleta Neves (Candonga)	MG	ASD	UHEPHMG000641-6	464,2	6,3	0,7	39,9	6,29	2,3	1308,5	83642
Sá Carvalho	MG	ASD	UHEPHMG002563-1	9,6	2,1	0,7	1,2	0,56	1,7	1474,4	83592
Salto Grande (CEMIG)	MG	ASD	UHEPHMG027210-8	60,2	4,7	1,9	4,9	1,03	3,5	1354,4	83589
Santa Branca	SP	ASD	UHEPHSP002696-4	507,7	29,2	5,5	37,0	1,27	20,9	1209,5	83075
Simplicio Anta	MG	ASD	UHEPHMG029458-6	331,7	15,6	1,3	53,6	3,44	3,5	1273,1	83692
14 de Julho	RS	ASU	UHEPHRS000012-4	879,5	20,0	1,4	80,8	4,03	6,0	1238,1	83941
Castro Alves	RS	ASU	UHEPHRS000718-8	847,3	17,1	0,8	93,8	5,48	3,0	1236,2	83941
Dona Francisca	RS	ASU	UHEPHRS027012-1	119,0	9,5	3,2	9,4	0,99	7,7	1260,6	83565
Itaúba	RS	ASU	UHEPHRS027019-9	56,8	2,3	0,6	3,7	1,60	1,7	1247,5	83687
Jacuí	RS	ASU	UHEPHRS001217-3	4,6	1,6	0,5	0,8	0,46	1,6	1291,0	83075
Monte Claro	RS	ASU	UHEPHRS027968-4	150,9	3,5	0,2	13,4	3,79	1,0	1242,5	83716
Passo Real	RS	ASU	UHEPHRS002003-6	663,8	125,0	23,7	92,7	0,74	107,5	1267,0	83229
Salto Pilão	SC	ASU	UHEPHSC028564-1	4,0	0,1	0,0	0,4	3,52	0,0	1128,1	83872
Boa Esperança	PI	PNB	UHEPHPI000267-4	273,3	156,0	76,0	39,7	0,25	158,3	2044,1	82678
Jauru	MG	PRG	UHEPHMT001245-9	25,9	2,2	1,4	1,8	0,82	2,0	1522,6	83565

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m³ GJ⁻¹)	PH méd. (m³ GJ⁻¹)	PH min (m³ GJ⁻¹)	Desvio padrão (m³ GJ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m³ GJ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Manso	MT	PRG	UHEPHMT001401-0	221,9	38,9	14,1	22,7	0,58	36,8	1666,5	83592
Ponte de Pedra	MT	PRG	UHEPHMT002103-2	8,8	5,4	2,5	1,1	0,20	5,5	1499,9	83589
Água Vermelha	MG	PRN	UHEPHMG000041-8	141,3	40,7	19,9	18,2	0,45	34,5	1705,7	83565
Bariri	SP	PRN	UHEPHSP000203-8	71,0	29,0	12,5	8,9	0,31	27,7	1392,1	83726
Barra Bonita	SP	PRN	UHEPHSP000208-9	565,4	165,6	66,4	63,8	0,39	154,5	1397,2	83726
Barra dos Coqueiros	GO	PRN	UHEPHGO028757-1	39,9	5,1	1,7	5,5	1,08	2,8	1480,9	83470
Batalha	MG	PRN	UHEPHMG029454-3	999,7	442,3	119,0	233,8	0,53	379,0	1722,6	83479
Cachoeira Dourada	GO	PRN	UHEPHGO000528-2	56,4	10,7	4,4	6,5	0,60	8,7	1689,1	83514
Caconde	SP	PRN	UHEPHSP000588-6	201,0	35,6	12,4	23,5	0,66	29,9	1280,3	83681
Caçu	GO	PRN	UHEPHGO028756-3	96,3	20,1	8,5	11,9	0,59	17,6	1476,3	83470
Camargos	MG	PRN	UHEPHMG000608-4	1323,0	192,4	69,4	134,8	0,70	152,2	1491,0	83687
Canoas I	SP	PRN	UHEPHSP000647-5	50,3	19,4	9,4	6,0	0,31	18,9	1604,6	83716
Canoas II	SP	PRN	UHEPHSP027092-0	54,5	20,5	9,1	6,8	0,33	19,9	1605,6	83716
Capim Branco I	MG	PRN	UHEPHMG027483-6	283,5	8,5	3,3	21,6	2,54	6,3	1583,2	82098
Capim Branco II	MG	PRN	UHEPHMG027484-4	772,1	24,2	9,4	60,8	2,52	18,0	1583,7	83479
Capivara	SP	PRN	UHEPHSP000657-2	176,0	56,4	24,5	24,2	0,43	52,9	1564,8	83767

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m³ GJ⁻¹)	PH méd. (m³ GJ⁻¹)	PH min (m³ GJ⁻¹)	Desvio padrão (m³ GJ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m³ GJ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Corumbá	GO	PRN	UHEPHGO000866-4	57,4	13,6	5,0	8,3	0,61	11,4	1688,2	83373
Corumbá III	GO	PRN	UHEPHGO028352-5	2805,4	170,9	39,2	320,8	1,88	98,0	1575,3	83267
Corumbá IV	GO	PRN	UHEPHGO027795-9	3988,2	249,1	60,4	440,6	1,77	147,4	1558,0	83936
Emborcação	MG	PRN	UHEPHMG027115-2	101,9	37,8	10,5	22,2	0,59	30,5	1687,8	82765
Euclides Cunha	SP	PRN	UHEPHSP000923-7	4,4	1,2	0,5	0,5	0,46	1,1	1508,4	83836
Foz do Rio Claro	GO	PRN	UHEPHGO029455-1	34,7	11,3	6,4	3,9	0,35	10,7	1704,3	83669
Fundão	PR	PRN	UHEPHPR028360-6	662,7	8,9	0,4	60,8	6,84	1,1	1152,5	83687
Funil	MG	PRN	UHEPHMG001006-5	180,6	13,3	4,8	14,6	1,10	10,6	1479,1	83887
Furnas	MG	PRN	UHEPHMG001007-3	2082,3	140,4	42,3	200,6	1,43	81,0	1454,6	83836
Governador Bento Munhoz Rocha Neto	PR	PRN	UHEPHPR000984-9	723,8	9,1	1,3	44,8	4,90	4,4	1129,1	83405
Ibitinga	SP	PRN	UHEPHSP001097-9	103,7	54,3	25,9	13,7	0,25	52,6	1393,2	83565
Igarapava	SP	PRN	UHEPHSP001098-7	46,7	15,8	7,8	7,3	0,46	13,1	1592,3	83441
Ilha Solteira	SP	PRN	UHEPHSP001120-7	63,2	35,1	19,5	9,1	0,26	32,8	1699,6	83883
Itaipu	PR	PRN	UHEPHPR001161-4	11,8	5,2	2,6	1,8	0,34	5,1	1300,7	83936
Itumbiara	MG	PRN	UHEPHMG001194-0	285,4	32,0	9,9	29,5	0,92	23,1	1709,3	83936
Itutinga	MG	PRN	UHEPHMG001197-5	15,4	5,0	2,0	2,4	0,48	4,1	1484,2	83630

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m³ GJ⁻¹)	PH méd. (m³ GJ⁻¹)	PH min (m³ GJ⁻¹)	Desvio padrão (m³ GJ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m³ GJ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Jaguará	SP	PRN	UHEPHSP001225-4	15,8	5,3	2,7	2,5	0,46	4,5	1349,4	83405
Jupiá	SP	PRN	UHEPHSP001282-3	34,5	16,3	9,1	3,7	0,22	16,1	1698,4	83033
Jurumirim	SP	PRN	UHEPHSP001285-8	1118,2	316,1	125,4	138,2	0,44	287,9	1392,5	83630
Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP	PRN	UHEPHSP000917-2	58,1	6,5	2,3	6,4	0,98	4,3	1348,6	83887
Marechal Mascarenhas de Moraes	MG	PRN	UHEPHMG002038-9	253,2	53,3	22,7	41,1	0,77	37,9	1349,2	83577
Marimbondo	MG	PRN	UHEPHMG001417-6	224,0	33,4	11,1	25,1	0,75	25,6	1621,2	83767
Mauá	PR	PRN	UHEPHPR029598-1	1914,4	53,1	7,6	209,2	3,94	17,1	1584,2	83883
Miranda	MG	PRN	UHEPHMG001469-9	29,6	13,8	5,1	5,4	0,39	12,8	1590,6	83941
Nova Avanhandava	SP	PRN	UHEPHSP001552-0	174,7	64,6	30,8	21,5	0,33	59,9	1605,3	82986
Nova Ponte	MG	PRN	UHEPHMG001574-1	294,5	66,2	21,9	38,5	0,58	52,9	1590,4	82986
Piraju	SP	PRN	UHEPHSP002077-0	13,2	1,4	0,5	1,3	0,98	1,1	1385,6	83577
Porto Colômbia	MG	PRN	UHEPHMG002117-2	113,3	36,8	17,6	15,7	0,43	31,6	1591,8	83767
Porto Primavera	SP	PRN	UHEPHSP002127-0	833,4	74,4	33,2	73,4	0,99	59,0	1561,6	83577
Promissão (Mario Lopes Leão)	SP	PRN	UHEPHSP002158-0	585,0	228,5	85,2	78,3	0,34	213,7	1608,7	83716
Rosana	SP	PRN	UHEPHSP002555-0	105,7	46,1	19,9	16,1	0,35	43,1	1564,4	83767
Salto (RVESA)	GO	PRN	UHEPHGO028758-0	275,1	67,7	37,2	24,8	0,37	64,3	1703,7	83565

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m³ GJ⁻¹)	PH méd. (m³ GJ⁻¹)	PH min (m³ GJ⁻¹)	Desvio padrão (m³ GJ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m³ GJ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Salto Caxias	PR	PRN	UHEPHPR002591-7	137,0	8,9	3,2	10,7	1,21	6,5	1285,0	83881
Salto do Rio Verdinho	GO	PRN	UHEPHGO028760-1	65,8	34,0	22,8	7,4	0,22	33,0	1707,5	83565
Salto Osório	PR	PRN	UHEPHPR002659-0	502,7	6,1	1,2	31,0	5,11	3,2	1310,2	83883
Salto Santiago	PR	PRN	UHEPHPR002672-7	103,8	9,6	2,7	9,4	0,98	7,3	1304,5	83883
Santa Clara PR	PR	PRN	UHEPHPR028361-4	1760,7	40,7	3,6	184,9	4,54	10,5	1154,1	83836
São Simão	GO	PRN	UHEPHGO002704-9	68,5	27,1	16,8	7,6	0,28	25,1	1697,5	83565
Segredo	PR	PRN	UHEPHPR002715-4	55,8	6,2	1,9	5,3	0,86	4,9	1310,9	83883
Serra do Facão	GO	PRN	UHEPHGO028355-0	602,5	166,7	48,8	109,4	0,66	139,8	1693,3	83479
Taquaruçu	SP	PRN	UHEPHSP002821-5	51,9	18,0	6,3	7,6	0,42	16,5	1565,7	83767
Três Irmãos	SP	PRN	UHEPHSP002873-8	512,4	138,7	48,5	74,2	0,54	118,4	1700,0	83565
Volta Grande	SP	PRN	UHEPHSP003045-7	200,6	50,7	22,4	26,2	0,52	41,1	1591,5	83577
Luiz Gonzaga (Itaparica)	PE	SFO	UHEPHPE001174-6	218,7	76,7	26,5	43,3	0,56	60,3	1967,2	83630
Paulo Afonso I, II e III	BA	SFO	UHEPHBA027049-0 UHEPHBA027048-2 UHEPHBA002012-5	4696,9	152,1	0,3	552,2	3,63	1,3	1972,4	83075
Paulo Afonso IV	BA	SFO	UHEPHBA027050-4	2,1	0,9	0,4	0,4	0,44	0,8	1970,8	83883
Queimado	MG	SFO	UHEPHMG002176-8	199,0	43,5	14,1	36,8	0,85	28,1	1550,9	83373
Retiro Baixo	MG	SFO	UHEPHMG029457-8	3460,4	216,6	14,4	418,2	1,93	68,8	1691,2	83479

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m³ GJ⁻¹)	PH méd. (m³ GJ⁻¹)	PH min (m³ GJ⁻¹)	Desvio padrão (m³ GJ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m³ GJ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Sobradinho	BA	SFO	UHEPHBA002755-3	2000,5	601,8	205,6	332,6	0,55	465,9	2077,1	82983
Três Marias	MG	SFO	UHEPHMG027113-6	1842,1	346,9	101,3	339,9	0,98	215,0	1753,7	83483
Xingó	SE	SFO	UHEPHSE027053-9	6,7	2,2	0,8	1,2	0,55	1,8	1703,1	82989
Cana Brava	GO	TOC	UHEPHGO000630-0	403,8	42,6	18,3	40,0	0,94	33,0	1840,2	83228
Estreito	MA	TOC	UHEPHMA028863-2	529,7	68,1	19,5	54,8	0,81	60,2	1835,9	83881
Luís Eduardo Magalhaes (Lajeado)	TO	TOC	UHEPHTO001304-8	455,5	106,6	37,4	58,9	0,55	91,3	1828,8	82986
Peixe Angical	TO	TOC	UHEPHTO028353-3	237,2	63,8	29,1	26,7	0,42	58,9	1845,3	83726
São Salvador	TO	TOC	UHEPHTO028567-6	470,5	51,3	20,3	54,9	1,07	40,1	1852,4	83228
Serra da Mesa	GO	TOC	UHEPHGO002731-6	697,8	131,3	48,6	91,0	0,69	101,0	1837,6	83228
Tucuruí	PA	TOC	UHEPHPA002889-4	119,3	50,0	20,6	19,7	0,39	46,6	1760,9	82361
Barra Grande	RS	URU	UHEPHRS027556-5	657,0	69,5	28,3	58,4	0,84	59,3	1225,3	83887
Campos Novos	SC	URU	UHEPHSC027401-1	157,4	8,5	1,4	14,0	1,64	5,0	1215,4	83887
Foz do Chapecó	RS	URU	UHEPHRS028354-1	224,1	11,4	2,1	24,1	2,12	5,9	1266,3	83738
Garibaldi	SC	URU	UHEPHSC030415-8	230,5	20,7	3,8	27,6	1,33	13,7	1223,3	83842
Itá	RS	URU	UHEPHRS001152-5	75,9	9,3	2,3	8,3	0,89	6,3	1304,9	83446
Machadinho	RS	URU	UHEPHSC001356-0	178,8	11,0	1,8	19,0	1,73	6,1	1232,3	83361

UHE	UF	RH	CEG	PH máx. (m ³ GJ ⁻¹)	PH méd. (m ³ GJ ⁻¹)	PH min (m ³ GJ ⁻¹)	Desvio padrão (m ³ GJ ⁻¹)	Coefficiente de variação	Mediana (m ³ GJ ⁻¹)	Evaporação Anual (mm)	Estação
Monjolinho	RS	URU	UHEPHRS028562-5	211,2	6,5	1,8	18,6	2,84	3,5	1277,3	83692
Passo Fundo	RS	URU	UHEPHRS002001-0	1566,7	62,1	11,9	114,1	1,84	42,5	1308,8	83907
Passo São João	RS	URU	UHEPHRS029456-0	949,4	49,6	5,2	130,1	2,62	17,4	1333,3	83228
Quebra-Queixo	SC	URU	UHEPHSC002167-9	31,8	5,9	1,0	6,1	1,03	3,7	1317,3	83883
São José	RS	URU	UHEPHRS029459-4	447,6	45,9	11,9	66,4	1,45	27,1	1326,1	83907

Apêndice B

Relação de figuras de características das usinas por pegada hídrica onde não foram encontradas correlações entre variáveis.

Figura 39 – Potência outorgada por pegada hídrica de cada empreendimento.

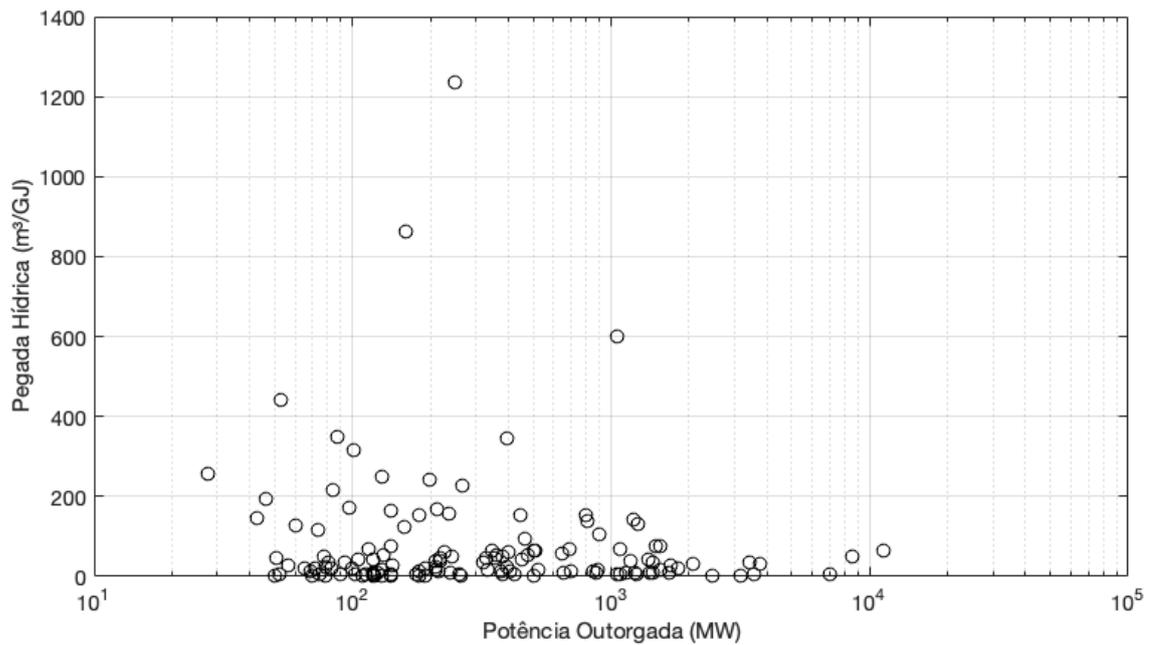


Figura 40 – Altitude de acordo com a Pegada hídrica de cada UHE.

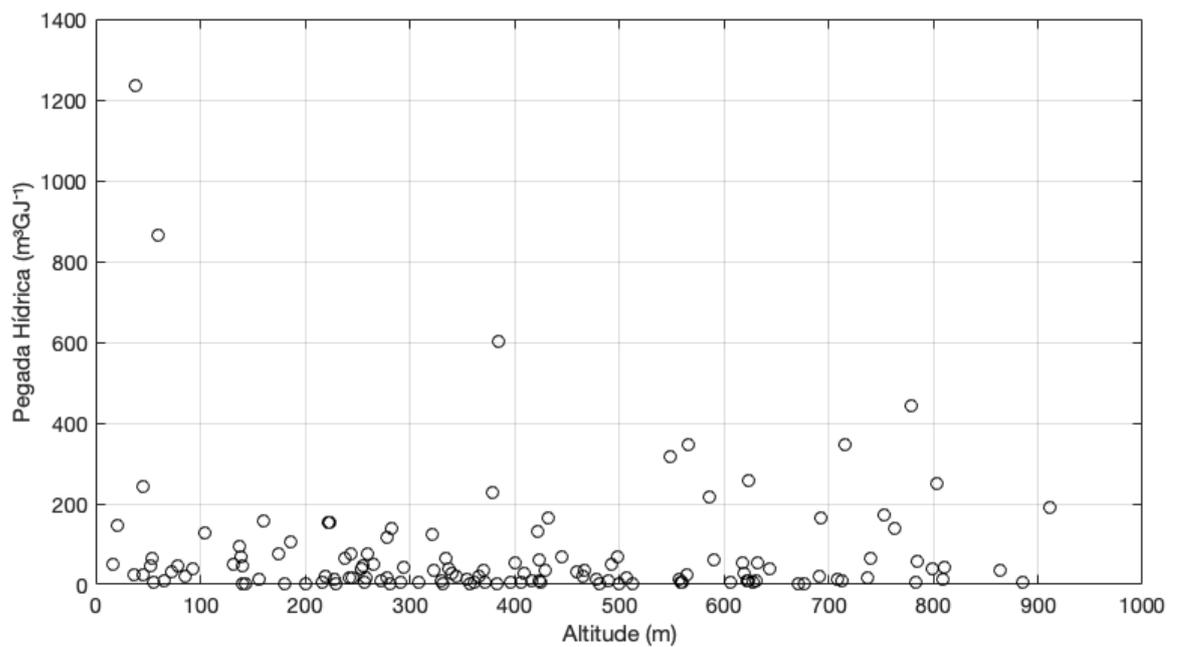
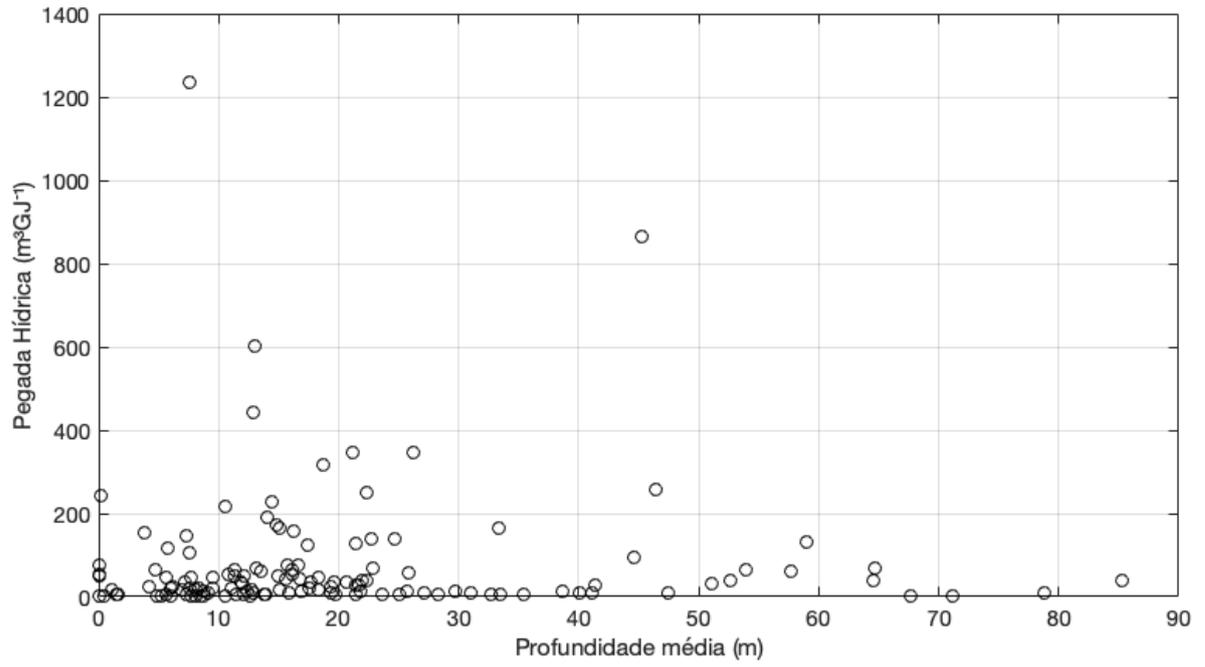


Figura 41 – Profundidade média por pegada hídrica de cada empreendimento.



Apêndice C

Tabela 8 - Relação de meses descontados por geração excepcionalmente baixa de energia.

UHE	Mês/ano
Aimorés	nov/15
Baguari	dez/15
Barra dos Coqueiros	abr/20
Batalha	nov/13
Belo Monte	mar/16
Cachoeira Caldeirão	mar/16, nov/17
Caconde	jul/04, ago/04, set/04, ago/13, out/14
Camargos	mar/12
Campos Novos	abr/20, mai/20
Cana Brava	mai/14
Canoas I	jan/00
Canoas II	jan/00
Coaracy Nunes	ago/15
Corumbá III	mai/17
Corumbá IV	fev/16
Dardanelos	set/12, ago/16, out/20
Guaporé (Tangara)	mai/03
Irapé	jun/06
Itá	mai/20
Itapebi	jan/03, jul/03, ago/03, out/04
Jaguari	jun/11, mar/15
Machadinho	jan/02
Manso	nov/00
Mauá	out/12
Monjolinho	set/09
	out/13, nov/14, nov/16, dez/16, jan/17, fev/17,
Paulo Afonso I, II, III	mar/17, mai/17 até fev/18, jan/19 até mai/19, jun/20, jul/20
Passo Fundo	abr/20, mai/20
Passo São João	abr/20
Porto Primavera	mar/99
Queimado	mar/04

UHE	Mês/ano
Retiro Baixo	set/14, out/14, ago/15, set/16, ago/16, set/19
Risoleta Neves (Candongá)	ago/04, nov/15, ago/15, jul/16, ago/16, set/16, set/17, set/19
Salto Caxias	ago/06
Salto Santiago	jun/020
Santa Clara (MG)	nov/15, out/17, mar/18, set/18
Santo Antônio	jan/12, mar/12
Santo Antônio do Jari	ago/14
São José	mar/11
São Salvador	mai/09
Teles Pires	jun/15 até out/15